

**GUÍA DE PRÁCTICAS ADECUADAS PARA CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS
DE PUESTA A TIERRA**

**DIEGO ANDRÉS RAMÍREZ GONZÁLEZ
JERSON ERASMO LEÓN ALMEIDA
YENNY PAOLA PRADA RUEDA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2014**

**GUÍA DE PRÁCTICAS ADECUADAS PARA CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS
DE PUESTA A TIERRA**

**DIEGO ANDRÉS RAMÍREZ GONZÁLEZ
JERSON ERASMO LEÓN ALMEIDA
YENNY PAOLA PRADA RUEDA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
Electricista**

**Director
JULIO CÉSAR CHACÓN VELASCO
Msc. Potencia Eléctrica**

**Codirector
NÉSTOR ALFONSO RIVERA OCHOA
Ingeniero Electricista**

**Codirector
FERNANDO BONILLA
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2014**

DEDICATORIA

A mi parcerero, el Todopoderoso, porque a pesar de que en muchas ocasiones las circunstancias no fueron del todo favorables, siempre estuvo ahí para mostrarme el camino correcto, nunca desfallecer y seguir adelante en la búsqueda de este logro.

A mi madre, Yasmine González (Mela), por todo el esfuerzo, la dedicación, el amor, la comprensión, y los sacrificios que debió hacer para sacarnos adelante a mí y a mis hermanos por sí sola, además de hacernos personas de bien... eres una persona maravillosa y te mereces lo mejor en esta vida. De paso, mami, te pido perdón por los semestres de más que me tomé para culminar la carrera, prometo recompensarlos y darte la tranquilidad de que no hay que pagar nada más en la universidad ☺.

A mis hermanos Gina y Raúl,
porque los quiero mucho y los llevo en mi corazón por más que vivamos agarrados.

A mi Juanfe,
por llegar a nuestras vidas y alegrarnos el corazón con sus ocurrencias.

A mi primo Slay González[†],
por la bondad que tenía en su corazón a pesar de sus locuras.

A Raúl Estupiñán[†],
quien en su momento llegó a nuestras vidas para colmarnos de bendiciones y bienestar.

A mi abuela Olga, mis tíos Mario, Alba y Jorge Luís,
por estar pendientes de mí, por su afecto, consejos y atención brindada siempre que fui a visitarlos.

A mis amigos de la universidad,
quienes hicieron más ameno mi paso por esta etapa de la vida.
Al vago de Jerson, quien siempre me tendió la mano para ayudarme cuando más lo necesitaba de forma desinteresada y vio en mí una persona en quien confiar...

Al papá de los bolos (el narciso), mi primer amigo en la universidad, una excelente persona y otro de los que compartió sus conocimientos conmigo para superar adversidades...

A David, por estar siempre dispuesto a echar pola en cualquier lugar.

A mis compañeros de proyecto Jerson y Yenny, por todas las canas que me sacaron durante el desarrollo de este trabajo (especialmente Yenny), pero al final todo salió bien.

A mis amigos de la vida Oscar, Mauricio, Carlos Mario, Julián, Kate y Ángela,
por sus oportunos consejos y por las vivencias compartidas a lo largo de este camino.

En general, al resto de amigos, compañeros de carrera, familiares y demás personas que siempre creyeron en mis capacidades para poder lograr esta meta...
de verdad, muchas gracias.

Diego Andrés Ramírez González

DEDICATORIA

A mis padres, por su incondicional apoyo e inquebrantable dedicación para guiarme por el extraordinario camino de la vida.

A mis hermanos, por su gran apoyo y brindarme fortaleza.

A mis amigos y compañeros por su colaboración y ánimo para iniciar y terminar este proyecto.

Jerson Erasmo León Almeida

DEDICATORIA

A Dios mil gracias por darme la oportunidad de vivir, por permitirme sentir su presencia todos los días de mi vida y ayudarme sin límite alguno cuando más lo necesito.

A mi madre Margarita, porque siempre ha creído en mí y me lo ha dado todo, este logro es tuyo. Gracias por apoyarme y guiarme con ese amor tan inmenso que día a día me ofreces sin límites ni condiciones. No podría terminar de agradecerte lo significativo que ha sido poder contar con tu apoyo, doy gracias a Dios por darme el honor de compartir contigo esta meta alcanzada.

A mis hermanos: Elkin, gracias por los consejos, por ayudarme siempre y alentar mis ánimos cuando más lo necesitaba, gracias por la motivación que me ofreciste siempre para poder seguir adelante no solo en mi carrera profesional sino en mi vida personal, a Dora por sus palabras de aliento, cuando parecía que nada me salía bien y a José, quien me impulso a terminar satisfactoriamente mi carrera, y por supuesto quiero dedicar este logro a la memoria de mi hermano Edward, el cual espero se sienta orgulloso de este sueño, desde donde se encuentre y a mi sobrina que me ha acompañado desde pequeña, siempre me ha escuchado, en medio de su inocencia me ha dado el privilegio de sonreírle a la vida día a día. Gracias a todos por su comprensión, paciencia y apoyo incondicional durante todo este tiempo, gracias por ser parte de mi vida y hacer de ella una bella experiencia, espero poder recompensarles todo lo que han hecho por mí.

A mis compañeros Diego y Jerson por su gran ayuda en la realización de este proyecto, solo me queda por decirles que les deseo éxitos, triunfos y victorias con esta profesión que decidimos y nos comprometimos a desempeñar por el resto de nuestras vidas. A mis amigos y compañeros de trabajo que con sus ocurrencias alegraban mis días y hacían más llevaderas todas mis jornadas, aun en aquellos días que parecía ser imposible lograr esta meta.

Gracias a todas las personas que directa o indirectamente me ayudaron a forjar este sueño, en el que he vivido momentos felices al igual que tristes, hoy puedo confesarles que siento plena satisfacción de haberlo logrado, con palabras escritas aquí no podría describirlo, solo puedo decir que siento felicidad por cumplir un sueño que con seguridad será tan solo el primero de muchos otros sueños que planeo para mi vida, gracias a todos, porque sin ustedes este triunfo sencillamente hoy no sería una realidad posible.

Yenny Paola Prada Rueda

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen de manera especial y sincera a las personas que de forma desinteresada colaboraron con el desarrollo de este proyecto de grado.

Al profesor Julio César Chacón Velasco, quien tuvo toda la disposición posible para brindarnos sus aportes, oportunas orientaciones, recomendaciones para el mejoramiento continuo de esta labor, y ante todo su paciencia en la planeación y desarrollo del trabajo.

Al ingeniero Néstor Alfonso Rivera Ochoa, quien nos recomendó seguir este tema para el desarrollo de nuestro trabajo de grado, además de aportarnos en forma generosa los conocimientos y experiencia adquirida en su trabajo como ingeniero electricista, los cuales fueron base fundamental en nuestra labor.

A los ingenieros Fernando Bonilla y César Forero, quienes tuvieron las mejores intenciones para permitirnos realizar labores de campo que complementaran de manera óptima este proyecto y a su vez adquirir mayores conocimientos en el inicio de nuestra vida profesional.

A los amigos, compañeros, profesores y personal de la Escuela de Ingeniería de eléctrica y electrónica, por su colaboración y conocimientos brindados en el transcurso de nuestra vida académica.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	25
1. ESTUDIO GENERAL DE NORMAS Y ESTÁNDARES REFERENTES A SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	27
1.1 NORMAS NACIONALES.....	27
1.1.1 NTC 3582: Guía para la puesta a tierra de transformadores con tensión de serie 15 kV	28
1.1.2 NTC 4628: Calificación de conexiones permanentes usadas en sistemas de puesta a tierra en subestaciones.....	30
1.1.2.1 Grupo de ensayo individual	31
1.1.2.2 Grupo de ensayo secuencial	31
1.1.3 NTC 4552: Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (rayos).....	32
1.1.3.1 NTC 4552-1: Principios generales	33
1.1.3.2 NTC 4552-2: Manejo del riesgo	37
1.1.3.3 NTC 4552-3: Daños físicos a estructuras y amenazas a la vida.....	40
1.1.4 GTC 162: Protección contra las perturbaciones. Separación en el suelo entre un cable de telecomunicación y el sistema de puesta a tierra de una instalación de energía eléctrica.....	43
1.1.4.1 Tipos de redes eléctricas	43
1.1.4.2 Lugares donde se produce elevación de potencial de tierra (EPT).....	44
1.1.4.3 Características de la elevación de potencial de tierra	44
1.1.4.4 Distancias de separación entre cables de telecomunicaciones enterrados y sistemas de puesta a tierra (SPT)	45
1.1.4.5 Medidas para evitar riesgos debidos a la elevación de potencial de tierra (EPT)	45
1.1.5 NTC 2050: Código eléctrico Colombiano.....	45
1.1.6 NTC 2206: Equipo de conexión y puesta a tierra (Grounding and bonding equipment)	47
1.1.7 NTC 4616: DPS. Recomendaciones para selección y uso	48
1.1.8 GTC 173: Protección contra las perturbaciones. Configuraciones de continuidad eléctrica y puesta a tierra dentro de los edificios de telecomunicaciones	50
1.1.9 GTC 206: Guía práctica para el cálculo y selección de la puesta a tierra del neutro de generadores sincrónicos trifásicos.....	54
1.2 NORMAS INTERNACIONALES.....	58

1.2.1 IEEE 80-2000: Guide for safety in AC Substation Grounding (Guía para la seguridad en el aterrizado de subestaciones en AC).....	58
1.2.1.1 Criterios de seguridad para sistemas de puesta a tierra.....	59
1.2.1.2 Criterios para diseño de sistemas de puesta a tierra.....	63
1.2.1.3 Evaluación de sistemas de puesta a tierra.....	65
1.2.2 IEEE 81.2: Guide for measurement of impedance and safety characteristics of large, extended or interconnected grounding systems.....	66
1.2.2.1 Mediciones en sistemas de puesta a tierra de gran extensión.....	68
1.2.2.2 Distribución de la corriente eléctrica en la malla de puesta a tierra.....	71
1.2.2.3 Instrumentación.....	71
1.2.3 IEEE 837: Standard for qualifying permanent connections used in substation grounding.....	72
1.2.4 IEEE 142: Recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems.....	73
1.2.5 IEEE 242: Personal protective grounding for electric power facilities and power lines.....	76
1.2.6 IEEE 81: Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground.....	78
1.2.7 IEEE 665 Guide for generating station.....	80
1.2.8 IEEE 1048 Guide for protective grounding of power.....	82
1.3 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE NORMAS NACIONALES Y NORMAS INTERNACIONALES RESPECTO A RETIE.....	83
1.3.1 Diseño en sistemas de puesta a tierra.....	83
1.3.1.1 Aspectos de diseño incluidos en RETIE.....	84
1.3.1.2 Aspectos de diseño general en IEEE 80.....	85
1.3.1.3 Análisis comparativo general para aspectos de diseño.....	87
1.3.2 Materiales y elementos en un sistema de puesta a tierra.....	88
1.3.2.1 Requerimientos de RETIE para la utilización de elementos en un SPT.....	88
1.3.2.2 Consideraciones de otras normas para la selección de materiales en un SPT.....	89
1.3.2.3 Comparación entre RETIE y normas que abordan el tema de elementos en SPT.....	89
1.3.3 Valores de referencia en sistemas de puesta a tierra.....	90
1.3.4 Mediciones requeridas en sistemas de puesta a tierra.....	92
1.3.4.1 Medición de la resistividad aparente de terreno.....	92
1.3.4.2 Medición de resistencia de puesta a tierra.....	94
1.3.4.3 Medición de tensión de paso y contacto.....	96
1.3.4.4 Análisis comparativo general para mediciones de SPT.....	97

1.3.5 Mantenimiento de sistemas de puesta a tierra	98
1.3.5.1 Recomendaciones para mantenimiento de SPT adoptados en RETIE.....	99
1.3.5.2 Mantenimiento de SPT en otras normativas.....	99
1.3.5.3 Conclusiones generales para el mantenimiento de SPT	100
1.3.6 Sistemas de protección contra rayos.....	100
1.3.6.1 Generalidades de SIPRA en RETIE	100
1.3.6.2 Comparación entre RETIE y NTC 4552.....	101
1.3.7 Otras especificaciones relacionadas con los sistemas de puesta a tierra	101
1.3.7.1 Puestas a tierra temporales.....	101
1.3.7.2 Relación entre sistemas de telecomunicaciones y SPT.....	103
1.3.7.3 SPT en sistemas de generación	103
2. PROPOSICIONES PARA EL MEJORAMIENTO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.	105
2.1 USO DE SALES CON BAJA RESISTIVIDAD PARA LA REDUCCIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	105
2.1.1 Pruebas y resultados	106
2.1.2 Uso de sales para reducción de SPT en Colombia	112
2.2 REDUCCIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO POR MEDIO DE GRIETAS SUBTERRÁNEAS.	113
2.2.1 Principios básicos de la metodología.....	115
2.2.1.1 Contacto de los componentes de un SPT con capas del suelo de baja resistividad.....	115
2.2.1.2 Reducción de la resistencia de contacto	115
2.2.1.3 Disminución de la resistencia de fuga en SPT.....	116
2.2.1.4 Unión de las grietas formadas en las capas profundas del suelo con grietas existentes.....	117
2.2.2 Espacio entre agujeros para conductores verticales de la puesta a tierra	118
2.2.3 Inconvenientes del procedimiento	119
2.2.4 Resultados de la aplicación del procedimiento	120
2.2.5 Implementación de las grietas para SPT en Colombia.	120
2.3 UTILIZACIÓN DE POLÍMEROS ABSORBENTES PARA REDUCCIÓN DE RPAT	121
2.3.1 Parámetros de selección para polímeros absorbentes.....	121
2.3.2 Características de los polímeros absorbentes.....	121
2.3.3 Uso de polímeros para SPT en Colombia.....	122
2.4 CEMENTOS CONDUCTIVOS EN SPT	122

2.4.1 Principales características	123
2.4.2 Ventajas en el uso de cementos conductivos	123
2.4.3 Desventajas y precauciones en el uso de cementos conductivos	124
2.5 OTROS MATERIALES EMPLEADOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA RESISTIVIDAD EN EL TERRENO	124
2.6 UTILIZACIÓN DEL CABLE DE ACERO TRENZADO COMO CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA EN DIFERENTES APLICACIONES.....	125
2.6.1 Propiedades del cable de acero trenzado.	125
2.6.2 Manejo del cable de acero trenzado.....	126
3. REGISTRO FOTOGRÁFICO EN SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA PARA DIFERENTES APLICACIONES	128
3.1 DEFICIENCIAS RECOPIADAS EN SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	128
3.1.1 Manejo del conductor de puesta a tierra al momento de su instalación.....	128
3.1.2 Puesta a tierra para vehículos transportadores de combustible	129
3.1.3 Problemas en la puesta a tierra de una estructura de media tensión	131
3.1.4 Conexiones de puesta a tierra inadecuadas en la estructura de una subestación	132
3.1.5 Componentes inadecuados en la equipotencialización de bandejas porta cables	134
3.1.6 No conformidades para el manejo del conductor de puesta a tierra en casetas de control	136
3.1.7 Equipotencialización insegura en tableros de distribución.....	138
3.1.8 Desviaciones del SPT para barrajes equipotenciales	139
3.1.9 Errores en el SPT para DPS de una línea de media tensión	141
3.1.10 Otras deficiencias presentadas en aplicaciones de SPT	143
3.2. APLICACIONES ADECUADAS EN SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA	145
3.2.1 Procedimiento básico para construcción de un SPT	146
3.2.2 Cemento conductivo para mejoramiento de la resistencia de puesta a tierra	148
3.2.3 Barrajes equipotenciales con conexiones aceptables	149
3.2.4 Equipotencialización de las partes conductoras en una subestación eléctrica	152
3.2.5 Inspección y mantenimiento en puntas captadoras	153
3.2.6 Puesta a tierra para antena de telecomunicaciones	154
4. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES.....	157
5. RECOMENDACIONES.....	159

BIBLIOGRAFÍA.....162

ANEXOS.....163

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Factores que conllevan a la evaluación del riesgo	38
Figura 2. Componentes de un sistema de protección contra rayos.....	42
Figura 3. Integración de la BN en la CBN.....	51
Figura 4. Conexiones A y F para generadores	55
Figura 5. Conexión B para generadores.....	56
Figura 6. Conexión C para generadores.....	56
Figura 7. Conexiones D y E para generadores.....	57
Figura 8. Conexión G para generadores	57
Figura 9. Circuito accidental por contacto directo con parte energizada	61
Figura 10. Circuito accidental por tensión de paso en superficie.....	62
Figura 11. Criterios que conforman el estudio de tensiones tolerables	63
Figura 12. Principales características a tener en cuenta para el suelo.....	64
Figura 13. Diagrama de prácticas a considerar	67
Figura 14. Pruebas para RPAT con baja impedancia implementando inyectores de corriente	69
Figura 15. Pasos para RPAT con baja impedancia bajo pruebas de simulación de fallas	70
Figura 16. Diagrama de instrumentación para SPT.....	72
Figura 17. Cable de aterrizado de protección personal	77
Figura 18. Procedimiento básico para el diseño de un SPT según RETIE.....	84
Figura 19. Aspectos para la evaluación de tensiones de paso y contacto adoptados por RETIE	97
Figura 20. Pruebas y registros a llevar a cabo en el mantenimiento de un SPT	99
Figura 21. Generalidades para SPT temporales según RETIE	102
Figura 22. Modelo de la celda de ensayo utilizada para el estudio de la acción de sales en el suelo	108
Figura 23. Resistividad del suelo de las muestras A, B y C para su acción en tres días.....	108
Figura 24. Resistividad del suelo de las muestras D y E para su acción en tres días	109
Figura 25. Resistividad del suelo para las muestras A y F para su acción en tres días	110
Figura 26. Variaciones de resistencia para las muestras A, B y C en función del tiempo (días)	111
Figura 27. Variaciones de resistencia para las muestras A, D y E en función del tiempo (días)	111
Figura 28. Variaciones de resistencia para las muestras A y F en función del tiempo (días).....	112
Figura 29. Grietas subterráneas en SPT	114

Figura 30. Grietas subterráneas en SPT, vista lateral	114
Figura 31. Áreas de influencia en el electrodo hemisférico para formación de grietas	115
Figura 32. Unión de grietas formadas por explosión con grietas existentes en el subsuelo	118
Figura 33. Manejo del cable de acero trenzado	126
Figura 34. Defectos en la manipulación del conductor de puesta a tierra	129
Figura 35. Defectos en la puesta a tierra para vehículos transportadores de combustible	130
Figura 36. Defectos encontrados en estructura de media tensión	131
Figura 37. Conexiones defectuosas para SPT en la estructura de una subestación eléctrica	133
Figura 38. Inconsistencias en la disposición del aterrizaje en bandejas porta cables	135
Figura 39. Manejo inadecuado del conductor de puesta a tierra dispuesto en cárcamos de una subestación	137
Figura 40. Tablero de distribución con inconsistencias en la conexión al SPT	139
Figura 41. Inconformidades en barraje equipotencial	140
Figura 42. Disposición inadecuada de bajante de puesta a tierra para estructura con DPS	142
Figura 43. Inconsistencias de SPT en otro tipo de instalaciones	144
Figura 44. Pasos básicos para construcción de un SPT, Parte 1	146
Figura 45. Pasos básicos para construcción de un SPT, Parte 2	147
Figura 46. Cemento conductivo para mejoramiento de RPAT en bahía de línea	149
Figura 47. Barrajes equipotenciales con adecuada implementación, Parte 1	150
Figura 48. Barrajes equipotenciales con adecuada implementación, Parte 2	151
Figura 49. Unión equipotencial entre diferentes partes de una instalación	152
Figura 50. Revisión de conexiones en punta captadora	154
Figura 51. Puesta a tierra para antena de telecomunicaciones	156

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Fuentes y tipos de daños en estructuras y acometidas debidas a rayos	36
Tabla 2. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.....	91
Tabla 3. Tensiones de contacto admisibles en SPT	92
Tabla 4. Combinaciones de materiales de baja resistividad probadas	107
Tabla 5. Resistencia resultante para componentes de una malla de puesta a tierra.....	117
Tabla 6. Comparación entre RPAT convencional y RPAT con método de grietas	120

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Manual para el diseño, construcción, inspección y mantenimiento de sistemas de puesta a tierra	163

RESUMEN

TÍTULO: GUÍA DE PRÁCTICAS ADECUADAS PARA CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.*

AUTORES: Diego Andrés Ramírez González; Jerson Erasmo León Almeida; Yenny Paola Prada Rueda.**

PALABRAS CLAVES: Sistema de puesta a tierra, RETIE, IEEE, prácticas inadecuadas, mejoramiento de puestas a tierra, registros fotográficos.

DESCRIPCIÓN:

El reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE) es la documentación presentada por el Ministerio de Minas y Energía considerada de obligatorio cumplimiento en Colombia para las diferentes aplicaciones que allí se implantan, incluyendo los sistemas de puesta a tierra (SPT) en su haber.

Al revisar los aspectos establecidos para los SPT, se encuentran inconsistencias en algunas determinaciones mencionadas allí, las cuales se ven reflejadas en el desarrollo de prácticas inadecuadas que han sido localizadas en gran variedad de instalaciones eléctricas, en donde utilizan las puestas a tierra como medio para disipar corrientes eléctricas producidas por fallas en el sistema eléctrico o por descargas atmosféricas, a fin de proteger los equipos y personas presentes en la instalación.

Teniendo en cuenta lo anterior, este documento presenta un estudio general de las normas técnicas colombianas (NTC) y estándares de la IEEE relacionadas con los SPT, a fin de realizar un análisis comparativo entre dichas guías y el RETIE para encontrar las falencias que exhibe el reglamento de obligatorio cumplimiento.

De igual manera, se muestran algunas alternativas útiles para el mejoramiento de las puestas a tierra que pueden implementarse en Colombia. A su vez, en este trabajo se dan a conocer registros fotográficos que dan prueba de las prácticas inadecuadas en SPT, proponiendo soluciones básicas como acciones correctivas; y también se presentan prácticas bien realizadas en SPT, con el objetivo de que sean un modelo a seguir.

Finalmente se anexa una cartilla al documento que describe los aspectos básicos para diseñar y construir un SPT.

*Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Director: MPE Julio César Chacón Velasco. Codirectores: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa, Ing. Fernando Bonilla.

ABSTRACT

TITLE: GUIDE OF RECOMMENDED PRACTICES TO BUILD A GROUNDING SYSTEM.*

AUTHORS: Diego Andrés Ramírez González; Jerson Erasmo León Almeida; Yenny Paola Prada Rueda.**

KEYWORDS: Grounding system, RETIE, IEEE, ground improvement, inappropriate practices, photographic records.

DESCRIPTION:

The Technical Regulations for Electrical Installations (RETIE) are presented by the Ministry of Mines and Energy and is considered mandatory in Colombia, on the document are mentioned applications, including grounding systems.

First of all, can be observe a review of the issues made by the grounding systems, the inconsistencies found in some determinations mentioned in the regulations, which are found in the development of inappropriate practices that have been placed in a variety of electrical installations where uses the ground as a way to dissipate electrical currents produced by equipment or lighting failures in the electrical system in order to protect the equipment and the people who are in the place.

In addition to that, this paper shows an overview of the Colombian Technical Standards (NTC) and IEEE Standards relating to grounding systems for a comparative analysis between these standards against RETIE to find defects having the mandatory regulation.

Likewise, some useful alternatives to improve the soil that could be implemented in Colombia are described here. At the same time, this work presents evidence given in photographic records, showing inappropriate land practices, and proposing basic solutions or corrective actions. Also good grounding systems practices are shown in order to allow these practices become role models.

Finally, it is presented a manual that describes the basics aspects to design and build a grounding system; this document is attached at the end of the document.

*Degree Work

**Physical-Mechanical Engineering Faculty. Electrical Engineering School. Director: Msc. Julio César Chacón Velasco. Co-directors: E.E. Néstor Alfonso Rivera Ochoa, E.E. Fernando Bonilla.

LISTA DE ABREVIATURAS

SPT	-----	Sistemas de puesta a tierra.
SIPRA	-----	Sistemas de protección contra rayos.
DPS	-----	Distancia de separación entre los pararrayos.
RPAT	-----	Resistencia de puesta a tierra.
ρ	-----	Resistividad del terreno.
UPS	-----	Sistema de alimentación ininterrumpida.
NPR	-----	Nivel de protección contra rayos.
IER	-----	Impulso electromagnético del rayo.
NTC	-----	Norma técnica colombiana.
IEEE	-----	Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos.
GTC	-----	Guía Técnica Colombiana.
ICONTEC	-----	Instituto colombiano de normas técnicas y certificación.
EPT	-----	Elevación del potencial de tierra.
EMC	-----	Compatibilidad electromagnética.
IBN	-----	Red de continuidad eléctrica aislada.
CBN	-----	Red de continuidad eléctrica común.
GIS	-----	Subestaciones eléctricas encapsuladas.
NEC	-----	Código eléctrico nacional de USA.
NFPA	-----	Asociación nacional para la protección contra fuego de USA.
AC	-----	Corriente alterna.
DC	-----	Corriente continúa.
RETIE	-----	Reglamento en instalaciones eléctricas de Colombia.
V_{MALLA}	-----	Tensión de la malla.
V_{PASO}	-----	Tensión de paso.

INTRODUCCIÓN

El constante crecimiento del uso de energía eléctrica en el mundo y su vital importancia en el ámbito del sector productivo ha traído como consecuencia que el empleo de equipos y sistemas eléctricos en diferentes escenarios vayan en aumento, haciendo necesario garantizar el funcionamiento adecuado de cualquier instalación eléctrica para evitar daños que se vean reflejados en considerables pérdidas económicas, o en el peor de los casos que hayan pérdidas humanas. Entre los principales aspectos a considerar para tener una instalación eléctrica que cumpla con los estándares de seguridad están los sistemas de puesta a tierra que son indispensables en este tópico.

Los sistemas de puesta a tierra (SPT) pueden definirse como un conjunto de elementos conductores conectados de forma ininterrumpida donde se conectan los elementos de un sistema eléctrico con el terreno, siendo estos implementados en instalaciones eléctricas de cualquier tipo. Los SPT forman una parte esencial en la protección de los sistemas eléctricos, en el sentido que al utilizarlos se busca garantizar la protección de personas y seres vivos que circunden la zona donde se establezca la instalación, además de proteger los equipos que la conformen ante situaciones de riesgo como descargas atmosféricas, fallas debidas a agentes externos o fallas propias del sistema.

Conociendo la importancia que tienen los SPT en cualquier sistema eléctrico, vale la pena mencionar que diferentes factores como el constante aumento en la demanda de energía eléctrica, el avance tecnológico, funcional y estructural de los equipos eléctricos, y las altas exigencias que provienen de todos los sectores productivos existentes hacen que las instalaciones eléctricas deban tener un alto grado de confiabilidad que permita su buen funcionamiento, pero ante todo que sea obligatorio obtener grandes márgenes de seguridad, ofreciendo un servicio continuo y eficiente para minimizar las perturbaciones que se puedan presentar en

las instalaciones pertinentes, además de reducir los riesgos a los que puedan verse expuestos los usuarios y operadores del sistema eléctrico.

Ante esto, la existencia de normas y reglamentos han establecido parámetros para la protección de personas y equipos. Sin embargo, se presentan falencias en cuanto a la correcta disposición de un sistema de puesta a tierra, si se tiene en cuenta que al realizar las inspecciones en diferentes aplicaciones contempladas en los reglamentos pertinentes se pueden encontrar errores desde el diseño, hasta la construcción de sistemas eléctricos haciendo que no se posea plena garantía en materia de seguridad y se vea afectado el adecuado funcionamiento de los equipos en su ambiente.

A partir de lo expuesto, esta propuesta tiene como objetivo, con base en la experiencia adquirida en supervisiones de sistemas de puesta a tierra en diferentes ámbitos y teniendo como base la documentación normativa que abarca el tema en cuestión, establecer criterios de construcción de SPT en forma adecuada, tomando estos como una recomendación útil al momento de realizar un sistema eficiente, confiable y ante todo seguro para que pueda cumplir con su función a cabalidad.

1. ESTUDIO GENERAL DE NORMAS Y ESTÁNDARES REFERENTES A SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.

Debido al importante papel que tienen los sistemas de puesta a tierra en el tema de seguridad en el sector eléctrico en la actualidad, existe un vasto compendio en normatividad para sistemas de puesta a tierra a nivel internacional. Mucha de esta documentación se ha ido adoptando para que Colombia no se quede atrás cuando de garantizar la seguridad y minimizar riesgos se trata. A continuación se presentarán una serie de resúmenes extraídos de normatividad nacional (NTC y GTC) e internacional (IEEE) actualmente disponible para lo que sistemas de puesta a tierra concierne.

1.1 NORMAS NACIONALES.

Para el análisis general de las normativas nacionales se hace especial enfoque en los estudios realizados por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), el cual establece sus estándares con el aporte de diferentes empresas que llevan hacia el campo experimental las conclusiones de cada trabajo específico. Además de tener en cuenta las normas técnicas colombianas realizadas por el ICONTEC, se hace una revisión general de las guías técnicas colombianas que desarrollan su idea en campos más específicos de la ingeniería.

Al final del estudio de estas normativas, debe realizarse un análisis comparativo con el RETIE para verificar los defectos y virtudes que posee el estudio de obligatorio cumplimiento en Colombia respecto a las normas revisadas.

1.1.1 NTC 3582: Guía para la puesta a tierra de transformadores con tensión de serie 15 kV. La Norma Técnica Colombiana 3582 (NTC 3582) brinda una serie de recomendaciones y fundamentos prácticos que permiten una adecuada conexión de transformadores utilizados en redes de distribución con sistemas de puesta a tierra (SPT) que sean capaces de otorgarle al equipo la protección necesaria para disipar efectos negativos que puedan presentarse ante la presencia de sobretensiones o sobrecorrientes. También es importante mencionar que se debe garantizar la seguridad de los seres vivos que circunden las zonas donde se tengan estas aplicaciones.

Entre los aspectos más importantes que forman parte de la NTC 3582, se debe tener especial claridad en los conceptos de resistividad del terreno y resistencia de puesta a tierra, que son la base principal para diseminar las condiciones generales que deben tenerse en cuenta al momento de obtener un SPT seguro y confiable. De acuerdo a las características que se presenten tanto en las redes de media tensión a montar (la norma aplica para tensiones hasta 15 kV) como en el terreno donde se realiza la implementación, la NTC 3582 menciona una serie de condiciones que hace apto el sistema resultante, en lo que tiene que ver con:

- Aterrizaje de sistemas en media tensión en las subestaciones.
- Aterrizaje de sistemas en baja tensión.
- Equipotencialidad en elementos conductores.
- Efectos de la temperatura y la humedad en la resistividad del terreno.
- Distancia de separación entre los pararrayos (o DPS) y los bujes del transformador.
- Conexiones a realizar en configuraciones aéreas de media tensión, incluyendo neutro del sistema, con el sistema de puesta a tierra.
- Aterrizaje del sistema ante la presencia de cable de guarda.

En la NTC 3582 se tiene una serie de aspectos significativos para la implementación de electrodos de puesta a tierra (de varilla) de acuerdo a los valores que se requieran en la resistencia de puesta a tierra (RPAT) para la aplicación correspondiente, teniendo la posibilidad de modificar ítems importantes que mejoren el valor final de RPAT para el caso en que no sea posible obtener un resultado adecuado para esta importante característica. Entre los principales aspectos se tienen:

- Longitud de la varilla, relacionada directamente con la resistividad del terreno (ρ) para obtener la RPAT correspondiente.
- Número de varillas a utilizar en el SPT, que depende directamente del mismo valor de ρ .
- Distancia de separación entre varillas, para el caso en donde sea necesario utilizar más de un elemento.
- Longitud de enterramiento, que permite accesos a un terreno con menor resistividad.

Existen diferentes configuraciones para electrodos de puesta a tierra, cada una de ellas con características específicas que muestran una diversidad en los valores de RPAT resultantes que dependen de la relación entre el largo y ancho del área donde se realiza el electrodo de puesta a tierra. Para cada una de estas opciones se tiene una relación matemática que representa el valor de la resistencia de puesta a tierra que, como se mencionó anteriormente, busca un resultado favorable para cumplir con los requerimientos en un sistema de media tensión. Algunas aplicaciones útiles al respecto son:

- Electrodos en anillo.
- Electrodos en malla.
- Uso de contrapesos.

Los tratamientos que deben realizarse en el terreno que no cumpla con la RPAT especificada forman parte de las principales alternativas para mejorar la resistividad del terreno (ρ), teniendo en cuenta que el material a utilizar es capaz de disminuir notablemente el valor de ρ si se complementa con los electrodos que drenan las sobrecorrientes del sistema. Teniendo en cuenta lo anterior, es posible utilizar material con una baja resistividad para rellenar las zonas donde se entierren los electrodos de puesta a tierra, lo cual favorece el valor final de RPAT al momento de realizar la medición correspondiente. De igual manera, las conexiones que deben hacerse entre los bajantes de los equipos y la malla de puesta a tierra son parte notable del SPT.

Entre los métodos de medición existentes tanto para resistividad del terreno como para resistencia de puesta a tierra, la NTC 3582 recomienda utilizar dos de las metodologías más conocidas y confiables que se utilizan en la práctica:

- Método de los tres puntos (para medición de resistencia de puesta a tierra).
- Método de Wenner (para resistividad del terreno).

1.1.2 NTC 4628: Calificación de conexiones permanentes usadas en sistemas de puesta a tierra en subestaciones. La Norma Técnica Colombiana 4628 (NTC 4628) acoge los fundamentos necesarios para brindar una adecuada orientación y aplicar la metodología estipulada en sistemas de puesta a tierra que requieren conexiones permanentes en las subestaciones eléctricas, además de proporcionar las mismas garantías para aplicaciones específicas en donde sea importante el uso de conectores para obtener un sistema de puesta a tierra confiable, tales como conectores usados en equipos, estructuras, redes de distribución, conductores de tierra y sus principales aspectos a tener en cuenta.

La NTC 4628 es una equivalencia de la norma IEEE 837 (Standard for Qualifying Permanent Connections Used in Substation Grounding), basando sus principales

fundamentos desde allí y teniendo la posibilidad de verificar las características más esenciales que debe cumplir una conexión permanente en las aplicaciones mencionadas anteriormente. En principio, se tiene en cuenta que un conector a utilizar para conexión permanente en un sistema de puesta a tierra (SPT) debe ser sometido a una serie de ensayos, con el fin de verificar si el mismo es apto para ejercer su función en un SPT de forma continua. Se tienen dos tipos de ensayos para aplicar a los conectores, los grupos de ensayo individual y los grupos de ensayo secuencial; y para cada uno de ellos se utiliza un mínimo de cuatro muestras.

1.1.2.1 Grupo de ensayo individual. La principal característica de este tipo de ensayo es que las muestras utilizadas para realizar los mismos se utilizan una sola vez para verificar si se cumplen los requisitos necesarios de las pruebas que hacen parte de este grupo, es decir, no se realizan pruebas acumulativas en este tipo de ensayo. Para las pruebas que se hacen para un grupo de ensayo individual se evalúa el rendimiento de las conexiones y de los conductores que formen parte del SPT ante la presencia de excesos mecánicos en alguna parte del sistema, o al presentarse fuerzas electromagnéticas en zonas que afecten al SPT, con el fin de otorgar un alto grado de confiabilidad en las conexiones ante las condiciones más desfavorables que cubren estas pruebas.

1.1.2.2 Grupo de ensayo secuencial. A diferencia del grupo anterior, las pruebas que se realizan en las muestras son acumulativas, es decir, todos los ensayos que deban hacerse se aplican en el mismo elemento de prueba. Para este conjunto de ensayos se realizan dos tipos de análisis, donde cada uno de ellos se divide en cuatro etapas que deben realizarse de forma consecutiva. El primer análisis que se hace es la verificación de acidez tanto en los conductores como en las conexiones permanentes que se van a utilizar, y el segundo análisis a realizar es establecer los índices de alcalinidad de los elementos a utilizar en el SPT bajo determinados parámetros. Esto se realiza con el fin de comprobar que

todas las conexiones y los conductores que forman parte del SPT sean aptas para soportar las condiciones propias de la zona donde se desea implementar un sistema de protección para una instalación. Al ser la acidez y la alcalinidad características con algún tipo de afinidad, se tienen cuatro etapas en los ensayos que se deben realizar para los conductores y sus respectivas conexiones:

- Ciclaje de corriente-temperatura: Comprueba los criterios de resistencia en las conexiones al momento de verse sometidas a cambios de temperatura ante la presencia de grandes corrientes eléctricas.
- Congelamiento-descongelamiento: Verifica las condiciones de resistencia ante cambios en las condiciones del agua que pueden circundar por las conexiones.
- Corrosión: Se realiza para asegurar la resistencia de las conexiones ante la presencia de elementos ácidos o de condiciones de salinidad en la zona de protección.
- Corriente de falla: La resistencia de las conexiones permanentes deben soportar la presencia de grandes corrientes de falla que se drenan en los SPT.

Es importante mencionar que estos ensayos se realizan de forma consecutiva con los mismos elementos de prueba.

1.1.3 NTC 4552: Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (rayos). Brinda una serie de aspectos importantes que deben considerarse en determinados lugares para proteger los diferentes tipos de estructuras y servicios que puedan verse afectadas ante eventuales descargas atmosféricas; teniendo en cuenta el objetivo principal de la misma, el cual es disminuir cualquier tipo de riesgo que pueda perjudicar a los seres vivos circundantes en la zona a proteger y también a los equipos, contenidos o elementos que se encuentren allí.

Esta norma es recomendada por el RETIE dada la importancia de la protección contra descargas atmosféricas en todos los tipos de instalaciones eléctricas,

sumada a lo los distintos factores que se tienen en cuenta en esta documentación para lograr una protección segura, confiable y conveniente económicamente, convierten a la NTC 4552 en una referencia importante al momento de implementar un sistemas de protección contra rayos (SIPRA) y los diferentes aspectos que esto conlleva. Debido a las condiciones que deben tenerse en cuenta para diseñar y construir un sistema de protección contra descargas atmosféricas, la NTC 4552 en su última actualización (2008) se subdivide en cinco partes, de las cuales tres han sido publicadas y tratan los aspectos mencionados a continuación.

1.1.3.1 NTC 4552-1: Principios generales. Entre los principios generales de la NTC 4552-1 se encuentran una serie de definiciones y aspectos que determinan en forma general los principales criterios a tener en cuenta para la evaluación de necesidades en la estructura o servicio a proteger evaluando los tipos de daño que ocasiona una descarga atmosférica, incluyendo las pérdidas que se pueden generar; así como las necesidades y análisis económico que se requieren en este tipo de aplicaciones y que hagan favorable su implementación. Además de lo anterior, también se proponen las medidas a tomar de acuerdo al tipo de daño y riesgo que se puedan presentar, teniendo en cuenta los fundamentos básicos para proteger a estructuras y servicios de las descargas atmosféricas.

Es importante mencionar que las recomendaciones otorgadas por la NTC 4552-1 cubren diferentes tipos de estructuras fijas, incluyendo a las personas que se encuentren allí, sus instalaciones y los equipos o diferentes tipos de contenidos que se puedan albergar en el lugar de referencia. De igual manera, esta norma aplica para los servicios que entran a la estructura, ya que a través de ellos es posible que los efectos perjudiciales de un rayo puedan llegar hasta las personas y objetos que se busca proteger. Por último, vale aclarar que dentro de las aplicaciones para las que se ha diseñado la NTC 4552-1 no se incluyen las redes

que no hacen parte de la estructura o servicio a proteger, instalaciones a mar abierto y sistemas de transporte, tales como trenes, vehículos, barcos, aeronaves y afines.

Teniendo en cuenta este fundamento, es válido mencionar que los efectos que puede ocasionar una descarga atmosférica dependen de varios factores, y que a partir de allí es posible empezar a determinar las medidas a tener en cuenta para disipar tales consecuencias. Antes de evaluar los tipos de daños producidos en estructuras y acometidas de servicio, es importante resaltar los principales efectos que origina un rayo:

- Los daños mecánicos son producidos por el arco eléctrico que genera el rayo al haber ionización.
- Los acoples inductivos, resistivos y la magnitud de la corriente del rayo generan chispas que traen como consecuencia el fuego y las explosiones en las estructuras. A su vez, producen tensiones de paso y de contacto perjudiciales para los seres vivos.
- El impulso electromagnético del rayo (IER) origina daños en las instalaciones internas de las estructuras al haber influencia del campo electromagnético de la descarga atmosférica, produciendo también sobretensiones inducidas indeseables en los sistemas internos. Estas pueden ocasionar que los aislamientos de equipos y cableado cedan en su función.

• **Daños en estructuras.** Para los daños en estructuras deben analizarse los siguientes factores:

- Tipo de construcción: se tiene en cuenta principalmente el material del que está hecha la estructura (concreto, madera, ladrillo, entre otros):

- Función de la estructura a proteger: pueden incluirse diferentes tipos de lugar como escuelas, hospitales, viviendas, zonas deportivas, sitios de gran aglomeración, entre otros.
 - Ocupantes y contenido de la estructura: incluye a los seres vivos, equipos y materiales que se encuentren dentro de la estructura.
 - Acometidas entrantes a la estructura: cubre a los sistemas cableados y ductos metálicos.
 - Medidas de protección: al implementarlas se reduce el riesgo de pérdidas para los casos existentes y brinda una mayor confiabilidad en los sistemas internos en caso de falla.
 - Grado de peligrosidad: en este punto se analizan los ambientes peligrosos, estructuras adyacentes que pueden generar riesgo y rutas de evacuación de difícil acceso.
- **Daños en acometidas.** En el caso de las acometidas de servicio, es posible poner las siguientes componentes al análisis:
 - Modo de construcción de la acometida de servicios: se verifica si la acometida es aérea o subterránea, si es cubierta o es descubierta y el material del que está construida.
 - Función de la acometida: debe verse si la acometida es para uso de telecomunicaciones, energía eléctrica o se tienen ductos para servicios de agua y gas.
 - Estructura que recibe las acometidas: se analiza el tamaño, la ubicación y su utilización.
 - Medidas de protección: se tiene en cuenta si la acometida utiliza blindaje y si utiliza dispositivos o métodos de protección tales como DPS, UPS, redundancia para mayor confiabilidad, entre otros.

Una vez analizados los daños para cada tipo de aplicación de la NTC 4552, es posible identificar las principales fuentes y tipos de daños que afectan tanto a estructuras como a acometidas. A su vez se identifican los tipos de impacto para cada una de ellas.

Tabla 1. Fuentes y tipos de daños en estructuras y acometidas debidas a rayos

Fuentes		Tipo de daño				
		Daños mecánicos (tubos, conductores)	Fuego y explosiones	Lesiones en personas	Fallas en sistemas internos	Fallas en aislamientos
Estructura	Impacto directo en estructura (S1)	X	X	X	X	
	Impacto cercano a la estructura (S2)				X	
	Impacto al servicio entrante a la estructura (S3)		X	X	X	
	Impacto cercano al servicio entrante a la estructura (S4)				X	
Acometida	Impacto en estructura que contiene acometida (S1)	X	X	X	X	X
	Impacto en acometida entrante a la estructura (S3)	X	X			X
	Impacto cercano a acometida entrante a la estructura (S4)					X

Al final de esta evaluación se categorizan los daños y las pérdidas según el caso que se presente. Entre los daños (D_x) se encuentran las lesiones en seres vivos (D_1), los daños físicos de la estructura o acometida (D_2) y los daños de los sistemas internos que hacen parte de la estructura o que alimenta la acometida de servicios (D_3).

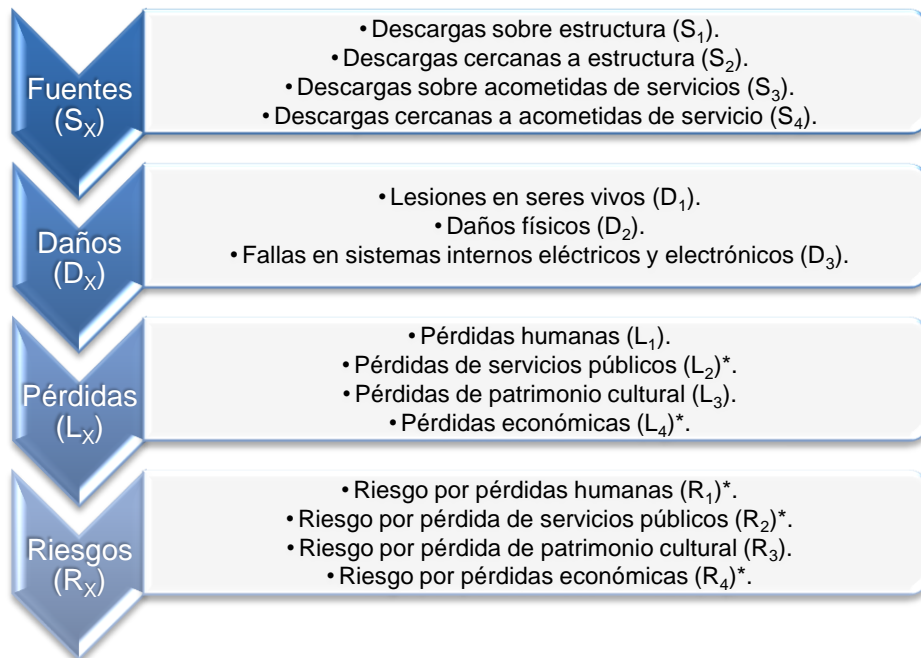
Para los tipos de pérdidas (L_X) se identifican las pérdidas humanas (L_1), las pérdidas de servicios públicos (L_2), las pérdidas de tipo cultural (L_3) y las pérdidas económicas (L_4); todas originadas para el caso en que una descarga atmosférica genere perjuicios.

Entre las demás generalidades que se presentan en la primera sección de la NTC 4552 se encuentran la evaluación económica que conlleva proteger cierta especificación a través del análisis de riesgos, el cual se menciona en la segunda sección de esta norma y en el documento anexo de forma más específica; y las medidas de protección a implementar una vez realizada la evaluación de riesgos, las cuales se mencionan en la tercera sección de la norma (NTC 4552-3).

1.1.3.2 NTC 4552-2: Manejo del riesgo. En esta sección de la norma se presenta una metodología para evaluar las situaciones de riesgo que pueden presentarse para determinada aplicación, y pone en consideración la necesidad de establecer medidas de protección contra descargas atmosféricas de acuerdo a los resultados obtenidos en el análisis de cada situación.

- **Procedimiento general para evaluación del riesgo.** Para empezar, es determinante saber que cada tipo de pérdida (L_X) trae consigo una situación de riesgo (R_X) que debe analizarse según la utilidad de la estructura o servicio que puede verse afectado. De acuerdo a los tipos de riesgos que se tengan, es posible establecer un riesgo tolerable (R_T) para el cual se acepta un margen de riesgo máximo permisible en el caso de análisis.

Figura 1. Factores que conllevan a la evaluación del riesgo



(*): *Aplican para acometidas de servicios.*

Teniendo en cuenta los factores que influyen en el análisis de riesgo, pueden indicarse los pasos a seguir de la siguiente manera:

- Identificar el objeto a proteger y determinar las características propias del mismo.
- Reconocer los tipos de riesgos y de pérdidas que puedan presentarse en el lugar.
- Evaluar de forma individual los riesgos que se presentan para cada tipo de pérdida.
- Hacer un análisis comparativo entre la suma de riesgos presentados y el riesgo tolerable para el objeto.
- Establecer o no las medidas de protección que se requieran, dependiendo del análisis comparativo del punto anterior. Si la suma de riesgos es mayor al riesgo tolerable, deben implementarse medidas de protección contra descargas atmosféricas.

- **Procedimiento general para evaluar la conveniencia económica de las medidas de protección.** Una vez determinada la evaluación del riesgo en la estructura o servicio a considerar debe verificarse la necesidad de utilizar sistemas de protección en el caso de estudio, teniendo en cuenta el costo de las pérdidas que se pueden presentar y el valor que generan las medidas de protección a implementar. Para esto, es importante revisar tanto las componentes de riesgo relacionadas con las pérdidas económicas como las establecidas por otro tipo de pérdida; y a partir de allí realizar un análisis comparativo entre el valor de las pérdidas económicas si se utilizan medidas de protección contra descargas atmosféricas y las pérdidas para el caso en que no se implementen las mismas.

Conocidos los principales aspectos que influyen en la conveniencia económica, es posible presentar en forma general el procedimiento a seguir:

- Identificar las componentes de riesgo relacionadas con las pérdidas económicas (R_4, R'_4).
- Calcular cada componente de riesgo (R_X) para el caso donde no se utilicen medidas de protección.
- Estimar los costos de pérdidas para cada componente de riesgo (R_X).
- Determinar el costo total de las pérdidas si no se utilizan medidas de protección (C_L).
- Implementar las medidas de protección que se requieran en el caso de estudio.
- Evaluar las componentes de riesgo (R_X) con medidas de protección implementadas.
- Valorar las pérdidas para cada componente de riesgo (R_X) con medidas de protección.
- Calcular el costo de las pérdidas que el sistema de protección no cubre (C_{RL}).
- Estimar el costo anual de las medidas de protección que se utilizan (C_{PM}).
- Determinar la conveniencia económica del caso.

Si $C_L < C_{RL} + C_{PM}$, no es conveniente implementar medidas de protección.

Si $C_L \geq C_{RL} + C_{PM}$, es necesario adoptar las medidas de protección.

- **Evaluación para las componentes de riesgo existentes.** Al momento de evaluar cada componente de riesgo (R_x) es fundamental tener presente que existen cuatro factores determinantes en el proceso que se lleva a cabo. Estos son:

- Número de eventos peligrosos (N_x): estos dependen de la frecuencia de descargas atmosféricas en la región donde se encuentra el objeto. Además de eso, se realiza el análisis de eventos peligrosos para cuando estos ocurren en la estructura propia o adyacente, o cuando las descargas caen sobre las acometidas de servicio o en lugares cercanos a ella.
- Probabilidad de daños (P_x): se requiere evaluar la presencia de posibles consecuencias perjudiciales para cada tipo de riesgo, teniendo en cuenta las causas que generan cada uno de ellos.
- Cantidad de pérdidas (L_x): cada tipo de pérdida debe evaluarse para todos los tipos de daños existentes.
- Establecimiento de zonas y/o secciones: la evaluación de riesgo cambia su metodología dependiendo del número de zonas que se reconozcan en la estructura o del número de secciones en el que se dividan las acometidas de servicio.

1.1.3.3 NTC 4552-3: Daños físicos a estructuras y amenazas a la vida.

En la tercera sección de la NTC 4552 se establecen los requerimientos necesarios para brindar una protección adecuada en estructuras mediante el uso de sistemas de protección contra rayos (SIPRA) que es el principal tema de enfoque; además de brindar otras soluciones para el caso de las acometidas de servicio y sistemas internos existentes.

- **Sistema de protección contra rayos (SIPRA).** El sistema de protección contra rayos son un conjunto de elementos y aplicaciones que, actuando de manera integral, disipan las consecuencias negativas que pueden afectar a una estructura para el caso en que se presente una descarga atmosférica, reduciendo el riesgo de cualquier tipo de pérdida, principalmente las pérdidas de seres vivos. Para diseñar un SIPRA específico es necesario haber realizado la evaluación de cada tipo de daño que se pueda presentar, además de revisar los aspectos técnicos y económicos que requiere la estructura a través del análisis de riesgo, y perfilar su implementación de acuerdo con los reglamentos vigentes.

Los sistemas de protección contra rayos se clasifican de acuerdo al nivel de protección contra rayos (NPR), el cual depende de las características propias de la descarga atmosférica y principalmente del valor de corriente pico y de su carga eléctrica. Otros parámetros como la energía almacenada, la velocidad y el tiempo de descarga, forman parte de las características de la descarga atmosférica según su nivel de protección. Un SIPRA debe tener sistemas externos y sistemas internos que prevengan todos los tipos de daños, otorgando a través de estos una alta confiabilidad en las instalaciones y un margen de riesgo mínimo para las personas y contenidos que se encuentren en la estructura.

- **Sistemas externos:** su función es interceptar de manera eficaz las descargas atmosféricas que puedan caer sobre la estructura a proteger, utilizando sistemas de captación para atraer los rayos, implementando el uso de conductores bajantes para llevar la corriente de descarga en forma segura y eficaz hacia la tierra para disipar la energía del mismo a través de un (SPT).
- **Sistemas internos:** los sistemas internos previenen la presencia de chispas que puedan producir fuego dentro de la estructura, implementando conexiones equipotenciales entre partes conductoras para evitar arcos eléctricos y definiendo las distancias de seguridad pertinentes para los elementos del SIPRA.

Figura 2. Componentes de un sistema de protección contra rayos



Para cada uno de los componentes del SIPRA se tienen diferentes metodologías de implementación de acuerdo a las necesidades del usuario y a las características de las medidas de protección.

- **Mantenimiento y revisión de sistemas de protección contra rayos.** Se requiere inspeccionar constantemente y realizar mantenimiento de los elementos que conforman el SIPRA con el fin de garantizar los parámetros de diseño, así como verificar el buen estado de cada parte que constituye este sistema y su adecuada implementación en estructuras o servicios que adoptan su implementación. En los sistemas de protección contra rayos es necesario realizar constantes revisiones durante la construcción del mismo para comprobar que todo esté de acuerdo al diseño estipulado, al momento de culminar la labor para establecer su adecuada funcionalidad; y a partir de allí es importante llevar un seguimiento periódico del SIPRA establecido para verificar que las condiciones de la zona y los eventos que puedan presentarse no afecte a cada uno de sus componentes.

El mantenimiento se debe hacer para el caso en el que alguna de las partes que conforman el SIPRA se vea afectada con la ocurrencia de una descarga atmosférica, o con las condiciones desfavorables del ambiente que modifiquen las propiedades de algún elemento. En este caso se cambia la parte afectada y se comprueba que las características del SIPRA cumplan las condiciones impuestas inicialmente.

1.1.4 GTC 162: Protección contra las perturbaciones. Separación en el suelo entre un cable de telecomunicación y el sistema de puesta a tierra de una instalación de energía eléctrica. El fundamento en el que se basa la Guía Técnica Colombiana 162 (GTC 162) radica en el hecho de que en muchos tipos de instalaciones eléctricas que utilicen SPT se implementan sistemas de telecomunicaciones para la correcta operación de equipos, sistemas de control, protección, medida y demás aplicaciones que se requieran para el diseño y montaje de la instalación.

Para entender la importancia de esta guía, es necesario mencionar los efectos que la elevación del potencial de tierra (EPT) tiene sobre los sistemas eléctricos y de telecomunicaciones, ya que este fenómeno se presenta en el momento que ocurre una falla a tierra en una instalación eléctrica y puede producir perturbaciones en sistemas adyacentes, generando riesgo para las personas encargadas de su operación. Ya que la EPT debe tenerse en cuenta al momento de montar una instalación eléctrica y un sistema de telecomunicaciones en forma conjunta, es válido hacer una revisión de los principales factores que se mencionan en la GTC 162 respecto a la influencia que tiene la EPT en los sistemas que se ven afectados por el mismo, teniendo en cuenta que se pretende evitar la afectación de las telecomunicaciones, principalmente.

1.1.4.1 Tipos de redes eléctricas. El tipo de conexión del neutro en las redes eléctricas es el principal argumento al momento de revisar los efectos de la

EPT tanto en la instalación como en las telecomunicaciones, ya que de acuerdo a la disposición del neutro en el sistema se pueden considerar dos factores que determinan las características del potencial de tierra.

- Corriente de falla: Depende principalmente del medio que se utiliza para conectar el neutro con la puesta a tierra de la instalación eléctrica.
- Tiempo de duración de la falla: Para el cual influye el aislamiento o no del neutro respecto a la puesta a tierra de la instalación eléctrica.

1.1.4.2 Lugares donde se produce elevación de potencial de tierra (EPT). Se consideran tres sitios donde puede presentarse con frecuencia este fenómeno, dos de los cuales presentan características similares.

- Centrales y subestaciones eléctricas: en estos dos lugares, influyen en la EPT de acuerdo al tamaño que poseen, incluyendo las líneas de transmisión que se conectan allí y su configuración.
- Líneas de transmisión: Se produce EPT en las líneas de transmisión al momento de presentarse una falla en la red. De igual manera, las descargas atmosféricas pueden generar aumento del potencial.

1.1.4.3 Características de la elevación de potencial de tierra. Pueden estimarse tres elementos principales.

- Magnitud de EPT: Donde se considera la tensión del sistema, la corriente de falla, la resistencia de puesta a tierra (RPAT) y los tipos de líneas de transmisión como los factores más representativos.
- Zona de EPT: Se tienen en cuenta las condiciones propias de la región, así como la resistividad del terreno (ρ), la disposición general del SPT y la variación de EPT de acuerdo a la distancia.

- Duración de EPT: Valora principalmente el tipo de red eléctrica que se tiene en la instalación, para los cuales se mencionaron sus características anteriormente.

1.1.4.4 Distancias de separación entre cables de telecomunicaciones enterrados y sistemas de puesta a tierra (SPT). Deben aplicarse las distancias propuestas en la GTC 162 en el caso que no sea posible calcular el potencial que se transfiere desde el SPT hacia los cables de telecomunicaciones enterrados. Si es posible implementar una metodología para encontrar el potencial transferido, deben aplicarse factores de corrección de acuerdo a las características magnéticas propias de los cables enterrados que forman parte de los sistemas de telecomunicaciones. Es importante mencionar que las distancias de separación suelen aplicarse para sistemas eléctricos de alta tensión, los cuales son más propensos a generar aumento de la EPT.

1.1.4.5 Medidas para evitar riesgos debidos a la elevación de potencial de tierra (EPT). Se propone el aumento de distancias de separación entre SPT y cables de telecomunicaciones, su aislamiento a través de tuberías plásticas y la utilización de otros medios para implementar sistemas de telecomunicaciones que no se vean afectados por la EPT, tales como la fibra óptica o enlaces a través de ondas de radio.

1.1.5 NTC 2050: Código eléctrico Colombiano. La Norma Técnica Colombiana 2050 (NTC 2050) abarca una sección completa en lo que concierne al tema de puestas a tierra en instalaciones eléctricas de baja tensión, es decir, SPT en instalaciones residenciales, comerciales, hospitales, algunas de tipo especial como las temporales por ejemplo: los circos, las ferias, festivales, etc. En la sección 250 de la NTC 2050, alusiva a puestas a tierra, inicializa con el alcance de la norma en el tema de puesta a tierra, el cual plantea las exigencias y excepciones en los sistemas o circuitos, conductores a emplear, ubicación,

métodos de puesta a tierra y conexión equipotencial. En esta norma se describen los parámetros que se deben cumplir en un SPT:

- Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- Presentar mínima variación de la resistencia debido a cambios ambientales.
- Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
- Tener suficiente capacidad de conducción y disipación de corrientes de falla.
- Evitar ruidos eléctricos.
- Ser resistente a la corrosión.
- Tener facilidad de mantenimiento.
- Se deben tener en cuenta las normas técnicas relacionadas con el tema.

Esta norma menciona en su contenido los tipos de calibres a utilizar, la importancia de su identificación (colores en el forro, marcas en gris o blanco para neutro y verde para tierra), la accesibilidad para el mantenimiento y el modo de empleo de la misma, para conseguir una equipotencialidad en el SPT. Otro aspecto importante es la impedancia de puesta a tierra entre el conductor de puesta a tierra y el neutro, la norma señala la manera adecuada de realizar la instalación en distintos casos tales como encerramientos y canalizaciones, sugiere los calibres de los conductores, el conductor del neutro mayor o igual a 8 AWG, y conductor de puesta a tierra mayor o igual a 10 AWG (para instalaciones en baja tensión). En cuanto a la instalación del electrodo de puesta a tierra, la norma menciona los diferentes tipos de electrodos a utilizar, los casos que se pueden presentar, los materiales a emplear, pero resaltando siempre la abstención del uso de aluminio debido al gran problema que presenta este material frente a la corrosión.

Esta norma técnica debe aplicarse a todo sistema eléctrico ya que reduce la exposición a un riesgo, dando a conocer la importancia que tienen los SPT en lo

que concierne a seguridad para las personas y equipos eléctricos. Exceptuando los lugares donde no se puede realizar la instalación de un SPT como por ejemplo:

- Circuitos de control con transformador primario menor a 1000 V.
- En instalaciones de C.C.
- En generadores portátiles y vehículos.
- Las baterías no requieren tierra.
- Aplicaciones en CA donde se tenga certeza de no ser necesaria la instalación de un SPT.

1.1.6 NTC 2206: Equipo de conexión y puesta a tierra (Grounding and bonding equipment). La Norma Técnica Colombiana 2206 (NTC 2206) brinda información relacionada con los elementos básicos de un SPT que se establecen en la NTC 2050, donde se hace énfasis en los objetivos que debe cumplir un SPT. En esta normativa se mencionan los principales parámetros a tener en cuenta:

- Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
- Servir de referencia al sistema eléctrico.
- Conducir y disipar las corrientes de falla con suficiente capacidad.
- Eliminar ruidos eléctricos.
- En algunos casos especiales, su uso como conductor de retorno.

En cuanto a la construcción del SPT se indica el valor de resistencia eléctrica máxima, y la importancia que tienen los materiales de no superar este valor por fenómenos como la electrolisis y la corrosión. Así mismo la norma sugiere los materiales a utilizar, los cuales son principalmente:

- Acero con recubrimiento de cobre.

- Acero con recubrimiento de cinc.
- Acero inoxidable.
- Cobre o una aleación de cobre que contenga mínimo el 80% de cobre.

En lo que respecta a conectores, tornillos y herrería a emplear, la norma contiene tablas de datos muy específicas. Sin menoscabar lo relacionado al electrodo de puesta a tierra, el cual según esta norma no debe tener menos de 2,40m de longitud y tener capacidad para ser llevado a una profundidad de 8 pies o 2,4m.

Además esta norma describe los ensayos mecánicos y eléctricos que deben realizarse a los elementos que van a emplearse en un SPT, para garantizar su adecuado funcionamiento, ya que este ítem es de gran importancia en lo que respecta a la conservación de este sistema objeto de análisis. Es importante el rotulado del material, pues allí se estampará la firma y garantía que tiene el fabricante de sus productos.

1.1.7 NTC 4616: DPS. Recomendaciones para selección y uso. La Norma Técnica Colombiana 4616 (NTC 4616) permite realizar una selección adecuada y óptima de los dispositivos para la protección ante descargas atmosféricas según la red que se quiera proteger, ya que brinda opciones de cálculo según el riesgo que se presente; para así poder efectuar el diseño e implementación de los equipos. La norma establece unos rangos de tensión:

- Rango I: tensión superior a 1 kV y menor a 245 kV.
- Rango II: tensión superior a 245 kV.

Para los dos rangos el proceso de selección es prácticamente el mismo, difiere en el tipo de DPS que se utiliza en cada rango, donde principalmente se hace uso del DPS de óxido metálico con o sin descargador. Para la selección se debe tener en cuenta:

- La tensión de régimen permanente más alta del sistema.
- La sobretensión temporal más alta que se puede presentar,
- La amplitud y probabilidad de corrientes de descarga de rayos (entre 5 kA y 10 kA para rango I y hasta 20 kA para rango II).
- A partir de la corriente de falla previsible se selecciona el tipo de aliviador.
- Los transitorios por maniobra.
- Realizar una coordinación de tensión no disruptiva para impulso tipo rayo y tipo maniobra.
- Realizar la coordinación de aislamientos.

Además se debe tener presente el ambiente de trabajo, ya que la contaminación es un factor importante, como se va enfrentar esta con el mantenimiento (si puede o no realizarse en vivo), dependiendo de las especificaciones del fabricante.

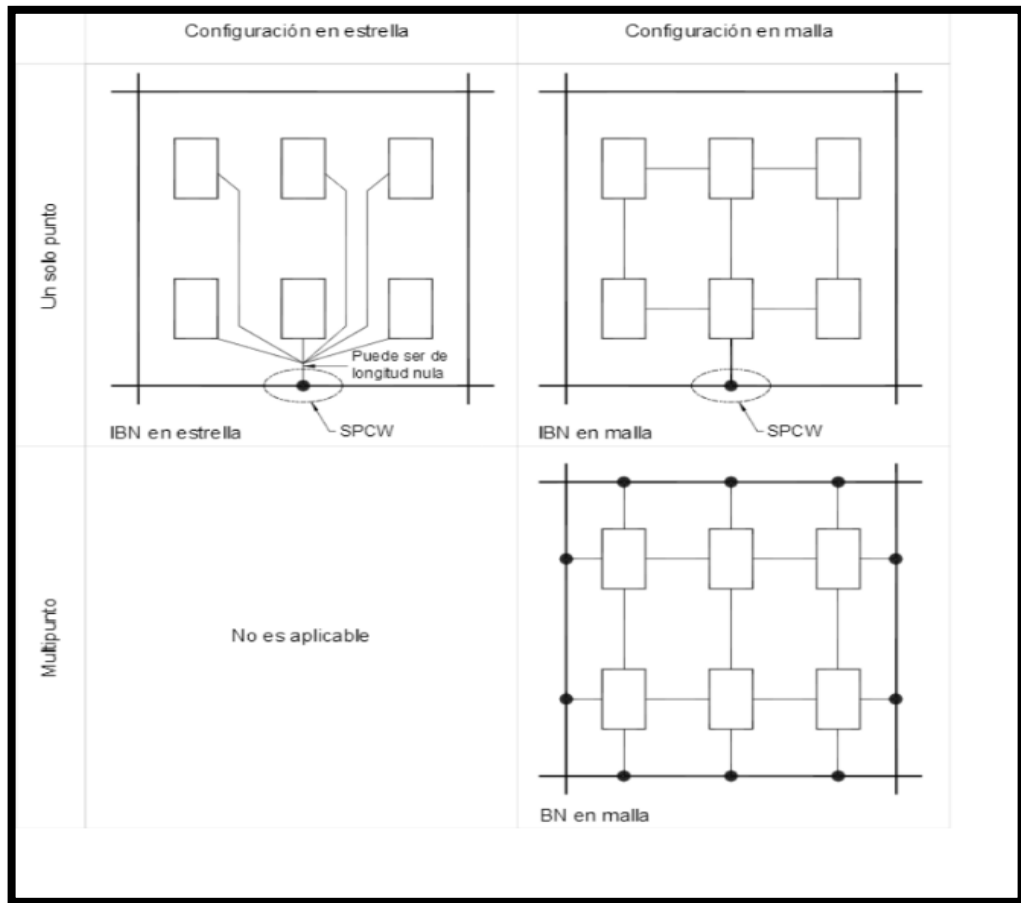
En cuanto al uso del DPS de óxido metálico, la norma plantea que puede tener descargador o prescindir del mismo. En el primer caso debe ser capaz de eliminar ondas de sobrecorriente de larga duración, las cuales son de gran consideración en el rango II, ya que este tipo de ondas se presentan al realizar maniobras de conmutación. Para el segundo caso, el DPS con ausencia de descargador es frecuentemente utilizado en el rango I de tensión, ya que en este rango de tensiones no se presentan ondas de sobrecorriente debido a la conmutación, porque los valores de aislamiento de los equipos son significativos. Esta norma también presenta escenarios especiales para el uso de DPS:

- Para transformadores.
- Entre fases.
- Máquinas rotatorias.
- Condiciones anormales.

1.1.8 GTC 173: Protección contra las perturbaciones. Configuraciones de continuidad eléctrica y puesta a tierra dentro de los edificios de telecomunicaciones. La Guía Técnica Colombiana 173 (GTC 173) abarca el tema de los SPT en edificios de telecomunicaciones, por medio del uso de redes de continuidad eléctrica (Bonding Network o BN). Los métodos de puesta a tierra anteriormente utilizados pueden resultar inadecuados en cuanto a compatibilidad electromagnética (EMC) y continuidad eléctrica, debido a las diferencias que se presentan entre los antiguos sistemas de telecomunicaciones análogos con los modernos sistemas digitales.

La red de continuidad eléctrica, se puede definir como un conjunto de estructuras conductoras interconectadas que proporciona apantallamiento electromagnético tanto para equipos electrónicos como para el personal que se pueda ver expuesto, es un sistema compuesto de varias redes de continuidad eléctrica aisladas (IBN, isolated bonding network), es decir cada módulo de telecomunicaciones va a poseer su red de continuidad eléctrica IBN, que deberá estar conectado con las otras IBN del resto de módulos de forma mallada o con una configuración de estrella, para finalmente realizar una conexión común por medio de uno o varios puntos a la red de continuidad eléctrica común o CBN. A continuación se mostrarán las conexiones de bloques de sistemas a la red de continuidad eléctrica común:

Figura 3. Integración de la BN en la CBN



Fuente: GTC 173

Cabe aclarar que todo el sistema de continuidad eléctrica no solo esta interconectado, sino que debe estar bien aterrizado.

Por otra parte se nombran los principios de realización de la CBN, que se mencionarán a continuación:

- Todos los elementos de la CBN deberán estar interconectados, aumentando el número de conductores de la CBN y sus interconexiones, aumenta la capacidad de apantallamiento.

- Es conveniente que los puntos de salida de todos los conductores que salen del edificio (incluido el conductor de puesta a tierra) estén muy cercanos entre sí. También conviene la cercanía entre las entradas de los cables.
- Debe disponerse de un terminal principal de puesta a tierra, situado lo más cerca posible de las entradas de alimentación en alterna y de los cables de telecomunicación. El terminal principal de puesta a tierra estará conectado a:
 - Uno o varios electrodos de puesta a tierra mediando un conductor lo más corto posible.
 - El conductor neutro del sistema de alimentación en alterna.
 - Las pantallas de los cables (en el punto de entrada), ya sea directa o a través de descargadores o de condensadores si así lo exigen los problemas de corrosión.
- La CBN deberá estar conectada al terminal principal de puesta a tierra. Es deseable que existan múltiples conductores entre la CBN y dicho terminal.
- Dada su contribución a la capacidad de apantallamiento de la CBN, es importante la interconexión de los siguientes elementos de la CBN:
 - Las partes metálicas de la estructura del edificio, incluidas las vigas en el doble I y el armado del hormigón, cuando se tenga acceso a ellas.
 - Los soportes y bandejas de cables, bastidores, canalizaciones de conductores y conductos de las líneas de alimentación en alterna.
- Se reduce en general el acoplamiento de descargas al cableado de interior (de señales o de alimentación) teniendo los cables próximos a los elementos de la CBN. Si existen fuentes externas de descargas, las corrientes de la CBN tenderán a ser mayores en sus conductores periféricos.
- En los edificios altos con armazón de acero, puede sacarse partido del apantallamiento que ofrece este armazón contra las descargas directas de rayos (NTC 4552). Los cables que corren entre las plantas del edificio tendrán un apantallamiento máximo si se los sitúa cerca del centro de este, si bien, como se desprende de lo anterior, los cables encerrados en conductos metálicos pueden estar situados en cualquier parte.

- Cuando existe una protección primaria contra sobretensiones en los hilos de las telecomunicaciones, la misma debe tener una conexión de baja impedancia con la pantalla de los cables, de haberla, y también con la CBN circundante.
- Conviene instalar dispositivos de protección contra sobretensión con una baja impedancia a la CBN.
- Cuando en un trayecto de protección de la CBN haya uniones mecánicas cuya continuidad eléctrica sea dudosa, se las deberá puentear mediante alambres que puedan ser verificados por los inspectores.
- La CBN facilita la continuidad eléctrica de las pantallas de cables o de los conductores exteriores de los coaxiales en ambos extremos, al proporcionar un trayecto de baja impedancia en paralelo y en las proximidades de las pantallas de cables y de los conductores exteriores. La desconexión de la pantalla de un cable con fines de inspección debe tener un efecto lo más pequeño posible en la distribución de corrientes de la CBN.

Por otra parte, se habla de la red de continuidad eléctrica como protección contra choques eléctricos, ya que por su conexión a tierra, reduce fundamentalmente la posibilidad de que aparezcan tensiones importantes entre elementos metálicos adyacentes. En cuanto a protección contra rayos, si el edificio no posee armazón de acero o no tiene el apantallamiento suficiente contra descargas atmosféricas, la guía dice que se debe realizar una protección externa contra el rayo, sobre todo si se cuenta con una torre de radiocomunicaciones en el tejado (NTC 4552).

También describe la importancia de la distribución de energía tanto en continua como en alterna en el aspecto de compatibilidad electromagnética, impedancias mutuas, acoplamientos inductivos mutuo e impedancias de las fuentes comunes. Respecto al mantenimiento, es de vital importancia realizar inspecciones que permitan garantizar la continuidad en la BN, para la protección de los equipos, de las personas y la compatibilidad electromagnética.

1.1.9 GTC 206: Guía práctica para el cálculo y selección de la puesta a tierra del neutro de generadores sincrónicos trifásicos. La Guía Técnica Colombiana 206 (GTC 206) establece reglas básicas y recomendaciones para el cálculo y selección de la puesta a tierra del neutro en generadores (hidrogeneradores y turbogeneradores) en la industria, con la finalidad de minimizar riesgos y garantizar la seguridad de los seres vivos y equipos eléctricos (la mala selección de un SPT puede incurrir en efectos nocivos a la máquina, donde se destaca el calentamiento y las pérdidas). Esta guía técnica tiene como objetivos específicos:

- Minimizar el daño por fallas internas a tierra.
- Reducir los esfuerzos mecánicos en el generador por fallas externas a tierra.
- Limitar las sobretensiones temporales y transitorias del aislamiento del generador.
- Proveer un medio de detección de fallas a tierra al sistema del generador.
- Coordinación de las protecciones del generador con otros equipos conectados al mismo barraje.

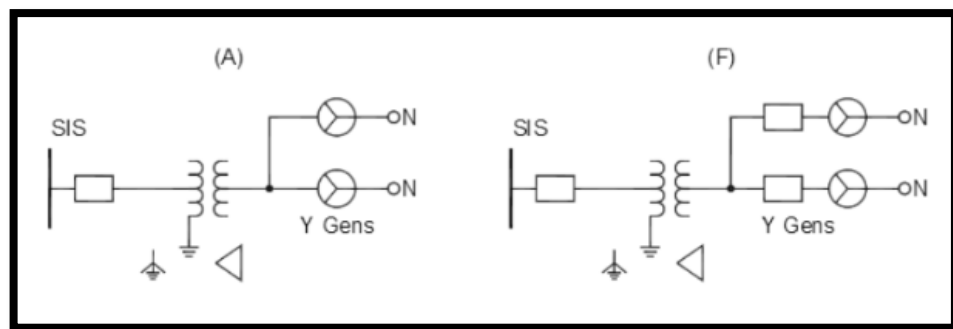
La guía también muestra varias configuraciones de puestas a tierra que pueden ser empleadas para aterrizar generadores en la industria. A continuación se listan los tipos de puesta a tierra:

- De alta resistencia.
- Sin conexión de puesta a tierra.
- Sólidamente aterrizado.
- Resonante.
- De baja resistencia.
- De baja inductancia.
- Mediante transformador.
- Con barraje de neutro o de conmutación.
- Puesta a tierra híbrido.

A continuación se observan las diferentes conexiones del generador al sistema, teniendo las conexiones mencionadas:

- **Conexiones A y F.** Estas conexiones consisten en conectar los generadores al sistema por medio de un transformador en delta-estrella, por si se presenta el caso de falla monofásica, la corriente y tensión de secuencia cero no será significativa. Las conexiones A y F son muy similares entre sí, la única diferencia es que la conexión F presenta interruptores para cada generador. La figura a continuación muestra los esquemas de las conexiones A y F respectivamente.

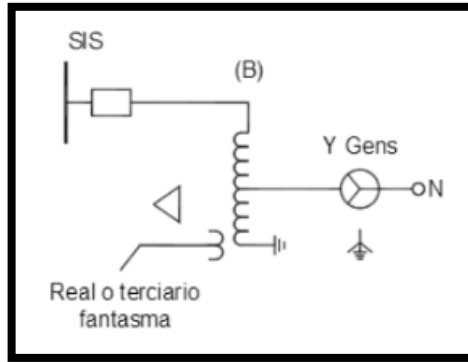
Figura 4. Conexiones A y F para generadores



Fuente: GTC 206

- **Conexión B.** En esta conexión la unidad de transformador elevador es un autotransformador, con un devanado terciario en delta real o fantasma. En cualquier caso, el autotransformador proporciona una conexión directa de secuencia cero entre el generador y el sistema, de modo que el SPT mantendrá una corriente de secuencia cero para fallas a tierra en el generador. A continuación se presenta el esquema de la conexión B.

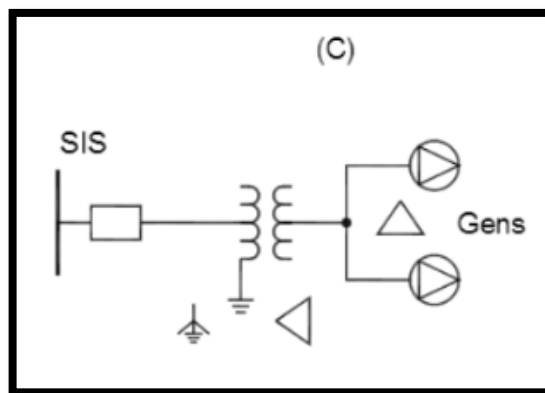
Figura 5. Conexión B para generadores



Fuente: GTC 206

- **Conexión C.** Es similar a la conexión A, excepto que el generador se conecta en delta en lugar de estrella, en esta conexión se proporciona el aislamiento de secuencia cero entre el generador y el sistema. Para esta configuración se utiliza una puesta a tierra de alta resistencia en el transformador ya que los generadores al estar conectados en delta, cuentan con un neutro disponible para aterrizar. A continuación se muestra el esquema de la conexión C.

Figura 6. Conexión C para generadores

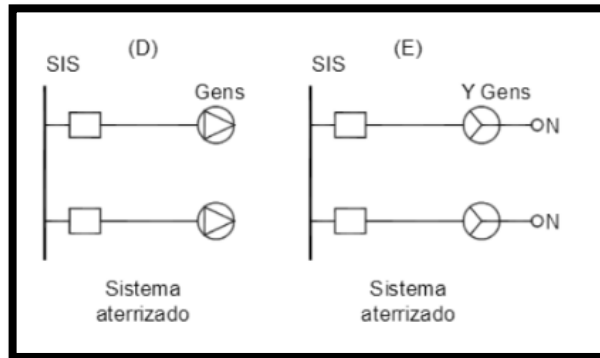


Fuente: GTC 206

- **Conexión D y E.** Estas configuraciones consisten en conectar los generadores directamente a la red del sistema. Para este caso, los generadores serán relativamente pequeños, se conectan a un SPT con tierra solida o de baja

impedancia y cada máquina contará con una protección individual, a continuación se muestran los esquemas para las conexiones D y E.

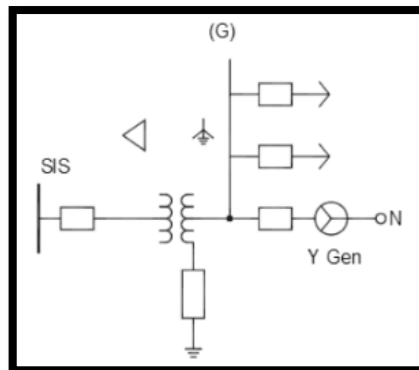
Figura 7. Conexiones D y E para generadores



Fuente: GTC 206

- Conexión G.** En esta conexión, el generador está conectado directamente a un barraje común, las cargas locales se conectan también a este barraje y cuando el generador no está conectado, las cargas locales son alimentadas por el transformador y la conexión a tierra es suministrada por la "Y" aterrizada del transformador. Cuando el generador está conectado, hay dos fuentes de corriente de falla a tierra: el generador y el transformador. En muchos casos se limita la corriente de falla a tierra colocando resistencias en el neutro, a continuación se muestra el esquema para la conexión G.

Figura 8. Conexión G para generadores



Fuente: GTC 206

1.2 NORMAS INTERNACIONALES.

En esta parte del documento se busca adoptar los criterios del resultado de arduos estudios realizados por diferentes investigadores alrededor del mundo, y que se plasman en estándares internacionales a través de distintos comités. Para el caso de estudio correspondiente se hace especial énfasis en la documentación brindada por el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) que basa sus criterios en estudios mucho más específicos.

1.2.1 IEEE 80-2000: Guide for safety in AC Substation Grounding (Guía para la seguridad en el aterrizado de subestaciones en AC). La guía para la seguridad de puestas a tierra en subestaciones eléctricas de corriente alterna (IEEE 80-2000) brinda información correspondiente a prácticas seguras para el diseño y la construcción de sistemas de puesta a tierra (SPT) teniendo en cuenta criterios específicos de diseño, medidas de seguridad y métodos analíticos para el estudio de los efectos que pueden presentarse en caso de falla, con el fin de establecer una metodología adecuada en la implementación de SPT haciendo especial énfasis en la obtención de un diseño seguro y confiable para el caso correspondiente.

Entre los campos de aplicación que permiten el uso de la IEEE 80-2000 se encuentran principalmente las subestaciones eléctricas, además de poder implementarse en sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Todas las aplicaciones mencionadas anteriormente corresponden a sistemas en corriente alterna con frecuencias entre 50 y 60 Hz, ya que este estándar no enfoca su análisis en aplicaciones correspondientes a SPT que utilicen corriente continua. Debido al amplio margen de utilización al que se puede adaptar esta guía en cuanto a corriente alterna se refiere, se puede decir que la IEEE 80-2000 es uno de los principales puntos de referencia existentes.

Para el estudio general de la IEEE 80-2000 es posible establecer su enfoque en tres partes principales. La primera de ellas corresponde a los principios y criterios referentes a la seguridad en sistemas de puesta a tierra, evaluando las componentes que forman parte de las fallas eléctricas y sus efectos en los sistemas eléctricos, pero principalmente en las personas circundantes en la zona de referencia. Una segunda parte se encamina hacia los aspectos que deben tenerse en cuenta al momento de diseñar un SPT de acuerdo a las características de la instalación eléctrica que corresponda y a las condiciones de la zona donde se pretenda implementar. Finalmente, se da una tercera perspectiva hacia las técnicas pertinentes a la evaluación de los sistemas de puesta a tierra, tomando como referencia los márgenes permisibles para su implementación de acuerdo a los tipos de falla que se presentan en los sistemas eléctricos.

1.2.1.1 Criterios de seguridad para sistemas de puesta a tierra. El objetivo de esta parte de la IEEE 80-2000 es encontrar las condiciones adecuadas para que las fallas que se dan en los sistemas eléctricos presenten valores tolerables para la correcta operación de los equipos que formen parte de la instalación, evitando que los parámetros de diseño de cada uno de ellos pueda verse perjudicado. Además, se busca disipar cualquier caso de peligro que pueda afectar a los operarios del sistema eléctrico en el que se implementa el SPT.

Para esto se realiza un estudio de los principales factores que inciden en la determinación de las medidas de seguridad correspondientes en la instalación, teniendo en cuenta tanto las características de la falla como las condiciones que puede soportar un ser humano ante la presencia de anomalías en el sistema eléctrico.

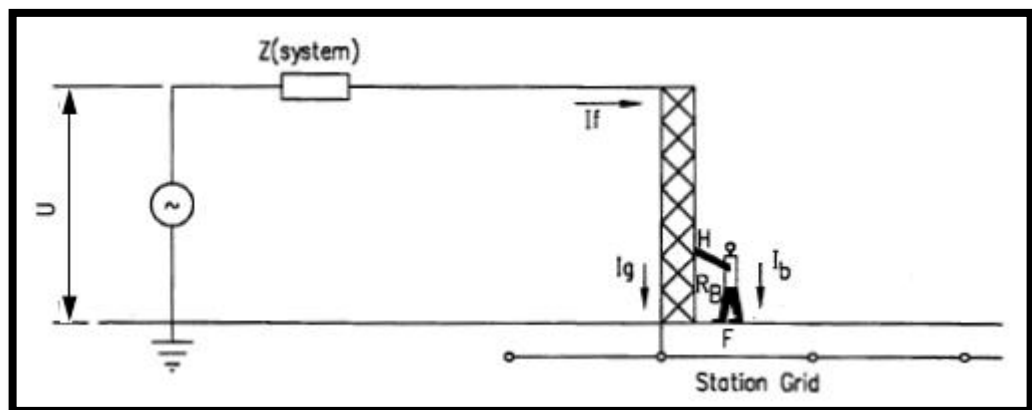
- **Condiciones peligrosas:** Deben tenerse en cuenta las siguientes situaciones que representan una amenaza hacia la vida para el caso donde se presenten descargas eléctricas:

- Presencia de altas corrientes de falla a tierra con respecto al área del terreno y la resistencia de puesta a tierra.
 - Resistividad del terreno y distribución de corrientes de fallas a través de él, que pueden producir gradientes de potencial peligrosos en la superficie.
 - Conexión de dos puntos con diferente gradiente de potencial a través del cuerpo humano.
 - Resistencia de contacto insuficiente que limite el paso de la corriente eléctrica a través del cuerpo humano.
 - Tiempo de duración de la falla y tiempo de contacto con la parte energizada.
- **Rangos de corrientes tolerables:** Para verificar los valores de corriente eléctrica admisibles que puede soportar el ser humano deben analizarse tres factores importantes.
 - Efecto de la frecuencia en fallas eléctricas: se menciona que el cuerpo humano es vulnerable a las frecuencias típicas de los sistemas eléctricos -50 y 60 Hz- y que pueden soportar altas frecuencias para algunos casos.
 - Magnitud y duración de la falla: se establecen rangos de corriente eléctrica que puede soportar un ser humano promedio, teniendo un umbral de peligro a partir de 9 mA.
 - Velocidad de despeje de la falla: para este caso es importante disponer de dispositivos que despejen en forma rápida y efectiva las fallas del sistema, debido a que éstas pueden permanecer por mucho tiempo en la zona de referencia si no se toman las medidas pertinentes, y porque los efectos de una falla por contacto directo o indirecto pueden ser perjudiciales en tiempos muy cortos.
 - **Formación de circuitos accidentales a tierra:** La presencia de fallas eléctricas en cualquier sistema hace que sea necesario analizar las componentes que conforman un circuito eléctrico cuando el cuerpo humano forma parte del

mismo. Para esto, en principio es necesario estimar el valor de la resistencia eléctrica de una persona promedio con el fin de verificar la corriente eléctrica tolerable que pasa a través del cuerpo. Luego, es importante establecer las trayectorias que se forman en el cuerpo humano cuando forma parte del circuito accidental a tierra, ya que estos trayectos modifican el valor de la resistencia eléctrica y modifican los umbrales de percepción admisibles para la corriente eléctrica. Como última instancia, debe realizarse una estimación de los tipos de circuitos accidentales que pueden formarse, con base en los puntos de entrada de la corriente eléctrica a través de la persona involucrada.

- **Circuito accidental por tensión de contacto:** se presenta cuando el punto de entrada de la corriente eléctrica se da por alguna de las extremidades del cuerpo humano al hacer contacto con partes energizadas, formando un circuito cerrado hacia tierra. Para encontrar los valores de tensión tolerables se define la metodología que varía de acuerdo al peso de la persona que forma el circuito.

Figura 9. Circuito accidental por contacto directo con parte energizada

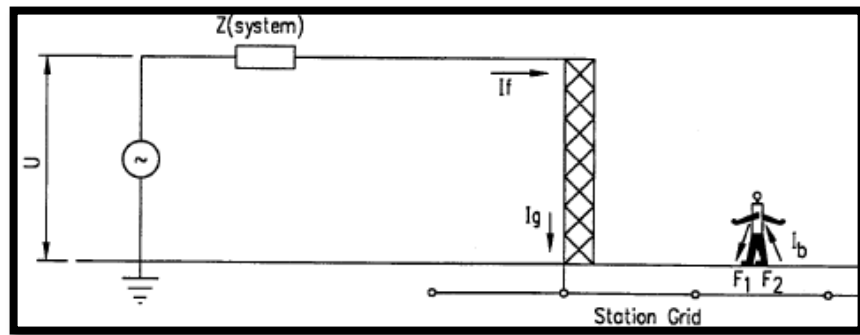


Fuente: IEEE Sed 80

- **Circuito accidental por tensión de paso:** se presenta cuando el punto de entrada de la corriente eléctrica se da en alguna de las extremidades inferiores, presentando su punto de salida en las mismas. Este caso surge cuando existen

gradientes de potencial en el terreno donde se encuentra la instalación eléctrica y, al igual que en el circuito por tensión de contacto, se establece la forma del ensayo de acuerdo al peso del cuerpo humano.

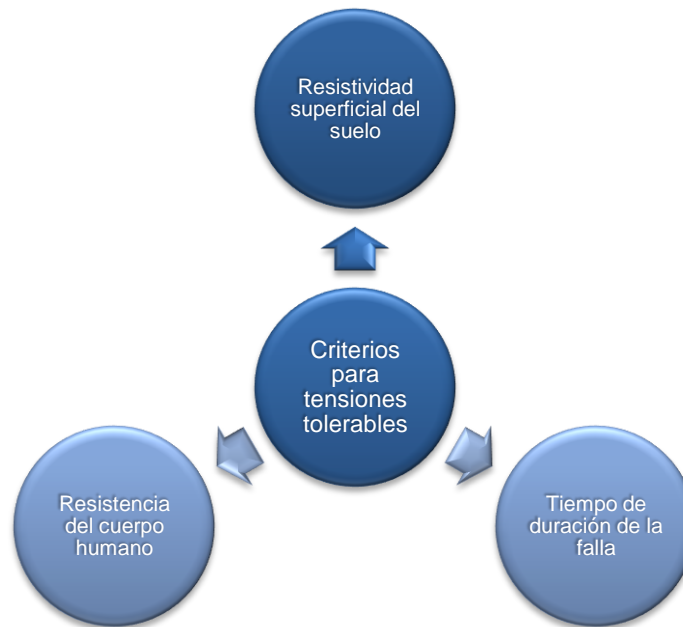
Figura 10. Circuito accidental por tensión de paso en superficie



Fuente: IEEE Sed 80

Un aspecto llamativo a tener en cuenta es el tiempo de recierre en el sistema eléctrico cuando se intenta despejar una falla, ya que puede presentarse el caso en el que al momento de volver a incluir la parte del sistema eléctrico afectada, la falla no haya sido disipada correctamente. Por esa razón, es importante definir los aspectos de diseño que se adapten a los valores tolerables y que disipen rápidamente la falla a través del sistema de puesta a tierra.

Figura 11. Criterios que conforman el estudio de tensiones tolerables



1.2.1.2 Criterios para diseño de sistemas de puesta a tierra. Teniendo en cuenta los criterios que definen los rangos de tensión y corriente tolerables, es posible determinar las condiciones que deben tomarse para diseñar el sistema de puesta a tierra para el caso de estudio, analizando las diferentes componentes que hacen parte del mismo. Entre ellas se encuentran las características del suelo, la selección de conductores para la construcción de la malla de puesta a tierra, la implementación de conectores y métodos de conexión que se adapten adecuadamente al diseño, y las mediciones correspondientes a la resistividad del terreno. Además de eso, se proponen alternativas de cada uno de estos parámetros para el caso en que se deba implementar un sistema de puesta a tierra en subestaciones encapsuladas (GIS).

- **Características del terreno:** La interpretación de este ítem radica en el hecho de que cada suelo presenta condiciones propias de acuerdo a los componentes que se encuentran en él; esto conlleva a que características como la resistividad (ρ) y la corrosión presente en la zona deban tenerse en cuenta para el

diseño. Otro aspecto importante es la disponibilidad del terreno, ya que en el caso que sea una zona con irregularidades o con difíciles márgenes de modificación hacen que deban implementarse otras medidas para mejorar la resistividad o para construir una malla de puesta a tierra que cumpla con las condiciones exigidas.

Figura 12. Principales características a tener en cuenta para el suelo



Estableciendo los criterios que influyen en el comportamiento del suelo respecto a la implementación de un sistema de puesta a tierra puede determinarse tanto el modelo como la estructura que se requieren en la zona, realizando las medidas de resistividad del terreno con las metodologías existentes (Método de Wenner, método de Schlumberger) y a las condiciones de superficie que el diseñador asume (uniformidad, no uniformidad, método general y método gráfico).

- **Selección de conductores:** Para la adecuada selección de los conductores eléctricos que van a conformar la malla de puesta a tierra se requieren analizar varios aspectos importantes, pero principalmente la presencia

de corrientes simétricas o asimétricas que determinan el calibre del conductor. Los demás parámetros hacen referencia a la resistencia ante los esfuerzos mecánicos que se presentan en las interconexiones, adaptación de los conductores a las condiciones de corrosión del suelo que puedan afectar a los cables, y la capacidad de corriente que permita disipar cualquier tipo de falla sin que la temperatura perjudique a los conductores de puesta a tierra.

- **Selección de conectores:** Los conectores que se deben utilizar para la construcción de la malla de puesta a tierra deben tener la capacidad de soportar las condiciones de temperatura, corrosión y esfuerzos mecánicos a los que se vean sometidos; además de presentar características de conductividad eléctrica y capacidad de corriente que le permitan conservar las cualidades por las cuales son utilizados. Para la selección de estos elementos se tiene como referencia la IEEE 837, que determina las clasificaciones de los conectores utilizados en subestaciones eléctricas.

1.2.1.3 Evaluación de sistemas de puesta a tierra. El tercer gran núcleo de la IEEE 80-2000 enfoca su análisis en los parámetros que tienen un impacto notorio en la protección de la instalación eléctrica, una vez diseñado el sistema de puesta a tierra. Estos corresponden a la resistencia de puesta a tierra (RPAT) que resulta de combinar el electrodo de puesta a tierra establecida en el diseño con el suelo y sus características propias, y a los diferentes tipos de corrientes de falla producidas en los sistemas eléctricos que el SPT debe ser apto para disiparlas adecuadamente.

- **Resistencia de puesta a tierra (RPAT):** Los principales aspectos que inciden en el cálculo de la RPAT son el área del terreno en el que se encuentra ubicada la instalación eléctrica, la resistividad del terreno, la profundidad a la cual es construida la malla o el electrodo respecto al nivel del suelo, la longitud efectiva

del conductor que conforma la malla de puesta a tierra, el número de ramales implementados, el diámetro del conductor, la forma de la malla, entre otros.

La RPAT varía de acuerdo al tipo de aplicación que conforma la instalación eléctrica, es decir, debe cumplir valores de resistencia específicos para subestaciones, plantas de generación, sistemas de transmisión y sistemas de distribución, teniendo en cuenta las condiciones locales.

- **Corrientes de falla que se disipan en la malla de puesta a tierra:** Con el fin de verificar la capacidad máxima que debe tener la malla de puesta a tierra para disipar las fallas del sistema, se debe realizar un estudio de las corrientes de falla que se presentan en los sistemas eléctricos tomando en cuenta el valor máximo de las mismas como punto de referencia para la adecuada funcionalidad o no del sistema de puesta a tierra, y dependiendo de que las corrientes de falla que afecten al sistema sean simétricas o asimétricas. Los tipos de fallas simétricas que se generan en los sistemas eléctricos son:

- Falla monofásica (LT).
- Falla bifásica (LL).
- Falla bifásica a tierra (LLT).
- Falla trifásica (LLL).

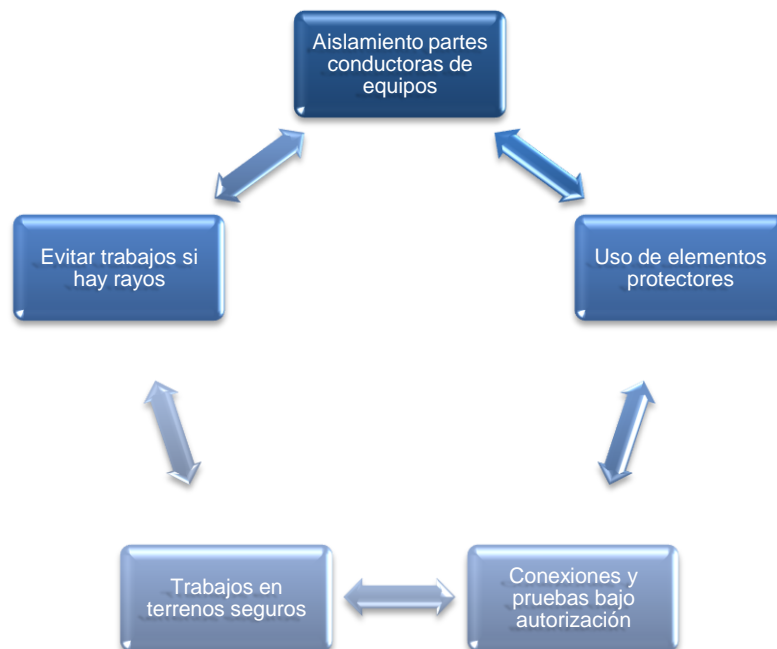
El factor de decrecimiento influye para el análisis de corrientes asimétricas, tomando como referencia cada corriente de falla simétrica, el tiempo de duración de la falla y las componentes subtransitorias de falla.

1.2.2 IEEE 81.2: Guide for measurement of impedance and safety characteristics of large, extended or interconnected grounding systems. El énfasis de este estándar se dirige hacia el desarrollo de metodologías que permitan medir y analizar adecuadamente todas las características relacionadas con sistemas de puesta a tierra, como lo son las tensiones de paso y contacto, la

forma en que la corriente eléctrica se dispersa en la tierra cuando se presenta una falla, y la medida de la resistencia característica del SPT. A diferencia de otras proposiciones vinculadas con el tema en cuestión, la IEEE 81.2 aplica para SPT de gran extensión, así como para sistemas interconectados que presenten gran complejidad en su configuración respecto a los que se encuentran de forma general.

Antes de abordar el tema en cuestión deben tenerse en cuenta los principales aspectos para realizar prácticas seguras en las mediciones, dado que el uso de equipos que tengan la capacidad de inyectar altas tensiones y corrientes hacia tierra, así como de operar a diferentes rangos de frecuencia, hacen que sea fundamental reconocer de manera previa la forma en que funciona cada elemento y los factores que pueden generar riesgo si no se utilizan adecuadamente.

Figura 13. Diagrama de prácticas a considerar



Para realizar las medidas relacionadas con la impedancia de puesta a tierra considerando las características que presentan los equipos de medición, es

importante tener presente los efectos que pueden hacer aparición en los diferentes tipos de prueba. Para ello, se tienen en cuenta tres tópicos principales que abarcan todas las consideraciones.

- Acoplamiento conductivo en pruebas de RPAT: estos generan distorsiones y ruido en los sistemas eléctricos que se ven reflejados en armónicos, desbalances de corriente y gradientes de potencial indeseados.
- Interferencia electromagnética: producen tensiones inducidas tanto en instalaciones adyacentes como en los propios circuitos de prueba, ocasionando errores en la medición.
- Otras consideraciones: se tienen en cuenta parámetros relacionados con la frecuencia, la prevención de acoplamientos mutuos, ubicación de electrodos de prueba respecto a conductores energizados, aterrizaje de líneas conductoras, trayectorias, valores de corriente eléctrica en las pruebas y conexiones en los circuitos de prueba. Todo esto se tiene presente para evitar errores en las mediciones y para librar a los sistemas eléctricos interconectados al SPT de producir situaciones poco confiables y seguras.

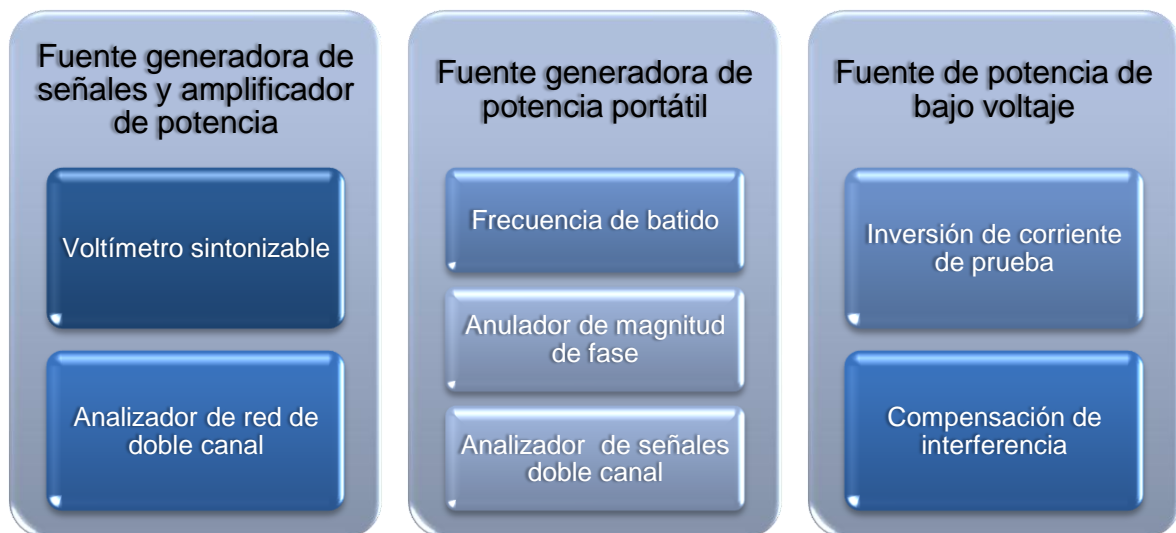
1.2.2.1 Mediciones en sistemas de puesta a tierra de gran extensión. En los SPT de gran extensión es necesario implementar métodos de medición más completos respecto a los que se utilizan comúnmente, dado que por lo general se encuentran este tipo de aplicaciones en sistemas interconectados, lo que se hace indispensable verificar el comportamiento del SPT cuando las fallas o anomalías pueden originarse desde distintas fuentes. Para ello, se deben estimar tanto las medidas de baja impedancia en el SPT como las pruebas de tensión de paso y contacto que se presentan allí; seleccionando la metodología propuesta en la IEEE 81.2 acorde con las características de la instalación.

- **Pruebas para sistemas de puesta a tierra de baja impedancia.** Estos ensayos se realizan para verificar que el valor de impedancia de puesta a tierra

sea acorde al tipo de instalación eléctrica que se ha implementado, además de comprobar que estas condiciones se cumplan para el caso en que se presentan interconexiones. Las pruebas pueden realizarse de dos formas: la primera utiliza equipos para inyección de corriente y la segunda implementa simulación de fallas en sistemas de potencia por etapas.

- **Pruebas para sistemas de puesta a tierra de baja impedancia con fuentes inyectoras de corriente.** Se determinan de acuerdo al tipo de fuente que se utiliza para la prueba en cuestión, además de establecer varias metodologías para cada fuente seleccionada.

Figura 14. Pruebas para RPAT con baja impedancia implementando inyectores de corriente



- **Pruebas para sistemas de puesta a tierra de baja impedancia por simulación de fallas.** Al realizar este tipo de prueba es posible encontrar, aparte de la baja impedancia del SPT, otros parámetros que se manifiestan al utilizar valores de corriente de falla similares a los que por lo general se presentan cuando hay anomalías en los sistemas eléctricos, tales como gradientes de potencial, corrientes de falla distribuida en la puesta a tierra, perfiles de tensión,

ángulos entre tensión y corriente, voltajes inducidos, entre otros. Teniendo en cuenta lo anterior, al usar estas corrientes de falla en las pruebas se obtiene una valoración más exacta y completa del SPT que forma parte de la instalación.

Figura 15. Pasos para RPAT con baja impedancia bajo pruebas de simulación de fallas



- **Medición de tensiones de paso y contacto en sistemas de puesta a tierra.** El objetivo principal es identificar a través de mediciones los gradientes de potencial que se generan con los equipos de pruebas mencionados anteriormente, agregando la detección de fuentes ajenas al sistema eléctrico y que no se encuentren ajustadas adecuadamente al SPT. Estas medidas dependen principalmente de la fuente generadora para simulación de pruebas (equipos inyectoros de corriente o simulación de fallas) y de la exactitud que posea el medidor de estos parámetros para los ensayos respectivos; agregando el número de puntos de muestreo en la malla de puesta a tierra como un aspecto importante a tener en cuenta.

Para realizar estas mediciones, la IEEE 81.2 propone tres alternativas útiles que se describen con detalle en el documento adjunto a este trabajo. Ellas son:

- Método del electrodo de huella.

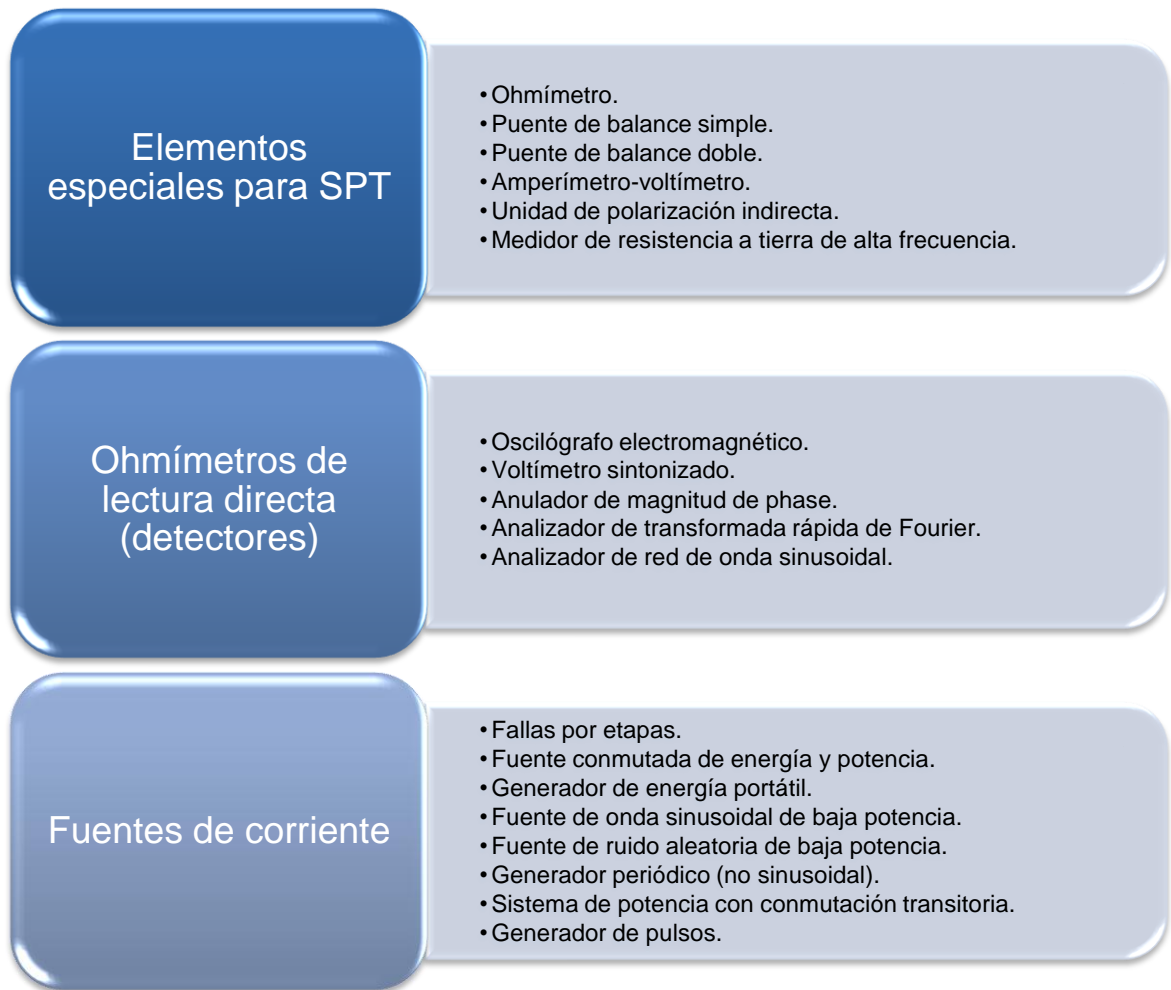
- Método de la sonda de prueba.
- Método de simulación de persona.

1.2.2.2 Distribución de la corriente eléctrica en la malla de puesta a tierra. En este punto se determina un análisis exhaustivo de diferentes aspectos que hacen conformidad a la obtención de un SPT adecuado cuando por él circulan corrientes de falla, verificando que éstas se distribuyan y disipen de forma eficaz. Entre los principales referentes que aplican al caso de estudio se encuentran:

- Determinación de la corriente de falla actual en el SPT.
- Evaluación de la conexión del SPT que sea más eficiente para todos los casos.
- Especificación de blindajes que sean necesarios implementar en los conductores.
- Cálculo de interferencia electromagnética que puede presentarse en cables de comunicaciones por efectos de falla.
- Verificación de la malla de puesta a tierra y sus conexiones para la obtención de un SPT integral y eficiente.

1.2.2.3 Instrumentación. Para la realización de las diferentes pruebas relacionadas con SPT se tiene una gran variedad de equipos y elementos, que se utilizan de acuerdo al tipo de prueba, al parámetro que se pretenda encontrar y a la complejidad del ensayo. En cada una de las pruebas puede hacerse combinación de estos implementos, además de tener elementos para mediciones propias de un SPT.

Figura 16. Diagrama de instrumentación para SPT



1.2.3 IEEE 837: Standard for qualifying permanent connections used in substation grounding. Este estándar abarca todo lo referente a la adecuada disposición y selección de conectores que se adaptan continuamente a las condiciones de la zona donde se encuentra el SPT de determinada subestación eléctrica, aparte de implementarlos para que se ajusten correctamente a las condiciones de falla que se presenten en la instalación eléctrica. Las disposiciones que allí se encuentran están adoptadas por la norma colombiana NTC 4628 de forma casi idéntica, y debido a que en la norma nacional a la que se hace referencia se han mencionado los aspectos generales pertinentes, no se van a volver a citar para el estándar en cuestión. Las aplicaciones que sean útiles

para la IEEE 837, en cuanto a prácticas adecuadas en SPT se refiere, son indicadas en el documento adjunto a este trabajo.

1.2.4 IEEE 142: Recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems. La norma ayuda a tener una mejor noción al momento de decidir cuándo es necesario aterrizar los equipos y cuando se puede prescindir de un SPT. Los métodos de aterrizado se pueden dividir en: aterrizado sólido y aterrizado de impedancia y la capacidad de interrupción se verá afectada por el método de que haya sido empleado. Los sistemas no aterrizados, son sistemas que operan sin una conexión a tierra intencional, pero en realidad, sí están aterrizados a través de la capacitancia del sistema a tierra. En la mayoría de sistemas, esta es una extremadamente alta impedancia que da como resultado una relación a tierra débil y fácilmente distorsionada. Las dos grandes ventajas de un sistema no aterrizado son: una ventaja operacional cuando la falla a tierra causa una pequeña corriente, el sistema puede operar con la falla presente, esto se traduce en continuidad y la segunda ventaja es de tipo económico, no hay gastos en instalación de un SPT.

Sin embargo, no se recomiendan sistemas no aterrizados, pues al aterrizar se provee gran seguridad en lo que respecta sobretensiones que pueden ocurrir en sistemas no aterrizados durante fenómenos de arco, resonancia o casi-resonancia. Además un sistema aterrizado provee una detección de fallas más fácil. A continuación se mencionaran las diferentes formas de aterrizar:

- **Aterrizado por resistencia.** El neutro del sistema es conectado a tierra por medio de uno o varios resistores. Es un método usado para proteger el sistema de sobretensiones transitorias además de proveer la ventaja de limitar las corrientes de falla para proteger el sistema. Se puede presentar de alta o de baja resistencia dependiendo de la magnitud de la falla que se pueda presentar.

- **Aterrizado por reactancia.** En este método se conecta una reactancia entre el neutro y la tierra. Se busca limitar la corriente de falla en transitorios.
- **Neutralizador de falla a tierra (aterrizado resonante).** Es una reactancia conectada entre el neutro y la tierra que tiene un valor especialmente seleccionado, relativamente alto. Se usa para hacer que la corriente de falla sea de tipo resistiva y de baja magnitud. No se usa mucho en instalaciones comerciales o industriales, se usa más que todo en sistemas de transmisión.

Esta norma técnica también describe los puntos a parte del neutro donde es posible hacer un aterrizado, en la esquina de un sistema delta o en la fase de un sistema delta aterrizado en el punto medio; además de proveer con detalle la forma de localizar los puntos del sistema de puesta a tierra teniendo en cuenta el número de fuentes de alimentación, detalles especificados en la NEC (código eléctrico nacional), riesgos de potencial y ruidos que se puedan presentar.

Acorde con el título de esta norma, se da de manera clara información respecto al aterrizado de generadores industriales, teniéndose en cuenta parámetros como la forma de conexión, aislamiento y naturaleza. Otro tema importante tratado es acorde a los sistemas de puesta a tierra para sistemas de potencia ininterrumpibles, sistemas de multitensión (autotransformadores y transformadores estrella) y equipo portable para suministrar energía en labores de minería. Por otra parte la norma contiene información general sobre el equipo que se emplea en un SPT y la NTC 2206 tiene muchas similitudes con esta parte, pues se describe lo que tiene que ver con herrajes, conexiones, conductores, ductería y estructura.

La norma además trata de manera muy detallada el tema de conductores (se hace énfasis en el empleo de cobre como material fundamental para los sistemas de puesta a tierra), hablando de calibres, espaciamiento y como estos se reflejan en términos de reactancia, de los efectos magnéticos que pueden conllevar la disposición que se emplee la cual puede ser mitigada haciendo uso de ductería

metálica. La norma guarda una relación con la NEC y la NFPA (asociación nacional para la protección contra fuego de USA), pues el tema de seguridad en el aspecto térmico es muy importante a considerar en el diseño de un SPT. Por otro lado se muestran las maneras de aterrizar maquinaria portable tanto en AC como en DC además del caso especial de zonas de maniobra de interruptores, lo cual se hace mediante relés con determinadas configuraciones.

Conjuntamente se describen muchos aspectos sobre el fenómeno de carga estática, presentándose información general acerca de los materiales causantes de este fenómeno, la importancia que tiene un SPT al proteger de este fenómeno que puede representar riesgos considerables como desencadenar un choque eléctrico en una persona. Otra parte señalada en esta norma técnica es la que tiene que ver con el fenómeno de descargas atmosféricas y como un SPT debe manejar este fenómeno para minimizar el riesgo en el equipo eléctrico y en las personas. Por otro lado, la norma abarca el tema de la conexión con la tierra empezando con el aspecto del terreno, naturaleza, resistividad del suelo y valores aceptables, cálculos para hallar la resistencia a tierra, capacidad de corriente de carga y tratamiento del suelo o terreno.

Después de esto se tratan los electrodos, la forma de instalación de acuerdo al tipo de suelo y la aplicación, se habla de que se usa en general varillas de acero galvanizado con anticorrosivo, hierro o acero tratado con cobre, siendo la última la más común. Además se hace la descripción de cómo seleccionar la varilla de acuerdo a la corriente de falla, de la medida después de enterrar y tratar el suelo junto con algunos métodos para realizar la medición, como el método de los tres puntos, el método de la caída de potencial y el método de la rata de medida de la tierra. La norma recomienda mediciones periódicas, pues la resistividad no es constante y hay que tener en cuenta el aumento del valor de la misma después de la instalación. Por último la norma trata sobre el aterrizado de equipo electrónico

sensible el cual está orientado a la protección de computadores ante perturbaciones o ruido eléctrico.

1.2.5 IEEE 242: Personal protective grounding for electric power facilities and power lines. El propósito de esta norma es establecer los estándares y técnicas a emplear al momento de realizar una puesta a tierra temporal de desenergizado y aislamiento de equipo de alta tensión (encima de los 600 V). Esta norma está ligada al tema de estándares de seguridad y salud. El objetivo principal es ofrecer al personal la adecuada protección contra el choque eléctrico, para evitar heridas o la muerte al personal que trabaja en líneas o equipo desenergizado. a amenaza más grande en este tema es el posible energizado directo de líneas o equipos de sistemas de potencia, considerándose también otras amenazas las siguientes:

- Energía almacenada.
- Enlace electromagnético.
- Electricidad estática.
- Pruebas en alta tensión.
- Equipo con fallas.
- Instrumentos en transformadores retroalimentados.

Esta norma no contempla y no permite su uso en los siguientes escenarios:

- Riesgo de caída de descargas atmosféricas.
- Corrientes de falla por encima a los 50000 A.
- Instalaciones no temporales.

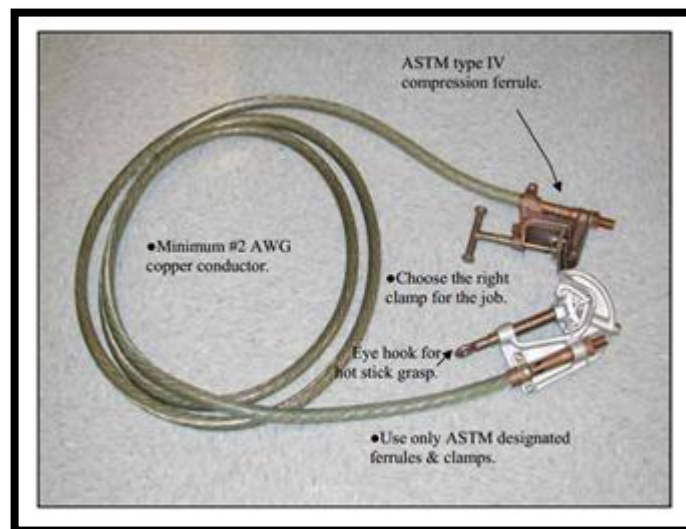
La norma menciona los criterios para trabajar de manera segura y recalca la seguridad del personal que trabaja en líneas y equipo desenergizado, los equipos y líneas de alta tensión deben ser considerados energizados hasta que los

mecanismos de protección de tierra estén plenamente instalados. Las distancias mínimas de seguridad deben ser tenidas en cuenta hasta que se posea total seguridad de que todo se encuentra apropiado para realizar las labores de revisión o mantenimiento. Por otro lado se tratan las consideraciones que se tuvieron en cuenta en el tema de choque eléctrico, como el mínimo valor de resistencia del cuerpo aceptado de 500 ohms, los niveles de tensión y los tiempos de despeje de fallas. En esta norma se consideran los requerimientos para ciertos entornos de trabajo:

- Puesta a tierra para plantas de bombeo y potencia.
- Puesta a tierra para subestaciones de conmutación.
- Puesta a tierra para líneas de potencia.

Además se tiene una clara especificación en cuanto a los cables a emplear, las configuraciones y como se deben emplear. En la siguiente figura se muestra un conductor empleado para realizar una puesta a tierra temporal.

Figura 17. Cable de aterrizado de protección personal



Fuente: IEEE Sed 242

Para finalizar la norma también destaca el procedimiento para el cuidado, inspección y pruebas para el equipo a emplear para los sistemas de puesta a tierra temporales.

1.2.6 IEEE 81: Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground. El propósito de la norma es guiar y describir las técnicas para la medición de la resistencia y de la impedancia de tierra, además de los gradientes de potencial por corrientes en la tierra, con el fin de:

- Verificar que la tierra sea la adecuada
- Detectar cambios en un sistema de puesta a tierra existente
- Determinar riesgos de tensiones de paso y de contacto
- Determinar el potencial de elevamiento de tierra para el diseño y protección de circuitos de potencia y comunicaciones.

Por otra parte, la norma presenta la sugerencia sobre seguridad y cuidados mientras se realizan pruebas de medición de tierras, pues mientras se realizan las mediciones se pueden presentar fallas que pueden ser fatales para el personal encargado, por lo tanto se debe establecer un aterrizado remoto para los electrodos de corriente y potencial.

Seguido a esto la norma da ciertas consideraciones que se deben tener en cuenta al momento de realizar las mediciones, como la complejidad de la tierra (tipo de suelo, extensión, temperatura, ambiente, entre otros) que se debe encarar haciendo varias pruebas, y a veces con varios métodos para su posterior análisis.

La norma también trata el tema de los instrumentos a utilizar, la magnitud de la corriente a emplear, la naturaleza de la corriente si es en DC o AC (considerar la frecuencia) y los posibles efectos de acoplamiento magnéticos que se puedan

presentar. Por otro lado la norma resalta la consideración especial que hay que tener en cuenta con objetos metálicos enterrados en la tierra a analizar, como rieles, ductos, tubería industrial tendrán una considerable influencia en los resultados de medición.

Luego la norma describe de manera avanzada los tópicos de la tierra que son de interés en el campo de la ingeniería eléctrica, tratando la resistividad de la tierra bajo varios parámetros y complementando con una tabla de valores de resistencia para diferentes formaciones geológicas. Posteriormente la norma presenta los métodos e interpretación de la medición de la resistividad de la tierra:

- Pruebas e información geológica de muestras de suelo.
- Método de la variación de profundidad.
- Método de los 2 puntos.
- Método de los cuatro puntos.

Luego a esto y de manera similar, la norma presenta los métodos para la medición de la impedancia, la cual es más compleja debido a sus componentes capacitiva, inductiva y resistiva:

- Método de los dos puntos (amperímetro - voltímetro).
- Método de los tres puntos.
- Método de la razón de cambio.
- Prueba de falla puesta en escena.
- Método de la caída de potencial.

Consecutivamente la norma trata el tema de potencial de tierra, empezando por las líneas equipotenciales, y la importancia de los sistemas de puesta a tierra con respecto a las tensiones de paso y de contacto. Otra parte de la norma habla sobre impedancia transitoria en sistemas de puesta a tierra, debido a que en su

operación se van a presentar impulsos, maniobras de interruptores, operación de DPS. La norma menciona que la medición de este tipo se hace mediante impulsos con altas tensiones y usando modelados especiales para describir la no linealidad transitoria. Para finalizar la norma describe la instrumentación empleada en lo que se refiere a medición en sistemas de puesta a tierra seguida de precauciones al realizar las mediciones.

1.2.7 IEEE 665 Guide for generating station. El objetivo principal de la guía es dar prácticas que han sido aceptadas por la industria eléctrica para la seguridad del personal y la protección de equipos en estaciones de generación. Los objetivos de diseño incluyen el neutro de tierra, equipo de tierra y la seguridad, el sistema de puesta a tierra en general que se encargará de mitigar fallas, tensiones de contacto, tensiones de transferencia, inducciones estáticas entre otras, teniéndose en cuenta:

- Malla de puesta a tierra.
- Barra de aterrizado de la fase aislada del generador.
- Aterrizado de estructuras, para prevenir tensiones de contacto o inducción estática.
- Aterrizado de auxiliares de estación.
- Protección de estructuras contra rayos.
- Aterrizado de estructuras enterradas.
- Aterrizado de sistemas de instrumentación y control.

Luego de este prólogo la norma provee las consideraciones para el diseño, empezando por los principios de aterrizado. Como en las otras normas referentes a SPT, el objetivo a la larga es el mismo, garantizar la seguridad de las personas y equipos y minimizar los posibles riesgos que se puedan dar ante la aparición de una falla. Las diferencias entre una subestación y una estación de generación generalmente radican en que, una estación de generación puede llegar a ser

mucho más grande con más elementos metálicos enterrados, lo cual tiene una influencia significativa al momento de diseñar el SPT. Por otro lado, el personal de una estación de generación está más expuesto a los riesgos eléctricos por la naturaleza de su trabajo y de la estación en sí.

En cuanto a resistividad del suelo, los métodos más comúnmente utilizados para determinar el valor usado en este tipo de estaciones son el método de los 4 puntos de Wenner y el método de la caja de suelo (muestra en laboratorio). Luego de esto la norma detalla los cálculos y consideraciones para el diseño de la malla de puesta a tierra incluyendo factores como la resistividad del suelo, la resistencia del conductor, el área de trabajo y consideraciones ambientales como aguas subterráneas, lagos, ríos o cercanía al mar que implicará un impacto significativo en el diseño del SPT. Seguido la norma trata el tema del generador, comenzando con el aterrizado del generador por medio del neutro con el fin de limitar las corrientes de falla y permitir la operación de equipos de relés. Luego da los ocho posibles métodos para aterrizar un generador:

- Aterrizado de alta resistencia (distribución - transformador aterrizado).
- Aterrizado de alta resistencia (neutro - resistor aterrizado).
- Aterrizado de baja resistencia (neutro - resistor aterrizado).
- Aterrizado de baja inductancia (neutro - reactor aterrizado).
- Aterrizado resonante (neutralizador de fallas de tierra aterrizado).
- Aterrizado de alta resistencia - transformador aterrizado.
- Aterrizado de resistencia de valor medio - transformador aterrizado
- Sin aterrizar.

Después del tema del generador la norma trata sobre el aterrizado en: las estructuras, los auxiliares de la estación, DPS y estructuras enterradas, en otras palabras, cualquier elemento que pueda presentar un riesgo eléctrico debe estar

aterrizado pues la importancia de todo esto radica en minimizar los riesgos los que pueden estar expuestos las personas y el equipo eléctrico.

La norma finaliza suministrando información sobre el dimensionamiento de los conductores en el sistema de puesta a tierra.

1.2.8 IEEE 1048 Guide for protective grounding of power. El propósito de la guía es proveer información sobre los métodos de aterrizado para proteger a los trabajadores y al público en la operación, mantenimiento y desenraizado de líneas de transmisión y distribución. Es necesario el aterrizado de las líneas de potencia porque a pesar de que estas estén desenergizadas, se pueden presentar tensiones por accidentes como contactos con equipos energizados, tensiones inducidas o hasta por contacto directo o indirecto con un rayo. La norma brinda un análisis del comportamiento del cuerpo humano frente a la energía eléctrica (contactos, percepción, duración del contacto), la consideración del cierre de los breakers, y detalla los casos de los trabajadores realizando su labor tanto para líneas de transmisión como para distribución.

La guía presenta el efecto capacitivo y magnético presente en las líneas y el fenómeno de acoplamiento que está sujeto a dichos efectos, el cual puede desencadenar en un accidente por inducción de tensión en un trabajador. Las descargas atmosféricas son de especial consideración, pues si estas se pueden dar en la zona de trabajo se deben tomar las precauciones pertinentes. Otro aspecto importante es la evaluación de los materiales que componen el sistema de puesta a tierra, desde las grapas, herrajes, tuberías, las características mecánicas, conectores, la resistencia del conductor, el material (se recomienda el cobre), se debe considerar la tolerancia de la resistencia, entre otros. Luego se prosigue a tratar el tema de conductores eléctricos de manera más detallada incluyendo ejemplos para la selección de estos, la guía recomienda que en la construcción de las líneas, se establezcan puntos para ubicar aterrizados remotos para cuestiones de mantenimiento.

La guía también proporciona diferentes maneras para la detección de tensión en líneas de potencia, desde diversos medidores hasta otros métodos como el uso de lámparas de neón. Luego de esto la guía brinda pautas para el aterrizado, recomendando que los aterrizados se deben hacer en el lugar de trabajo o lo más cerca posible a este, además de ofrecerla forma de aterrizado en líneas de potencia. La norma finaliza adentrándose en aspectos del mantenimiento, operación, montaje y desmontaje, de líneas de potencia además de tener en cuenta el cómo considerar los vehículos que se han de emplear dependiendo del tipo y dimensiones.

1.3 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE NORMAS NACIONALES Y NORMAS INTERNACIONALES RESPECTO A RETIE.

Tomando como referencia las proposiciones instauradas en el RETIE, el cual es de obligatorio cumplimiento en Colombia, junto a las diferentes normativas y estándares estudiados anteriormente que basan sus fundamentos en los SPT; se va a realizar un análisis comparativo entre cada uno de ellos para verificar las fortalezas o deficiencias que se presentan en el reglamento técnico de instalaciones eléctricas al momento de determinar los requerimientos necesarios en los diferentes aspectos que inciden en una puesta a tierra segura y confiable. Teniendo en cuenta este análisis, los enfoques principales se dan en aspectos de diseño, materiales a utilizar en SPT, valores de referencia que se requieran, mediciones que deben realizarse de acuerdo a la aplicación, mantenimiento en los SPT y protección contra rayos.

1.3.1 Diseño en sistemas de puesta a tierra. Para analizar los aspectos de diseño en un SPT se va a hacer referencia a los aspectos mencionados en RETIE y a las recomendaciones establecidas en la IEEE 80 para el diseño preliminar,

estableciendo las similitudes que se presentan entre ellas y los temas que no se abordan con totalidad en las mismas.

1.3.1.1 Aspectos de diseño incluidos en RETIE. Los principales aspectos mencionados en el RETIE para el diseño de un SPT hacen énfasis en una metodología general para evaluar las tensiones de paso y de contacto que pueden ser toleradas por el ser humano, teniendo en cuenta la resistencia eléctrica que posee un ser humano promedio, además de simular las pisadas del mismo con un área y fuerza hacia el suelo determinados. El RETIE admite la simplificación del diseño en el SPT para el caso en el que la subestación a proteger sea tipo poste, sin obviar el hecho de que en todos los casos deben revisarse las corrientes de falla que pueden producirse en el sistema, así como los tipos de carga y las tensiones de paso o de contacto que se presenten para tomar las medidas pertinentes que disipen cualquier tipo de riesgo.

Figura 18. Procedimiento básico para el diseño de un SPT según RETIE



1.3.1.2 Aspectos de diseño general en IEEE 80. Teniendo en cuenta que pueden existir diferentes factores propios de la zona de referencia y del sistema eléctrico que influyen en el diseño y construcción de un SPT, la IEEE 80 sugiere dar enfoque en cinco ítems que están vinculados directamente a la formación de un SPT y que deben tenerse presente al momento de dar a conocer un diseño definitivo. Estos factores son:

- Corriente de falla máxima.
- Duración de la falla y tiempo de choque.
- Resistividad del terreno.
- Resistividad de la superficie.
- Geometría de la malla.

Además de reconocer la importancia de estos parámetros, la IEEE 80 determina un procedimiento específico para diseñar el SPT a partir de los datos propios del terreno (área, resistividad), los criterios de V_{PASO} y V_{MALLA} , las corrientes circulantes en la malla, las características propias de la malla, entre otros. Esta metodología es de especial consideración en el campo de los SPT y se estudia con profundidad en el documento adjunto a este trabajo.

De igual manera, es importante tener en cuenta otras condiciones propias del tipo de instalación que pueden aportar a la mejoría de la implementación del SPT al momento de establecer un diseño definitivo.

Diseño en subestaciones e instalaciones convencionales: Los parámetros de diseño establecidos en la IEEE 80 mencionado en el numeral 1.2.1.2 de este documento, indican varios aspectos importantes que deben tenerse en cuenta al momento de diseñar un SPT y que no se mencionan en RETIE, teniendo en cuenta que el estándar en cuestión puede implementarse en generación,

transformación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Entre los ítems a tener presente para el diseño básico en la IEEE 80 se encuentran:

- Inclusión de anillo perimetral en el área de influencia para la puesta a tierra de la instalación; lo cual evita que las corrientes eléctricas que se disipan en la malla de puesta a tierra permanezcan en alta concentración, además de reducir su RPAT.
- Implementación de conductores a lo largo de estructuras o equipos, para obtener mínimas conexiones en el SPT y obtener una simetría en el mismo.
- Instalación de varillas de puesta a tierra en equipos principales de una instalación eléctrica, principalmente si estos se encuentran cerca a pararrayos.
- Utilización de varillas de puesta a tierra más largas, a mayor profundidad o instaladas por mayor cantidad en diferentes puntos de la malla de puesta a tierra, para el caso en que el terreno presente alta resistividad o tengan varias capas en su estructura.
- Extensión de la malla de puesta a tierra por fuera del área de influencia e inclusión de conexiones múltiples a tierra junto a aumento de calibre en conductores de la malla, cuando sea necesario disipar grandes corrientes producidas por la conexión a tierra de elementos del sistema eléctrico.
- Relaciones de cuadrícula en la malla de puesta a tierra de 1:1 o 1:3, con el fin de controlar los gradientes de potencial que se presenten a valores mínimos.

Diseño en condiciones difíciles: El diseño de un SPT puede presentar situaciones en las que la resistividad del terreno presente valores relativamente altos, y por lo tanto, la resistencia de puesta a tierra resultante no sea lo suficientemente baja para cumplir con los requisitos de una instalación eléctrica determinada. Por tal razón, la IEEE 80 propone algunas soluciones al respecto que pueden implementarse de acuerdo a las características de la zona y de la instalación. Entre ellas se encuentran:

- Conexiones a tierras remotas con menor resistividad.
- Puestas a tierra adyacentes al SPT propio del sistema eléctrico.
- SPT combinados para diferentes partes de una edificación.
- Varillas enterradas a gran profundidad (pozos).
- Elementos aditivos para tratamiento de suelo y mejoramiento de la resistividad.
- Implementación de esteras de alambre para igualar los gradientes de potencial cercanos a la superficie del terreno.
- Utilización de conexiones y cables estáticos al SPT.
- Uso de depósitos con baja resistividad cercanos a la malla de puesta a tierra de la instalación. Se usa arcilla o partes de concreto en una estructura para tal fin.

1.3.1.3 Análisis comparativo general para aspectos de diseño. En primera instancia, las consideraciones que se tienen en cuenta en RETIE al momento de diseñar un SPT establecen un estudio previo basado en los criterios de tensión de paso y tensión de contacto para encontrar sus umbrales adecuados, teniendo presente las características del suelo, la corriente de falla máxima y la resistencia de puesta a tierra como principales factores de influencia.

El cálculo del conductor que forma la malla de puesta a tierra no se incluye en la metodología básica, lo cual representa un aspecto importante si es necesario modificar el diseño establecido que no se tiene en cuenta en el proceso. Sin embargo, este ítem se menciona en la sección 15.3.2 de RETIE, pero no tiene en cuenta las características del material seleccionado para la malla de puesta a tierra si se revisan las expresiones expuestas allí para instalaciones de baja, media y alta tensión.

A pesar de que el RETIE brinda la libertad suficiente para que el diseñador tenga en cuenta las consideraciones pertinentes, no se da a conocer algún tipo de recomendación específica para el caso en el que las condiciones de diseño no sean las más adecuadas, o cuando se tienen instalaciones eléctricas de

consideración especial (subestaciones encapsuladas, industrias, entre otras) y que si son mencionadas en la IEEE 80, además de que no se manifiesta una metodología específica que guíe al diseñador hacia la obtención de un resultado favorable y un análisis concreto de los aspectos que pueden mejorar el diseño del sistema de puesta a tierra, una vez establecidas las condiciones generales.

1.3.2 Materiales y elementos en un sistema de puesta a tierra. A continuación, se van a establecer las afinidades que presentan diferentes normas y estándares que adoptan el campo de los materiales utilizados en SPT, junto a las consideraciones establecidas en RETIE para el uso de estos elementos.

1.3.2.1 Requerimientos de RETIE para la utilización de elementos en un SPT. El reglamento considera tres elementos principales para la construcción de la puesta a tierra, haciendo énfasis en la composición de los mismos junto a las características que interesan para el caso.

- **Electrodo de puesta a tierra.** Se determinan los materiales que son permitidos usar en los SPT (estableciendo clara prohibición del uso de aluminio), además de dar a conocer las configuraciones que puede presentar un electrodo (varilla, tubo, cinta sólida, cable trenzado, alambre redondo, placa sólida). Sumado a lo anterior, se determinan requisitos relacionados con la instalación del electrodo y las conexiones que deben realizarse.
- **Conductor del electrodo de puesta a tierra.** Da criterios para la selección del conductor para la conexión de electrodos, brindando referencia a la sección 250-94 de la NTC 2050 para instalaciones de baja tensión, y a la ecuación establecida en la IEEE 80 para el caso de las instalaciones de media, alta y extra alta tensión. Para el último caso, se proporcionan las constantes del material que son necesarios en la ecuación utilizada para calcular el conductor.
- **Conductor de puesta a tierra en equipos.** De forma similar al anterior elemento, se propone seguir las indicaciones dadas en la sección 250-95 de la

NTC para elegir el conductor que equipotencializa a los equipos de la instalación para baja tensión. Además, da como referencia a la IEEE 242 para la selección de este elemento en los demás niveles de tensión, teniendo en cuenta la temperatura máxima que puede soportar con la presencia de elementos activos.

1.3.2.2 Consideraciones de otras normas para la selección de materiales en un SPT. Entre las normas o estándares que se mencionan en el RETIE y que forman parte de sus referencias, es posible establecer algunos aspectos generales que son importantes para la adecuada implementación de elementos en un SPT.

- La NTC 2050, aparte de mostrar las secciones que considera el RETIE para la selección de conductores de puesta a tierra en electrodos y equipos, da a conocer algunos conectores que pueden usarse en la unión del cable de puesta a tierra en equipos con el determinado para los electrodos de puesta a tierra. Además de esto, se otorga información relacionada con el calibre del conductor de puesta a tierra para equipos que es de gran importancia al momento de elegir el mismo en sistemas de corriente continua (sección 250-93 de la norma en cuestión).
- Respecto a la NTC 2206, se hace mención de herrajes, tornillos y conectores que pueden implementarse en la conexión del electrodo con el conductor de puesta a tierra, siempre y cuando sean certificados para desempeñar tal función. De igual manera, se presentan algunos ensayos que se realizan en los electrodos donde se pone a prueba su resistencia mecánica y la adherencia del mismo con conductores blindados.

1.3.2.3 Comparación entre RETIE y normas que abordan el tema de elementos en SPT. De forma general, se establece un análisis comparativo para este ítem del reglamento.

- El RETIE coincide con las normas de referencia al establecer los requisitos para la instalación de electrodos, incluyendo los tipos de conexión permisibles y algunos componentes utilizados para la fabricación de estos elementos.
- A pesar de proponer la ecuación utilizada en la IEEE 80 para el cálculo del conductor de puesta a tierra, esta es una aproximación que no tiene en cuenta otros factores del material con el que se fabrica cada elemento.
- No es coherente el hecho de permitir el uso de cualquier conductor de puesta a tierra con algún contenido de aluminio, y prohibir la utilización de electrodos con este tipo de característica si ambos elementos pueden verse afectados por la corrosión presente en el suelo.

1.3.3 Valores de referencia en sistemas de puesta a tierra. Teniendo en cuenta el conocimiento empírico que se presenta en muchos componentes de las puestas a tierra, es posible establecer valores que brinden una guía adecuada para algunos parámetros que inciden directamente en el cálculo de SPT. Para ello, tanto en RETIE como en otras normativas existen diferentes puntos de referencia que simplifican el proceso de implementar una puesta a tierra de acuerdo al tipo de instalación.

Con el fin de garantizar gradientes de potencial mínimos que eviten la aparición de tensiones de paso o contacto peligrosos para las personas, el RETIE establece valores de resistencia de puesta a tierra según la aplicación de la instalación.

En otras normativas de referencia, existen valores vinculados a la resistencia máxima permisible en un SPT que coinciden plenamente con la tabla mostrada en RETIE. La única proposición que no coincide en esta tabla es dada por la IEEE 80, que propone un rango entre 1 [Ω] y 5 [Ω] para instalaciones de media tensión; sin embargo puede aumentarse este rango de acuerdo a las condiciones de la zona. Además de lo anterior, no se brinda en el RETIE la metodología base para la cual se estiman los valores de resistencia en las puestas a tierra de cualquier

tipo de aplicación. En conclusión, el reglamento da muestra de una correcta interpretación para este tópico solo si se hace referencia a las normativas en las que se basa, pero no establece por acción propia la evaluación de estos parámetros que convengan indiscutiblemente a cualquier lector del mismo.

Tabla 2. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RPAT (Ω)
Estructuras metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1
Subestaciones de media tensión	10
Protección contra rayos	10
Neutro de acometida en BT	25
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10

Fuente: RETIE

También es posible verificar los valores de tensión de contacto según la duración de falla en el sistema eléctrico y el tipo de personal que pueda verse involucrado en esta acción, dando muestra de referencia a la experiencia en estos tipos de pruebas. Estos valores pueden variar de cierta manera según el tipo de relé que se encargue de la protección de falla a tierra y su calibración.

Tabla 3. Tensiones de contacto admisibles en SPT

Tiempo despeje falla [ms]	V_{CONTACTO} máxima para 95% de población [V]	V_{CONTACTO} máxima para personas de 50 kg [V]
> 2000	50	82
1000	55	116
700	70	138
500	80	164
400	130	183
300	200	211
200	270	259
150	300	299
100	320	366
50	345	518

Fuente: RETIE

1.3.4 Mediciones requeridas en sistemas de puesta a tierra. La evaluación de un SPT contempla tres ensayos principales, los cuales determinan que la puesta a tierra diseñada y construida presente cualidades aptas para llevar a cabo las funciones de su implementación. En ellas se hace evaluación de la resistividad del suelo, la resistencia de puesta a tierra una vez construida y las tensiones de paso y contacto que se presentan.

1.3.4.1 Medición de la resistividad aparente de terreno. Para evaluar las características del suelo, existen varios métodos de ensayo que brindan información necesaria para determinar si el terreno presenta una resistividad favorable para implementar un SPT. A continuación se mencionan los métodos adoptados por el RETIE y por la IEEE 81 para la estimación de la resistividad del suelo, sumado a los aspectos incluidos en la IEEE 80 para su evaluación.

- **Métodos para evaluación de la resistividad del terreno considerados en RETIE.** El RETIE sugiere evaluar la resistividad del terreno mediante el método de Wenner, el cual tiene en cuenta la distancia de separación entre electrodos y la profundidad de enterramiento en el suelo de los mismos para evaluar el parámetro que se considera en esta metodología. En esta prueba se utilizan cuatro puntos de referencia para encontrar la resistividad del suelo, en las cuales se realiza la inyección de corriente y la aplicación de tensión en la zona a considerar.

A pesar de sugerir un solo tipo de ensayo para el cálculo de la resistividad, el RETIE permite el uso de otra clase de pruebas que permitan encontrar este parámetro, siempre y cuando se caractericen por su practicidad y reconocimiento en diferentes normativas que avalen su realización.

- **Métodos para evaluación de la resistividad del terreno considerados en IEEE 81 y NTC 3582.** Las metodologías propuestas en la IEEE 81 para encontrar la resistividad del suelo pueden variar en la interpretación de resultados, teniendo en cuenta la complejidad del ensayo y las variaciones en las propiedades del terreno para cada tipo de prueba. Por tal razón, este estándar propone cuatro métodos para encontrar la resistividad del terreno:

- Método de Wenner (adoptado por RETIE).
- Pruebas e información geológica de muestras de suelo.
- Método de la variación de profundidad.
- Método de los 2 puntos.

De igual manera, el método de Wenner es acogido en la NTC 3582 para encontrar la resistividad del suelo, adaptándose de esta manera tanto al RETIE como a la IEEE 81 para el análisis de este parámetro.

- **Consideraciones de la IEEE 80 para la resistividad del terreno.** Los principales aspectos a tener en cuenta se fundamentan en verificar los elementos que conforman el terreno y la homogeneidad del mismo, de tal manera que pueda verificarse la resistividad del suelo y de la superficie que cubre el mismo de forma inmediata. Para eso, la IEEE 80 da a conocer unas tablas con los valores de resistividad para suelos húmedos y secos en cada tipo de superficie que por lo general se utiliza en SPT, y también para diferentes condiciones del subsuelo que cubre la malla de puesta a tierra. Dada la importancia de estas tablas, se agregan a la cartilla anexa a este documento.

En cuanto a la interpretación de datos para los ensayos de medición es posible asumir un modelo uniforme del suelo, el cual implementa ecuaciones que dependen del número de muestras junto a los valores máximos y mínimos de la misma. Junto a esta interpretación, se propone el modelado del suelo con dos capas, presentando un método gráfico para la consecución de la resistividad con los datos obtenidos en las pruebas.

1.3.4.2 Medición de resistencia de puesta a tierra. La realización de ensayos relacionados con la RPAT debe establecerse antes de que la instalación eléctrica en cuestión entre en funcionamiento, verificando de esta manera que los valores de referencia establecidos en las normativas sean acordes al tipo de aplicación. Para ello, se consideran las metodologías mencionadas en RETIE junto a los estándares de la IEEE y NTC que enfocan sus fundamentos en este campo.

- **Medición de RPAT según RETIE.** Para encontrar el valor de RPAT, el RETIE establece el método de la caída de potencial como principal método de ensayo para encontrar este parámetro. Sin embargo, estima que es adecuado implementar otros tipos de prueba que sean favorables para encontrar la RPAT en la instalación.

- **Medición de RPAT según IEEE 81 y NTC 3582.** Además de la medición de resistencia de puesta a tierra, la IEEE 81 sugiere realizar la medición de la impedancia de característica, con el fin de considerar los efectos capacitivos e inductivos que pueden hacer presencia en el SPT. Para ello, en el estándar se sugieren las siguientes pruebas:

- Método de los dos puntos (amperímetro - voltímetro).
- Método de los tres puntos.
- Método de la rata (razón de cambio).
- Prueba de falla puesta en escena.
- Método de la caída de potencial.

Por otra parte, la NTC 3582 propone el método de los tres puntos como prueba principal para encontrar la RPAT, acogiéndose de esta manera a una de las proposiciones mencionadas en la IEEE 81 y que es de gran uso general en el ámbito de las puestas a tierra.

- **Medición de RPAT según IEEE 81.2.** Para sistemas de puesta a tierra de gran extensión, la IEEE 81.2 considera las metodologías mencionadas en la figura 14 de este documento, las cuales se implementan de acuerdo al tipo de fuente que se utiliza en la medición, a la instrumentación disponible y a la complejidad de la instalación. Además de estos ensayos, es posible realizar la medición de la RPAT a través de la simulación de fallas en el sistema eléctrico y del cual se hace mención en la figura 15 de este trabajo, correspondiente a las consideraciones generales del estándar en cuestión.

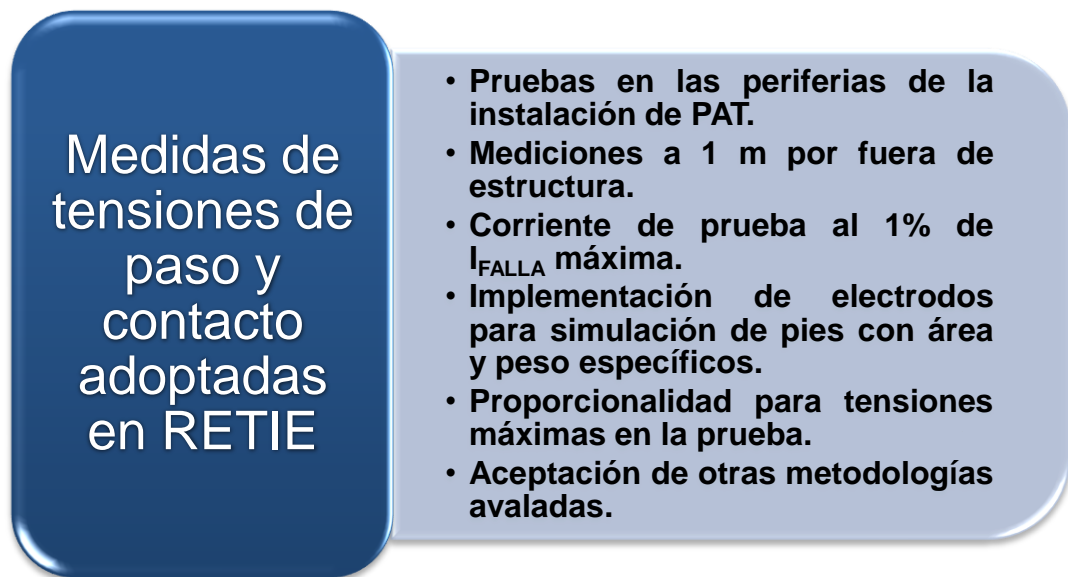
- **Especificaciones de IEEE 80 para medición de RPAT.** La IEEE 80 presenta dos procedimientos específicos para encontrar la RPAT, donde uno de ellos muestra un método simplificado para su cálculo teniendo presente el área de influencia, la resistividad del suelo, la longitud total del conductor de puesta a tierra

y la profundidad de la malla. El otro método tiene en cuenta estas mismas características, sumado a las singularidades de los electrodos de puesta a tierra presentes en la instalación (número, longitud total, sección transversal) y a los coeficientes propios de la metodología que dependen de la relación longitud-ancho de la malla.

1.3.4.3 Medición de tensión de paso y contacto. Para efectos de gradientes de potencial y partes energizadas en cualquier tipo de instalación eléctrica, deben realizarse las pruebas de paso y contacto con el fin de verificar que dichos valores no superen los umbrales de soportabilidad para establecer amplios márgenes de seguridad en las personas encargadas de la operación y mantenimiento de los diferentes componentes que conforman un sistema eléctrico determinado.

- **Metodología adoptada en RETIE para tensiones de paso y contacto.** La metodología propuesta por el RETIE tiene como referencia algunos conceptos estipulados en el estándar IEEE 81.2, haciendo enfoque principalmente en el método del electrodo de huella para la simulación de las pisadas que ejerce una persona, junto a la distancia de separación típica al momento de realizar pasos. De igual manera, el RETIE determina que dicho método se realice en cualquier tipo de instalación con tensión nominal igual o superior a 110 kV antes de que se pongan en operación.

Figura 19. Aspectos para la evaluación de tensiones de paso y contacto adoptados por RETIE



- **Metodologías propuestas en IEEE 81.2 para la medición de tensiones de paso y contacto.** El estándar de referencia propone tres metodologías que ya han sido mencionadas en este documento (ver numeral 1.2.2.1, inciso (b)). Es válido destacar que para estos casos es importante reconocer la complejidad de la instalación y los equipos de prueba que se tengan disponibles para realizar el ensayo que se adapte adecuadamente a la situación.

1.3.4.4 Análisis comparativo general para mediciones de SPT. Una vez verificados los tipos de ensayo que se proponen tanto en el RETIE como en los estándares IEEE para encontrar los parámetros mencionados en el numeral anterior, es posible establecer diferencias y similitudes en las diferentes pruebas con el fin de dar a conocer un análisis que lleve a obtener las conclusiones más favorables para tener en cuenta los ensayos más pertinentes.

- Para la medición de la resistividad del terreno, el RETIE acoge el ensayo más utilizado y preciso en la ingeniería para evaluar este parámetro (Método de

Wenner), permitiendo el uso de otras aplicaciones documentadas para tal fin. En este caso, se propone adecuadamente el tipo de prueba en comparación con la IEEE 81. Sin embargo, no existe en RETIE una referencia de los valores de resistividad típicos para componentes y características del suelo típicos en las prácticas de la ingeniería que pueden ser útiles para el diseño preliminar de un SPT. Además de lo anterior, no se especifica en ninguna parte del reglamento que es posible aplicar diferentes modelados para el suelo de acuerdo a sus características, lo cual representa una falencia para cualquier caso que se presente en la realización de un SPT y que las personas encargadas del mismo deseen acoger desde la documentación de obligatorio cumplimiento.

- En el caso de la medición de RPAT, se asume en el RETIE la implementación del método de la caída de potencial como prueba principal para encontrar esta característica del SPT, avalando otro tipo de pruebas que evalúen el mismo parámetro. Sin embargo, no se menciona en ninguna parte los ensayos que requiere un SPT de gran extensión o cuando existen condiciones especiales, los cuales están documentados en la IEEE 81.2 y abarcan gran diversidad de métodos.
- Las mediciones de tensiones de paso y contacto establecidas en RETIE acogen parcialmente una de las pruebas propuestas en la IEEE 81.2, ya que en el reglamento se documentan aspectos a tener en cuenta al momento de realizar la medición mediante el método del electrodo de huella, mas no propone una metodología específica para realizar dicha prueba, ni tampoco muestra las conexiones que deben realizarse entre las estructuras y el SPT involucrado.

1.3.5 Mantenimiento de sistemas de puesta a tierra. Al momento de construir un SPT debe garantizarse el funcionamiento óptimo del mismo para brindar la seguridad y confiabilidad necesaria en caso de presentarse alguna anomalía en la instalación. Sin embargo, diferentes factores como descargas atmosféricas continuas, fallas constantes en el sistema eléctrico, corrosión del suelo, entre

otros, pueden traer como consecuencia que algunos componentes del SPT presenten algún tipo de modificación en su funcionamiento. Por tal razón, es imprescindible realizar inspecciones en las distintas partes del sistema que puedan verse afectados.

1.3.5.1 Recomendaciones para mantenimiento de SPT adoptados en RETIE.

Las inspecciones de un SPT requieren cierto tiempo de realización de acuerdo al nivel de tensión para el que está construido, además de implementar mediciones y modificaciones según la importancia y afectación bajo ciertas condiciones del sistema. Para ellos, el RETIE estipula llevar a cabo las pruebas pertinentes y los registros de cada actividad relacionada con la inspección.

Figura 20. Pruebas y registros a llevar a cabo en el mantenimiento de un SPT



1.3.5.2 Mantenimiento de SPT en otras normativas. En aspectos de mantenimiento, el estándar IEEE 80 recomienda hacer revisión del SPT periódicamente, incluyendo en momentos para los que el sistema eléctrico al que se encuentra acoplado presente cambios en su funcionamiento. Entre estas variaciones se incluyen ampliaciones, gradientes de potencial y RPAT si hay cambios en las propiedades del terreno.

1.3.5.3 Conclusiones generales para el mantenimiento de SPT. Es posible deducir que para cuestiones de mantenimiento, el RETIE ofrece argumentos válidos, consecuentes y completos para la ejecución de inspecciones en SPT, incluidos los tiempos requeridos para cada tipo de sistema con las pruebas y registros que cada reconocimiento debe tener.

1.3.6 Sistemas de protección contra rayos. Teniendo en cuenta que los sistemas de protección contra rayos necesitan utilizar SPT para disipar las corrientes que se producen por las descargas atmosféricas, es importante incluir este tópico dentro del análisis comparativo que se lleva a cabo para establecer aspectos notorios que no se han tenido en cuenta en el reglamento nacional.

1.3.6.1 Generalidades de SIPRA en RETIE. En este punto, el RETIE hace total referencia hacia la NTC 4552 como punto de partida para diseñar un sistema de protección contra rayos; requiriendo un completo análisis de riesgos que hacen presencia en la estructura a proteger y estableciendo una metodología tanto válida como eficaz para implementar el SIPRA.

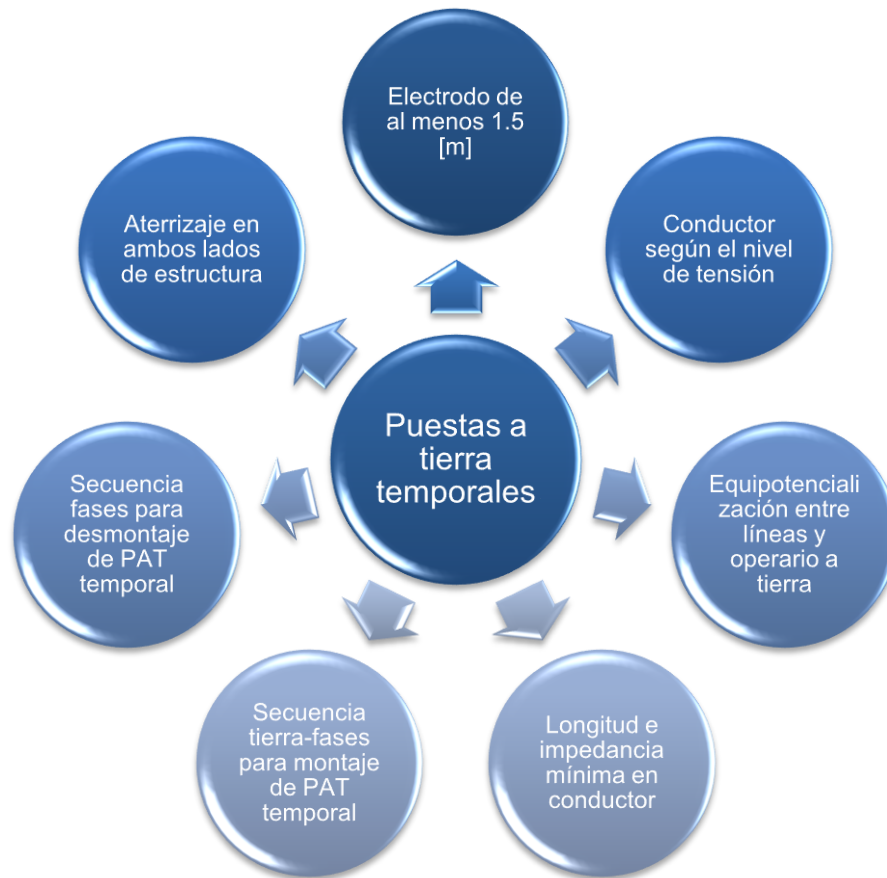
Los principales aspectos que abarca el reglamento para esta sección tienen especial énfasis en los elementos que componen a un SIPRA, dando a conocer las generalidades que deben tenerse presente al momento de seleccionar e implementar los sistemas de captación, los conductores bajantes y la puesta a tierra para esta parte. En relación al tema de estudio que interesa en este trabajo, la NTC 4552 muestra dos tipos de configuraciones en los SPT que se usan para completar uno de los componentes del SIPRA, los cuales esperan su selección de acuerdo a las características de la estructura y a la distribución de los bajantes alrededor de ella.

1.3.6.2 Comparación entre RETIE y NTC 4552. Para establecer conclusiones en este análisis vale mencionar que, a pesar de que no forma parte esencial del propósito de este documento, el RETIE no brinda al usuario los componentes de riesgo que deben estudiarse en el respectivo análisis, sumado a la evaluación de daños como consecuencia de la presencia de condiciones indeseables en las estructuras. Los autores de este documento no pretenden que se realice un estudio profundo al respecto, pero debe ser útil dar a conocer estos parámetros para que el diseñador los tenga presentes. Por otra parte, no se encuentra en RETIE una propuesta para verificar los tipos de configuración que son posibles utilizar en las puestas a tierra que forman parte del SIPRA y que si son mencionadas en la NTC 4552; las cuales no requieren mayor profundidad de análisis y que brindar una buena guía al momento de tomar una decisión. Finalmente, no se da a conocer en el RETIE especificación alguna que tenga en cuenta la protección de sistemas internos y externos en cualquier tipo de estructura, y de los cuales es necesario establecer sus condiciones de diseño y utilización.

1.3.7 Otras especificaciones relacionadas con los sistemas de puesta a tierra

1.3.7.1 Puestas a tierra temporales. Al abordar este ítem debe trazarse el objetivo de encontrar los métodos adecuados para aterrizar temporalmente cualquier tipo de red eléctrica, con el fin de anular la presencia de diferencias de potencial que puedan afectar al operario de la instalación mientras realiza labores de inspección o mantenimiento en ella. Con el fin de garantizar la seguridad requerida en este tipo de aplicación, se estipulan en el RETIE algunas consideraciones al respecto.

Figura 21. Generalidades para SPT temporales según RETIE



- Los aspectos más importantes que se mencionan en la IEEE 242 respecto a las puestas a tierra temporales incluyen distancias de seguridad que deben respetarse entre partes aterrizadas y zonas de maniobra de acuerdo a la altitud del lugar donde se encuentre la instalación; así como la capacidad amperimétrica de los conductores utilizados en la equipotencialización de redes según el número de ciclos. También se implican elementos que son útiles para realizar la conexión del aterrizaje, determinando los usos de cada uno; junto a los diferentes factores y métodos que deben tenerse presentes al maniobrar subestaciones, líneas de transmisión y plantas de generación.
- La IEEE 1048 aborda recomendaciones básicas y prácticas para la selección del conductor que se usa en la puesta a tierra temporal, con base en el número de cables paralelos que se implementan en la instalación y a la eficiencia que

esto conlleva en cada elemento protector. Los aspectos anteriores centran su fundamento en la corriente máxima que puede presentarse durante una eventualidad anormal del sistema eléctrico.

- Estableciendo un análisis comparativo para el tema en cuestión, es posible decir que de acuerdo a las determinaciones estipuladas en los estándares IEEE 242 e IEEE 1048 respecto al reglamento, existe una desviación notoria respecto a la búsqueda de metodologías y recomendaciones que le brinden al usuario de RETIE una situación favorable para seleccionar conductores adecuadamente, determinar los métodos de conexión, determinar las distancias de seguridad y brindar las consideraciones pertinentes según el tipo de instalación eléctrica.

1.3.7.2 Relación entre sistemas de telecomunicaciones y SPT. Al momento de verificar los aspectos que RETIE tiene en cuenta para el caso en que existan sistemas de telecomunicaciones cercanos a un SPT, únicamente se encuentra en la sección 10.4 del reglamento en mención que deben establecerse distancias de seguridad para el caso en que exista algún tipo de riesgo en la instalación. En ningún momento se hace mención especial a los sistemas de puesta a tierra, ni se dan a conocer los valores típicos para que los cables de comunicaciones se dispongan a una distancia adecuada para evitar efectos adversos que se generen por corrientes de falla o descargas eléctricas. La GTC 162 tiene en cuenta esta disposición y los parámetros que la afectan.

De igual manera, no existe en el RETIE especificación alguna respecto a la configuración de un SPT para aplicaciones que manejen sistemas de telecomunicaciones en su entorno; cuestión que si es mencionada en la GTC 206 y donde se da muestra de las diferentes composiciones que son posibles de implementar en este tipo de estructuras.

1.3.7.3 SPT en sistemas de generación. En este punto se establecen los esquemas de conexión a tierra que pueden utilizarse en las instalaciones donde

se implementan sistemas de generación, así como las características de los SPT que cada aplicación de este tipo presenta. Para este tópico, el RETIE propone seguir las estipulaciones establecidas en el artículo 15 que abarca los aspectos relacionados con las puestas a tierra en cualquier instalación que esté cubierta en el reglamento. Sin embargo, no se tiene en cuenta allí que para este tipo de instalación se requieren otro tipo de condiciones que brinden mayor confiabilidad en todos los sistemas de protección para los generadores, incluyendo los SPT que se construyan para el aterrizaje de sus conexiones y la puesta a tierra convencional. Estos parámetros son mencionados en la IEEE 665 y en la GTC 206, pero no existe adopción del reglamento para alguna de estas normativas.

2. PROPOSICIONES PARA EL MEJORAMIENTO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.

El estudio de los SPT y sus repercusiones en los sistemas eléctricos ha llevado el enfoque de este campo hacia la búsqueda de alternativas o soluciones que den muestra de mejoramiento en sus aplicaciones, y por consiguiente, se pretende brindar un rango de seguridad y confiabilidad mayor en las instalaciones que están propensas a presentar anomalías en su funcionamiento o fenómenos atmosféricos que pueden poner en riesgo la correcta operación de los equipos que la conforman.

De este modo, el objetivo de este capítulo es dar a conocer algunos elementos, configuraciones y metodologías que se han establecido en el campo de las puestas a tierra para la obtención de sistemas más confiables, seguros y duraderos que brinden las garantías necesarias para consolidar las funciones que debe cumplir un SPT.

2.1 USO DE SALES CON BAJA RESISTIVIDAD PARA LA REDUCCIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La implementación de sales en los SPT se da ante la presencia de suelos que poseen valores de resistividad relativamente altos, lo cual lleva a obtener estimaciones de RPAT que no cumplen con los requisitos de algún tipo de instalación específico. Por lo general, al utilizar estos componentes es necesario realizar una modificación del terreno que circunda al electrodo de puesta a tierra, incluyendo el aumento del diámetro que da lugar a la ubicación de este elemento.

La ventaja que ofrece el uso de las sales radica en que es posible disminuir la resistividad del terreno cuando no es factible enterrar varillas a grandes

profundidades, o en el momento en que sea difícil el uso de electrodos con gran longitud por características del suelo que no permitan una fácil excavación.

Para lograr este objetivo, se utilizan diferentes compuestos químicos combinados con otros elementos que estabilizan y mejoran el comportamiento de las sales en el terreno. Entre los compuestos más usados se encuentran el cloruro de sodio (NaCl), el sulfato de magnesio ($MgSO_4$), el sulfato de cobre ($CuSO_4$) y el cloruro de calcio ($CaCl_2$).

El principal elemento con el que se realiza la combinación de estos compuestos químicos es la bentonita, la cual presenta propiedades aptas para la disminución de la resistividad del suelo y la manipulación de la misma al momento de aplicarse en la zona de influencia.

2.1.1 Pruebas y resultados. Con el fin de verificar la combinación de elementos más conveniente para obtener compuestos que reduzcan la resistividad del terreno, se establecen diferentes pruebas que evalúan el comportamiento de cada muestra en zonas con características desfavorables para la obtención de una RPAT acorde a los valores que se desean obtener. La apreciación de estos resultados determina el componente óptimo para usar en SPT que presenten condiciones poco apropiadas (altas temperaturas, grandes resistividades, corrosión, entre otras).

Esta metodología es una investigación desarrollada por ingenieros del departamento de ingeniería eléctrica de la universidad King Saud en Riad, Arabia Saudita.

Tabla 4. Combinaciones de materiales de baja resistividad probadas

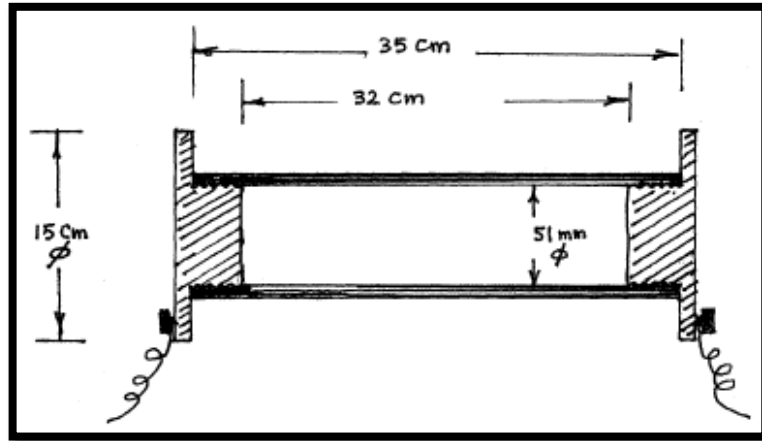
MUESTRAS	MATERIALES	CANTIDAD POR VOLUMEN
Muestra A	Bentonita	1
Muestra B	Arcilla de bentonita	1
	Agua	3,5
	MgSO ₄	%5(*)
Muestra C	Arcilla de bentonita	1
	Agua	3,5
	MgCO ₃	5%(*)
Muestra D	Arcilla de bentonita	1
	Agua	3,5
	Na ₂ CO ₃	5%(*)
Muestra E	Arcilla de Bentonita	1
	Agua	3,5
	Na ₂ SO ₄	5%(*)
Muestra F	Arcilla de bentonita	1
	Agua	3,5
	MgSO ₄	2,5%(*)
	MgCO ₃	2,5%(*)

(*)Porcentaje del peso de bentonita

Fuente: Estudio Universidad King Saud.

Las pruebas realizadas corresponden a la acción de las diferentes muestras establecidas en la tabla 4, con el fin de verificar su comportamiento en suelos con características inapropiadas. Para ello, los investigadores tomaron un modelo a escala que representa al suelo, utilizando celdas de ensayo para cada muestra seleccionada.

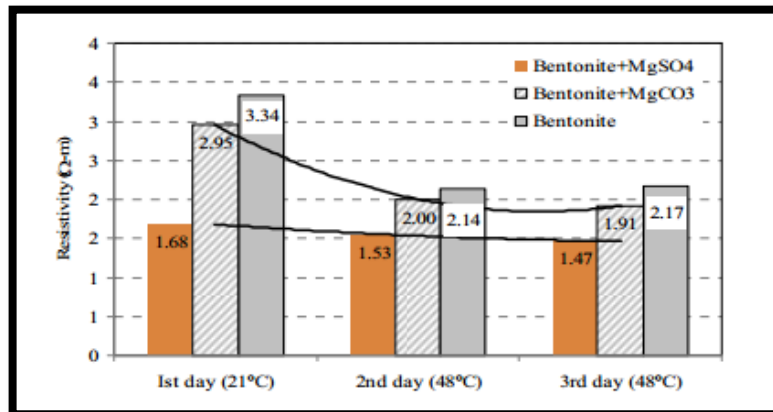
Figura 22. Modelo de la celda de ensayo utilizada para el estudio de la acción de sales en el suelo



Fuente: Estudio Universidad King Saud.

La figura 23 corresponde a la prueba de resistividad para las muestras A, B y C definidas en la tabla 4; para un tiempo de acción de 3 días en cada una de ellas. El registro de temperatura presentado en cada día se muestra en las figuras, buscando verificar el efecto de este factor en el funcionamiento de cada componente. Las barras grises pertenecen a la muestra A, las naranjas corresponden a la muestra B, y las que tienen líneas grises en su interior son de la muestra C.

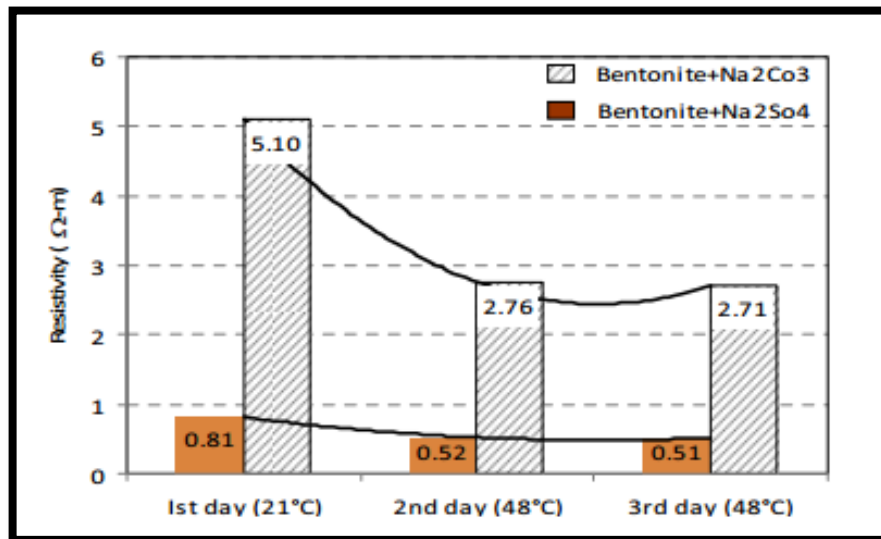
Figura 23. Resistividad del suelo de las muestras A, B y C para su acción en tres días



Fuente: Estudio Universidad King Saud.

De igual manera, la figura 24 representa las mismas pruebas realizadas en la figura 23 con el mismo rango de tiempo, con la diferencia de que para este caso se utilizan las muestras D (barras con líneas grises) y E (barras naranjas).

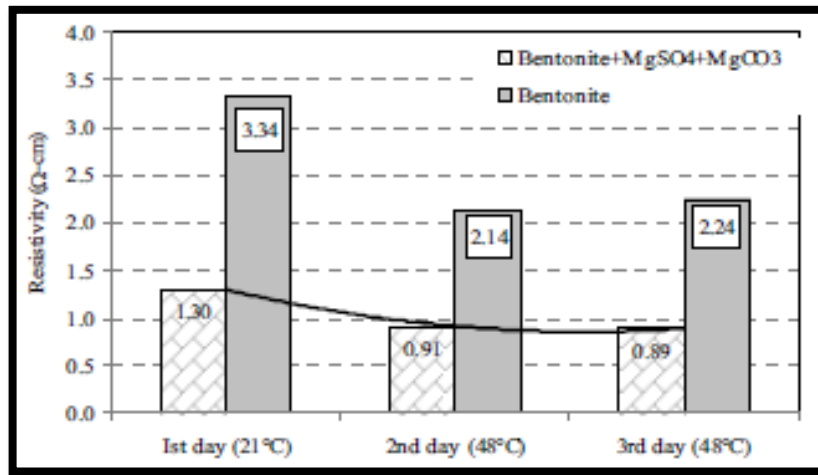
Figura 24. Resistividad del suelo de las muestras D y E para su acción en tres días



Fuente: Estudio Universidad King Saud.

Para finalizar esta parte del procedimiento, se realiza la misma prueba para la muestra F (barras naranjas) respecto a los resultados obtenidos en la muestra A (barras con líneas grises). Los resultados se muestran en la figura 25.

Figura 25. Resistividad del suelo para las muestras A y F para su acción en tres días



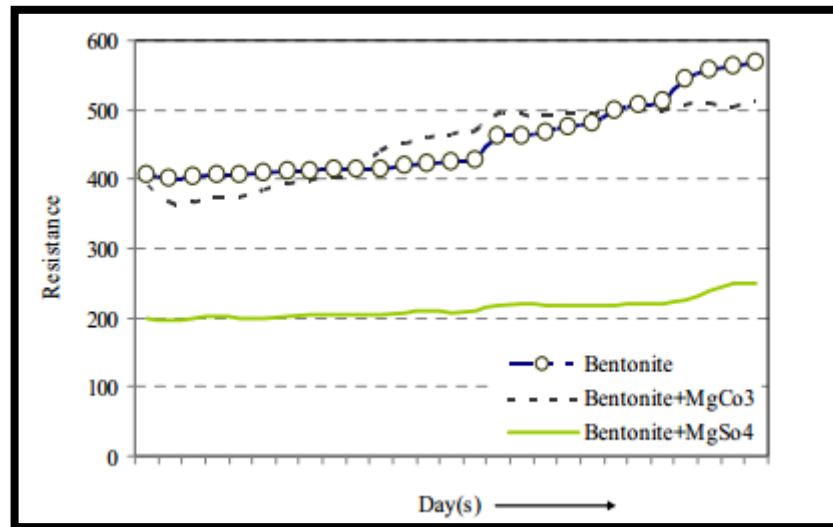
Fuente: Estudio Universidad King Saud.

Los resultados de las pruebas muestran que es conveniente implementar las combinaciones realizadas en las muestras E y F de la tabla 4, teniendo en cuenta que su factor de decrecimiento es mayor respecto a la condición inicial de resistividad que se tiene en principio.

Al momento de utilizar sales para el mejoramiento de SPT, también es conveniente verificar la estabilidad que presenta cada componente con el uso continuo de los mismos en las puestas a tierra. Por tal razón, debe tenerse en cuenta la evaluación de resultados para un mayor rango de tiempo.

En la figura 26 se da a conocer el comportamiento de las muestras A (línea azul con círculos), B (línea verde) y C (línea punteada) en la resistividad resultante del suelo, correspondiente a un rango de tiempo de 27 días.

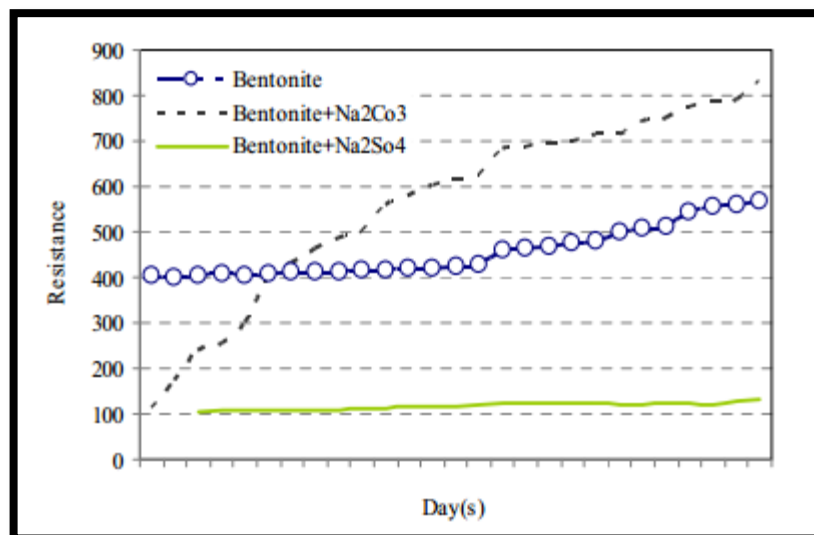
Figura 26. Variaciones de resistencia para las muestras A, B y C en función del tiempo (días)



Fuente: Estudio Universidad King Saud.

La figura 27 representa la misma prueba realizada en la figura 26, pero en este caso las muestras utilizadas corresponden a D (línea punteada), E (línea verde) y A (línea azul con círculos).

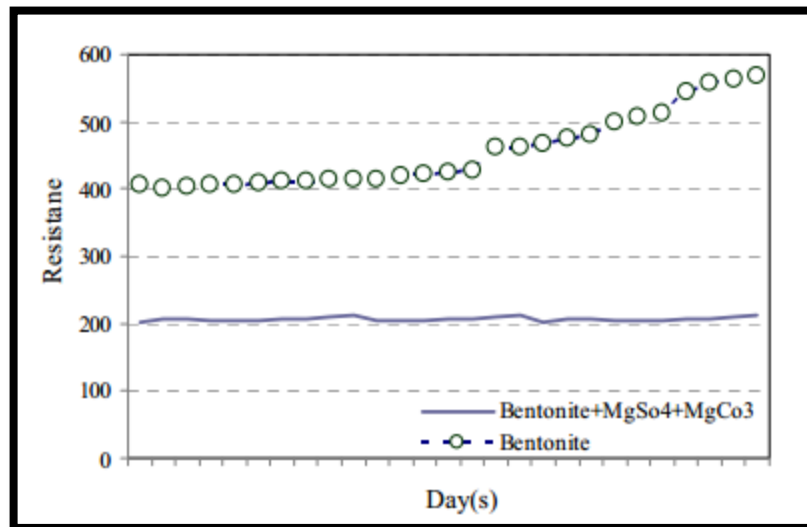
Figura 27. Variaciones de resistencia para las muestras A, D y E en función del tiempo (días)



Fuente: Estudio Universidad King Saud.

Para revisar la conducta de la muestra F (línea azul) en el suelo para esta misma prueba, se realiza su representación en la figura 28 respecto a la muestra A (línea azul con círculos).

Figura 28. Variaciones de resistencia para las muestras A y F en función del tiempo (días).



Fuente: Estudio Universidad King Saud.

Como conclusión, es importante mencionar que las muestras E y F también son favorables para uso continuo en la reducción de la resistividad, ya que en la última prueba presentan adecuadas condiciones de estabilidad; teniendo en cuenta que algunos tipos de sales son más propensas a producir condiciones corrosivas en el suelo.

2.1.2 Uso de sales para reducción de SPT en Colombia. En Colombia, el uso de sales es de uso común en diferentes aplicaciones de SPT, y es mencionada en algunas normas de empresas de energía eléctrica con reconocido prestigio. A ello hay que sumarle la facilidad del uso para las sales y la sencilla aplicación de estas sobre terrenos que requieren la reducción de su resistividad.

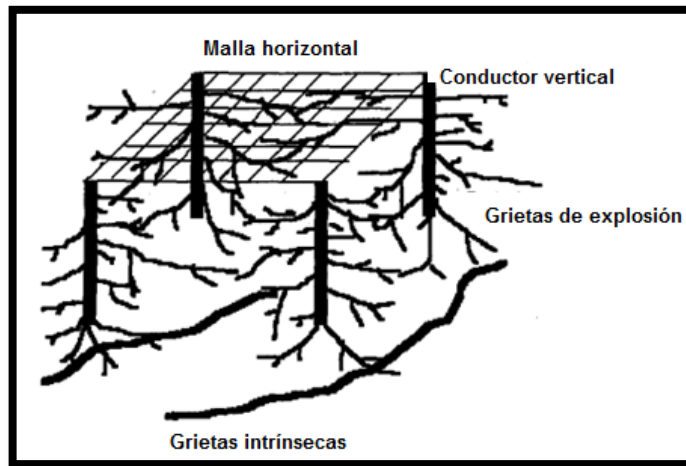
2.2 REDUCCIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO POR MEDIO DE GRIETAS SUBTERRÁNEAS.

El énfasis de esta metodología se basa en la formación de caminos subterráneos alrededor de los electrodos de puesta a tierra, con el fin de utilizar compuestos que posean valores de resistividad mínimos para aplicarlos en las zonas circundantes al electrodo. De esta manera, se busca que las grietas formadas sean rellenadas por el componente de baja resistividad mediante alta presión para modificar las propiedades del suelo hacia una condición favorable para implementar un SPT.

Para dar forma a las grietas alrededor de las varillas de puesta a tierra, es necesario realizar explosiones controladas en los agujeros que dan lugar a los electrodos, de tal manera que al final del proceso se pueda obtener una especie de red subterránea en forma de raíces con características propicias que mejoren la RPAT del sistema. Es importante mencionar que al momento de proceder con la detonación controlada del suelo, debe procurarse que las propiedades de la superficie se vean afectadas en lo más mínimo.

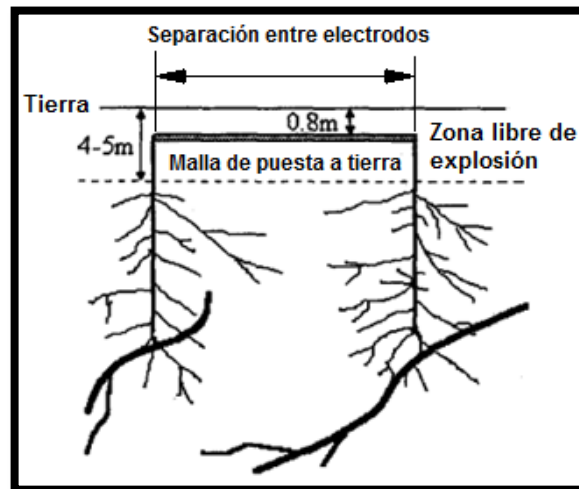
Este procedimiento se genera debido a que en algunos casos es necesario establecer los cimientos de líneas de transmisión en zonas rocosas que presenten valores de resistividad muy grandes, y por consiguiente, se obtenga una RPAT que no cumpla con los requisitos de la instalación.

Figura 29. Grietas subterráneas en SPT



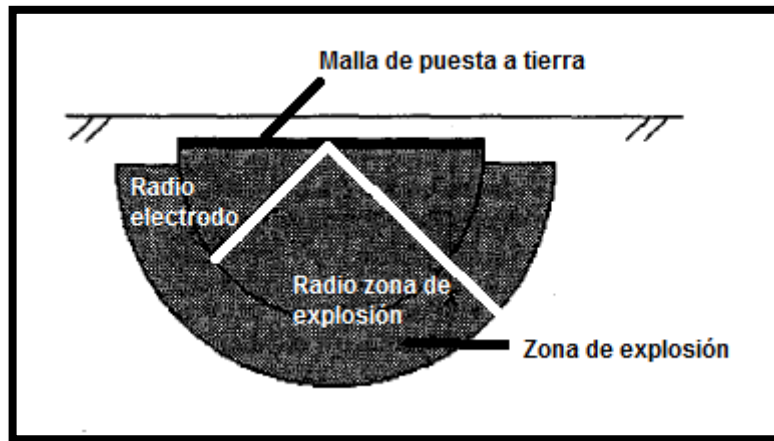
Fuente: Estudio realizado por Jinliang He y Qungbo Meng.

Figura 30. Grietas subterráneas en SPT, vista lateral



Fuente: Estudio realizado por Jinliang He y Qungbo Meng.

Figura 31. Áreas de influencia en el electrodo hemisférico para formación de grietas



Fuente: Estudio realizado por Jinliang He y Qungbo Meng.

La disposición entre electrodos se muestra en la figura 30, estableciendo las distancias pertinentes para que este método sea efectivo y en la figura 31 se muestran las áreas de influencia.

2.2.1 Principios básicos de la metodología. Con el fin de reconocer los parámetros que rigen el procedimiento de la formación de grietas subterráneas en SPT, es importante verificar algunos aspectos que se relacionan con este proceso y que permiten su factibilidad.

2.2.1.1 Contacto de los componentes de un SPT con capas del suelo de baja resistividad. Al instaurar explosiones controladas y planificadas en la zona de referencia, es posible dar ubicación a capas del suelo que presentan propiedades favorables para la disminución de la resistividad, especialmente en sectores que tengan características de alto valor para este parámetro en los mantos superficiales.

2.2.1.2 Reducción de la resistencia de contacto. En el momento que se realiza el llenado de los agujeros con material de baja resistividad (cemento conductor) donde se encuentran ubicados los electrodos, una vez realizada la explosión,

intrínsecamente existe una disminución inmediata del aspecto en cuestión al elaborar este proceso con materiales que brindan una baja resistividad.

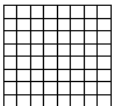

2.2.1.3 Disminución de la resistencia de fuga en SPT. Cuando se realiza la medición de la impedancia de puesta a tierra en un sistema que es aterrizado, deben tenerse en cuenta cuatro aspectos que influyen en el resultado de la prueba. Estos son:

- Impedancia de los conectores.
- Impedancia de los conductores de tierra.
- Resistencia de contacto entre conductores y suelo.
- Resistencia distribuida en tierra remota.

De los factores que inciden en la impedancia de puesta a tierra, la resistencia distribuida es el que tiene mayor significancia en el resultado; teniendo en cuenta que los conectores y conductores de puesta a tierra poseen un valor despreciable respecto al cuarto término, y la resistencia de contacto se ve notablemente disminuida con la utilización de materiales con baja resistividad para el relleno de las zanjas y agujeros que se realizan en la malla de puesta a tierra.

Teniendo en cuenta lo anterior, debe realizarse un análisis comparativo para los diferentes componentes de la puesta a tierra respecto a la resistencia resultante.

Tabla 5. Resistencia resultante para componentes de una malla de puesta a tierra

TIPO DE ELECTRODO	Placa metálica o malla densa	Electrodo hemisférico	Diferencia entre malla y electrodo
CONFIGURACIÓN GRÁFICA			-
RESISTENCIA (Ω)	$R = \rho/4r$	$R1 = \rho/2\pi r$	$\Delta R = R - R1$ $\Delta R = \left(1 - \frac{2}{\pi}\right) \frac{\rho}{4r}$ $\Delta R = 0.363R$

R: Resistencia de la placa metálica o malla densa.

R1: Resistencia del electrodo hemisférico.

ΔR : Diferencia entre malla y electrodo

ρ : Resistividad del terreno

R: radio del electrodo.

Fuente: Adaptado de estudio realizado por Jinliang He y Qungbo Meng.

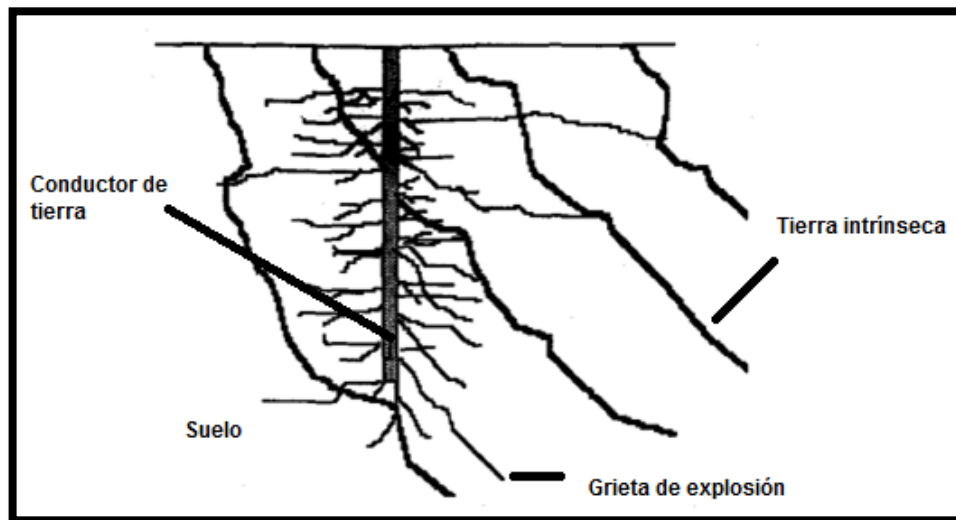
Haciendo una revisión de la tabla 5, se observa que existe una reducción en la resistencia resultante cuando se utilizan electrodos hemisféricos en la instalación.

Además, es posible disminuir más este valor si se establece un aumento de radio en la zona donde se ubica en electrodo, teniendo presente que el número de grietas para este método puede ir en aumento, y por lo tanto, la formación de redes subterráneas con baja resistividad se hace efectiva en la zona.

2.2.1.4 Unión de las grietas formadas en las capas profundas del suelo con grietas existentes. Al momento de dar forma a las aberturas del suelo por medio de las explosiones, es muy probable que su formación establezca unión con

grietas que ya existen en las rocas bajo las profundidades, las cuales presentan características de humedad diferentes a las de otras capas y tienen extensiones hacia zonas con otras propiedades. De esta manera, cuando se inyecta el cemento conductor en la zona, posiblemente se haga en las que ya existen antes del proceso, lo que produce un aumento considerable del área de influencia, y por consiguiente, mejore la RPAT al momento de drenar las corrientes de falla del sistema eléctrico.

Figura 32. Unión de grietas formadas por explosión con grietas existentes en el subsuelo



Fuente: Estudio realizado por Jinliang He y Qungbo Meng.

2.2.2 Espacio entre agujeros para conductores verticales de la puesta a tierra. Al momento de formar las grietas en los agujeros excavados para la ubicación de electrodos, debe tenerse en cuenta que los costos generados para llevar a cabo esta labor pueden ser demasiado altos para el tipo de aplicación al que se pretende modificar. Por tal razón, es importante establecer los puntos críticos del SPT que pueden ser intervenidos para sacar el máximo provecho en esta técnica de mejoramiento.

Los esquemas base de la metodología tienen en cuenta las configuraciones mostradas en las figuras 29, 30 y 31; teniendo en cuenta la distancia de separación entre electrodos, junto a los radios de influencia en la varilla y en la zona de explosión como principales factores.

Con base en la experiencia recopilada para la implementación de este método, se recomienda realizar en forma paulatina la formación de grietas, repitiendo los siguientes pasos.

- Realizar la explosión controlada en una de las esquinas de la malla de puesta a tierra.
- Rellenar con material de baja resistividad la zona de impacto.
- Medir la RPAT del sistema una vez rellenadas las grietas.
- Repetir los pasos anteriores para las esquinas opuestas de la malla o para los electrodos periféricos restantes, en el caso que no se logre reducir con suficiencia la RPAT.

Los valores de referencia para este procedimiento por lo general se dividen en 4 para establecer aplicación de grietas en todos los sectores de la zona.

2.2.3 Inconvenientes del procedimiento. Las principales desventajas del procedimiento se centran en los elevados costos que conlleva realizarlo, teniendo en cuenta que pueden existir otras soluciones que brinden resultados similares a los que se obtienen con este método.

Además de lo anterior, debe agregarse el hecho de que en algunos casos es necesario efectuar excavaciones para los electrodos a grandes profundidades, haciendo que el método sea más efectivo, pero a su vez generando grandes dificultades para el desarrollo del mismo.

2.2.4 Resultados de la aplicación del procedimiento. Se presenta a continuación una comparación de RPAT en diferentes subestaciones de China, para las cuales se hace uso de grietas rellenas con material de baja resistividad.

Tabla 6 Comparación entre RPAT convencional y RPAT con método de grietas

PROYECTO	RESISTIVIDAD [Ω .m]	CONDICIONES DEL SUELO	CONFIGURACIÓN DE PAT	RPAT SIN GRIETAS [Ω]	RPAT CON GRIETAS [Ω]
S/E Gangbei (Zhuhai)	1100	Capa de agua subterránea	Horizontal de 120x120 [m]; conductores verticales 4x100 [m]	3,2	0,43
Planta de potencia Fusun	500	Capa de agua subterránea	Horizontal de 100x100 [m]; conductores verticales 4x50 [m]	2	0,35
Estación de generación Fengzhen	560	-	Horizontal de 12x40 [m]; conductores verticales 2x80 [m]	0,6	0,26

Fuente: Estudio realizado por Jinliang He y Qungbo Meng.

2.2.5 Implementación de las grietas para SPT en Colombia. El método revisado anteriormente es originario de China y fue presentado por Qungbo Meng del Instituto Bureau en el noreste de China, y por Jinliang He de la Universidad de Tsinghua ubicada en Beijing. Hasta el momento, no se tiene conocimiento de la implementación de esta metodología en Colombia, ya que aquí han preponderado otros métodos para mejorar la RPAT tales como el uso de cementos conductivos sin realizar grandes excavaciones, la utilización de geles reductores de la resistividad y la aplicación de sales en algunos SPT. A estos debe agregárseles el uso de contrapesos y la ubicación de terrenos con menor resistividad.

2.3 UTILIZACIÓN DE POLÍMEROS ABSORBENTES PARA REDUCCIÓN DE RPAT

El principio de este método se basa en la aplicación de polímeros absorbentes, con el fin de disminuir considerablemente los valores de resistividad en los lugares donde se encuentran ubicados los electrodos de puesta a tierra. Estos compuestos absorben el agua que exista a su alrededor, por lo que adquiere propiedades favorables para la conducción eléctrica y no es necesario aplicar grandes cantidades del mismo para ejercer su función, lo cual representa una ventaja considerable frente a otros componentes utilizados para el mismo fin como la bentonita. Sumado a lo anterior, los polímeros absorbentes poseen propiedades corrosivas mínimas, lo cual representa una menor afectación del electrodo de puesta a tierra por este fenómeno.

2.3.1 Parámetros de selección para polímeros absorbentes. En este ámbito es posible disponer de muchos tipos de polímeros que cumplan con las condiciones de su implementación en SPT, los cuales pueden ser sintéticos o naturales de acuerdo al componente utilizado. Para seleccionar adecuadamente el polímero absorbente, es necesario que este cumpla con las siguientes características:

- Resistencia a la descomposición por microorganismos.
- Estabilidad ante cambios de temperatura.
- Comportamiento seguro en el ejercicio de su función.

2.3.2 Características de los polímeros absorbentes. Los principales aspectos y propiedades que hacen presencia en el uso de polímeros absorbentes se mencionan a continuación:

- Los polímeros absorbentes deben combinarse con un elemento endurecedor (epoxi) para brindar estabilidad en su composición.
- Estos elementos presentan diferentes comportamientos en diferentes tipos de suelos. Para el caso de suelos secos, los polímeros absorbentes tienen desempeños desfavorables.
- Tienen mayor resistencia a la compresión respecto a otros productos similares en condiciones normales.
- Existe inestabilidad en la aplicación de polímeros si se presentan condiciones de lluvia, en referencia al contacto con el electrodo.
- Presenta gran estabilidad para su comportamiento en la reducción de la RPAT, para diferentes condiciones climáticas.

2.3.3 Uso de polímeros para SPT en Colombia. Los polímeros son utilizados muy escasamente en Colombia, ya que el hecho de que se vea afectado su punto de contacto con los electrodos hacen que se usen otros métodos que, a pesar de no ser tan efectivos, presentan mejores características mecánicas y brindar mayor estabilidad en ese sentido. En ningún reglamento revisado en este documento existe mención alguna de este componente para el mejoramiento de SPT.

2.4 CEMENTOS CONDUCTIVOS EN SPT

Al igual que otros elementos mencionados en este capítulo, los cementos conductivos poseen propiedades eléctricas que facilitan la reducción de la RPAT para aplicaciones que requieran su mejoramiento. Para lograrlo, se rellenan las zanjas y agujeros que se tienen para la malla de puesta a tierra con cemento que tiene aditivos en su haber, los cuales incrementan la conductividad eléctrica de la mezcla, permitiendo a su vez que los espacios aledaños a los conductores de tierra y electrodos de puesta a tierra funcionen como elemento conductor. Este componente es de uso muy frecuente en los SPT que se construyen en Colombia, otorgando resultados más que aceptables para la mejora de la conducción

eléctrica del suelo y la resistencia mecánica que le brinda a los elementos del sistema.

2.4.1 Principales características. Los cementos conductivos presentan las siguientes propiedades que permiten su uso en SPT:

- Baja resistividad (alrededor de $24 \Omega \cdot \text{cm}$).
- Alta capacitancia.
- Baja resistencia para aplicaciones de corriente continua.
- Impedancia compleja mínima.
- Rigidez semejante a la del cemento.
- Aplicación del cemento conductivo en su forma seca.
- No es corrosivo.

2.4.2 Ventajas en el uso de cementos conductivos. Las principales ventajas en la utilización de cementos conductivos se ven representadas por:

- Los cementos conductivos no necesitan mantenimiento.
- El funcionamiento de este componente no se ve afectado por temporadas de sequía.
- Su implementación aumenta el tiempo de vida útil en los componentes de la malla de puesta a tierra.
- No generan polución al medio ambiente.
- Es aplicable en cualquier tipo de suelo.
- Su composición no es degradada por aguas subterráneas.
- Presenta costo reducido comparado con otros métodos.
- Mejora tanto la RPAT como los parámetros de V_{PASO} y V_{CONTACTO} .

2.4.3 Desventajas y precauciones en el uso de cementos conductivos. Entre los inconvenientes y precauciones que pueden presentarse en la implementación de los cementos conductivos pueden mencionarse los siguientes factores:

- Se requiere la utilización de elementos protectores para su manejo.
- Debe tenerse especial cuidado al momento de manejarlo, ya que la dispersión de su polvo en el aire puede generar vías conductoras no deseables en instalaciones eléctricas.
- El mal manejo del cemento conductivo, sin los elementos protectores requeridos, pueden ocasionar problemas en la piel, así como quemaduras en la misma. La inhalación del polvo puede generar complicaciones respiratorias.

2.5 OTROS MATERIALES EMPLEADOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA RESISTIVIDAD EN EL TERRENO

Existen otros materiales que son utilizados con poca frecuencia para el mejoramiento de las propiedades conductivas del terreno, debido a las desventajas de tipo químico que conlleva implementar algunas de ellas, a la afectación ambiental por parte de otras y al bajo rendimiento de los mismos respecto a otras técnicas. Sin embargo, pueden usarse de acuerdo a la disponibilidad del caso y a las acciones correctivas inmediatas que se requieran en la instalación. Entre los componentes de este tipo pueden encontrarse los siguientes:

- Compuestos orgánicos y residuos orgánicos.
- Sal industrial
- Electroodos químicos.
- Sales higroscópicas.
- Tierra de cultivo.
- Carbón.

- Cenizas de neumático.
- Cenizas de madera.

2.6 UTILIZACIÓN DEL CABLE DE ACERO TRENZADO COMO CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA EN DIFERENTES APLICACIONES

El uso del cable de acero trenzado como conductor de puesta a tierra es una de las opciones que paulatinamente está tomando auge en la construcción de SPT en Colombia, teniendo en cuenta que en el RETIE se permite la selección de conductores elaborados con este material para desarrollar esta función.

Por lo general, la principal alternativa implementada para ejercer como conductor de tierra es el cable de cobre y sus combinaciones con otros materiales, debido a su gran capacidad de conducción eléctrica y a la favorable resistencia ante agentes corrosivos bajo tierra. Sin embargo, el riesgo que conlleva su uso en SPT se enfoca en el hurto de los conductores fabricados con este material debido a su alto valor en el ámbito comercial.

2.6.1 Propiedades del cable de acero trenzado. Al optar por el empleo del cable de acero trenzado, es posible destacar las siguientes características propias del elemento que favorecen su implementación en SPT:

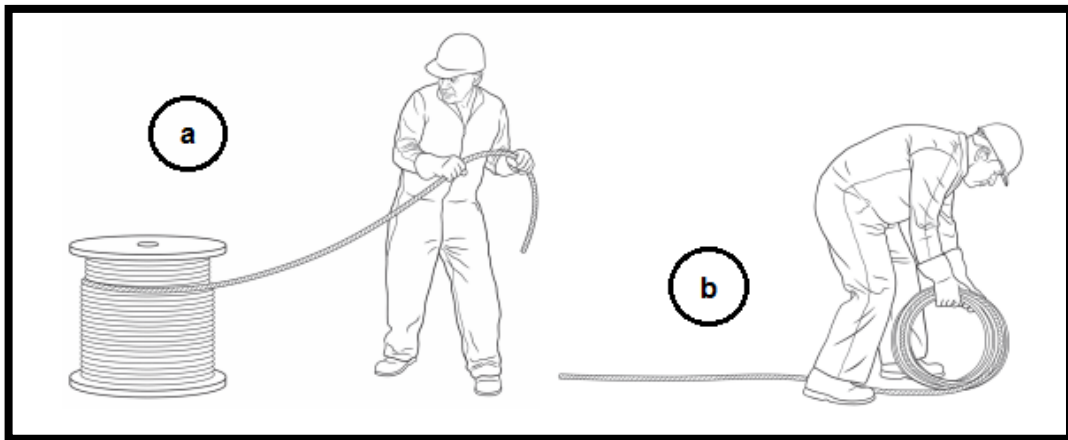
- Fácil manejo en el requerimiento de curvaturas para configuración del SPT.
- Alta tenacidad (resistencia a grandes impactos).
- Buena ductilidad, lo cual le permite alargar o contraer su conformación.
- Alta conductividad eléctrica.
- Es posible realizar soldadura exotérmica en estos cables sin que se vea afectada.
- Existen cables trenzados de acero inoxidable que aumentan su resistencia ante la corrosión.

- Presenta un costo más económico respecto al cable de cobre.

La desventaja que presenta el uso de este elemento radica en la debilidad mostrada ante condiciones de alta corrosión, para el caso en que el cable utilizado no sea inoxidable. Sin embargo, si se realizan tratamientos del suelo que disminuyan la acción de agentes corrosivos y que a su vez disminuyan la resistividad del terreno, es posible disponer del cable de acero trenzado como conductor de puesta a tierra. Entre los tratamientos utilizados puede mencionarse el cemento conductor o los geles.

2.6.2 Manejo del cable de acero trenzado. Los requerimientos para el manejo del cable de acero trenzado en SPT (de paso, para cables de otros materiales) son sencillos, pero debe realizarse adecuadamente para evitar daños en su estructura.

Figura 33. Manejo del cable de acero trenzado



- a. Manejo desde carrete.
- b. Manejo con cable enrollado sin carrete.

Fuente: Catálogo emcocables.

- Al manejar el conductor con carrete debe desenrollarse de manera uniforme desde su extremo, lo más lineal posible y con tensión suficiente para que no se generen curvas en él (figura a).
- Si se maneja el conductor sin carrete, hay que desenrollar este elemento desde el cúmulo que conforma el rollo, es decir, se debe desenvolver dejando uno de sus extremos sueltos en el suelo (figura b).

3. REGISTRO FOTOGRÁFICO EN SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA PARA DIFERENTES APLICACIONES

Con el fin de verificar el adecuado seguimiento de normas, reglamentos y recomendaciones mencionados en los anteriores capítulos, se muestra a continuación una serie de registros fotográficos que dan muestra de algunos detalles que se presentan en la construcción de SPT. En ellos se presentan deficiencias encontradas en algunas aplicaciones, por lo que se proponen para cada una las acciones correctivas pertinentes para su adecuada implementación.

A su vez, se evidencian resultados de SPT que manifiestan una adecuada construcción en el mismo y que dan prueba de una correcta interpretación de las normativas vigentes, además de exhibir las buenas prácticas de la ingeniería para este campo.

3.1 DEFICIENCIAS RECOPIADAS EN SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

El desconocimiento de los reglamentos que rigen el diseño y construcción de diferentes tipos de instalación, la falta de seguimiento de las recomendaciones brindadas por normas o estándares internacionales, y la insuficiente adaptación de las normativas más reconocidas por parte del RETIE, han hecho que las malas prácticas en SPT se presenten con mayor frecuencia de lo esperado. Por tal razón, en este punto se pretende dar muestra de dichas deficiencias a partir de registros fotográficos en aplicaciones reales, con el fin de verificar los errores que se presenten y proponer las acciones correctivas del caso.

3.1.1 Manejo del conductor de puesta a tierra al momento de su instalación.

Cuando se dispone a ubicar el conductor de puesta a tierra en la excavación, es importante manejar adecuadamente el cable a disposición para que no se vea afectado por golpes o torceduras que afecten sus características de diseño. En la

siguiente muestra fotográfica se observan no conformidades de este tipo, sumado a la conexión entre conductores de puesta a tierra.

Figura 34. Defectos en la manipulación del conductor de puesta a tierra



1a. Conductor de puesta a tierra en disposición inadecuada.

1b. Conexión exotérmica perpendicular entre conductores.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa

- Al momento de manipular un conductor de este tipo es recomendable hacerlo desde el carrete o algún elemento similar donde venga enrollado, a fin de evitar cualquier daño físico que perjudique su disposición en la puesta a tierra.
- La conexión exotérmica perpendicular es permitida entre las uniones de conductores. Sin embargo, el hecho de que se presenten fuerzas de diferente dirección en la conexión al momento de manipular y ubicar bajo tierra dichos elementos, hace que disminuya el grado de confiabilidad de la misma. En este caso, es aconsejable usar conexiones paralelas entre conductores que disminuyan el riesgo de afectación en la conexión.

3.1.2 Puesta a tierra para vehículos transportadores de combustible. El hecho de que haya manejo de material inflamable en el llenado y vaciado de esta clase de vehículos, hace que deban tenerse en cuenta las precauciones del caso para

evitar situaciones indeseables. La siguiente imagen da a conocer algunos de los defectos que se presentan para este tipo de casos.

Figura 35. Defectos en la puesta a tierra para vehículos transportadores de combustible



2a. Punto de conexión al SPT y conductor de puesta a tierra.

2b. Barraje equipotencial defectuoso para esta aplicación.

2c. Conexión del conductor de puesta a tierra en el vehículo.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa

Para este caso, es posible enumerar las siguientes deficiencias:

- No existe determinación de las distancias de seguridad o paso restringido para personas en esta conexión. Siempre deben establecerse las zonas prohibidas para circulación y los avisos de precaución mientras se realiza el proceso.
- El barraje equipotencial presenta pares galvánicos, los cuales se dan al momento de utilizar materiales de diferentes propiedades y generan corrosión en los elementos conectados allí, además de producir diferencias de potencial indeseables con su aparición. Hay que utilizar componentes del mismo material para evitar estos inconvenientes.
- De igual manera, se evidencia el uso de conductores con diferentes calibres en esta puesta a tierra. Siempre deben usarse cables del mismo tamaño para

evitar problemas en los mismos por falta de capacidad amperimétrica en caso de falla.

3.1.3 Problemas en la puesta a tierra de una estructura de media tensión. Las estructuras de media tensión requieren conexiones de puesta a tierra que garanticen el drenaje de corrientes de falla o descargas atmosféricas en caso de que estas se presenten. Se muestra a continuación la evidente falta de seguimiento a las recomendaciones existentes para este tipo de aplicación a través de fotografías.

Figura 36. Defectos encontrados en estructura de media tensión



3a. Disposición general de puesta a tierra para estructura de MT.

3b. Conexión de puesta a tierra en la estructura.

3c. Conexión del conductor de puesta a tierra con electrodo.

3d. Empalme entre estructura y conductor de puesta a tierra.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa

Las deficiencias en esta aplicación se mencionan a continuación:

- Las curvaturas presentadas en el conductor que conecta a la estructura con la varilla de puesta a tierra son muy pronunciadas e inadecuadas, debido a que la

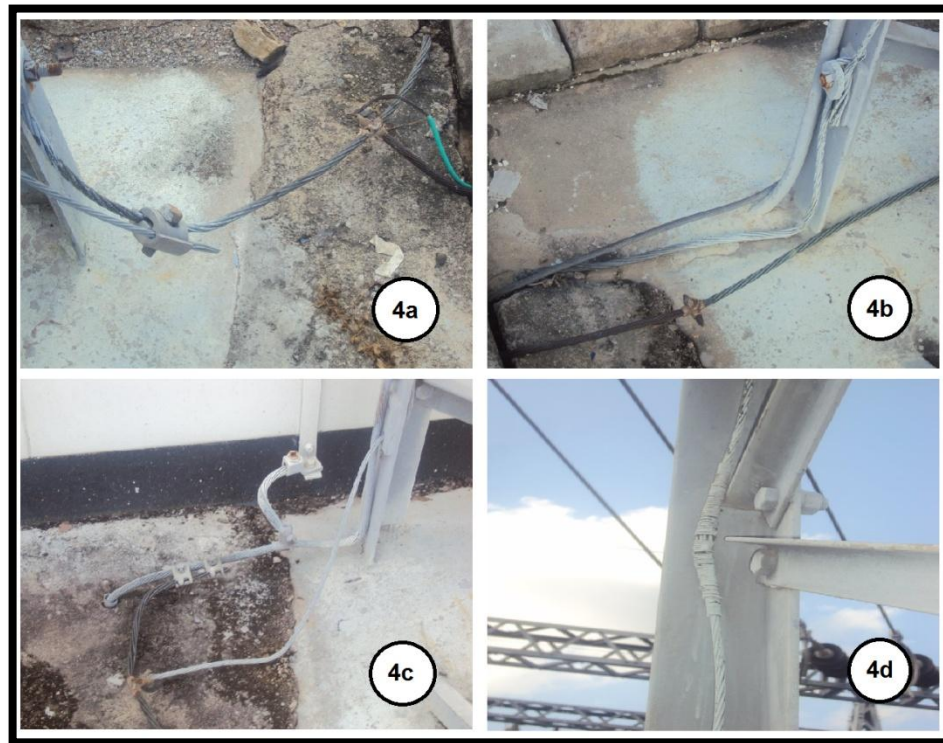
modificación de sus características mecánicas puede generar rompimientos en el cable, y por lo tanto, provocan alteraciones en la capacidad de conducción del mismo. A su vez, no hay presencia de grapas que aseguren al conductor con la estructura o con el suelo para que este no quede expuesto en el aire y pueda recibir golpes, o provocar accidentes si alguien se tropieza con él. Las soluciones inmediatas consisten en realizar curvas suaves para el caso en que el cable requiera de las mismas y utilizar elementos certificados para el aseguramiento del conductor con la estructura (grapadas).

- La conexión del conductor de puesta a tierra con la varilla se realiza en el aire, cuestión que está totalmente prohibida tanto en el RETIE como en otras normativas de estudio. Además, la varilla de puesta a tierra presenta malas condiciones y su aterrizaje es superficial, es decir, se hace por fuera del suelo hacia la zona más superficial del mismo. En un SPT siempre debe plantearse la conexión del conductor con el electrodo bajo tierra (agregando esta proposición para equipotencialización entre varios sistemas) con el fin de que el drenaje de corrientes sufra el cambio de elemento en el medio donde se va a disipar, generando mayor confiabilidad en la aplicación. Sumado a lo anterior, los electrodos de puesta a tierra deben ubicarse en cajas de inspección que garanticen su adecuada ubicación, su conexión a tierra debajo de la superficie y su facilidad para hacer revisiones o mantenimiento.
- Las conexiones entre elementos del SPT presentan condiciones desfavorables, especialmente la presentada entre conductor de puesta a tierra y estructura, donde se muestran partes del terminal en el cable totalmente sueltas (figura 3d). Por tal razón, deben implementarse conectores certificados para tal función y ejercer buenas prácticas para el aseguramiento mecánico de conductores, evitando dejar partes sueltas en el empalme.

3.1.4 Conexiones de puesta a tierra inadecuadas en la estructura de una subestación. El uso inadecuado de conexiones puede generar complicaciones de tipo mecánico y eléctrico en los conductores, afectando la eficiencia de todos los

elementos que forman parte del SPT al momento de disipar anomalías. A continuación, se da muestra de las malas prácticas en las conexiones para una estructura de subestación.

Figura 37. Conexiones defectuosas para SPT en la estructura de una subestación eléctrica



4a. Conector para cables de diferente calibre, conexión exotérmica en cruz.

4b. Ausencia de barraje equipotencial en conductores de puesta a tierra.

4c. Uso de conductores con diferente calibre para SPT.

4d. Conexión entre estructura y conductor de puesta a tierra.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa

Las inconsistencias más relevantes hacen presencia a continuación:

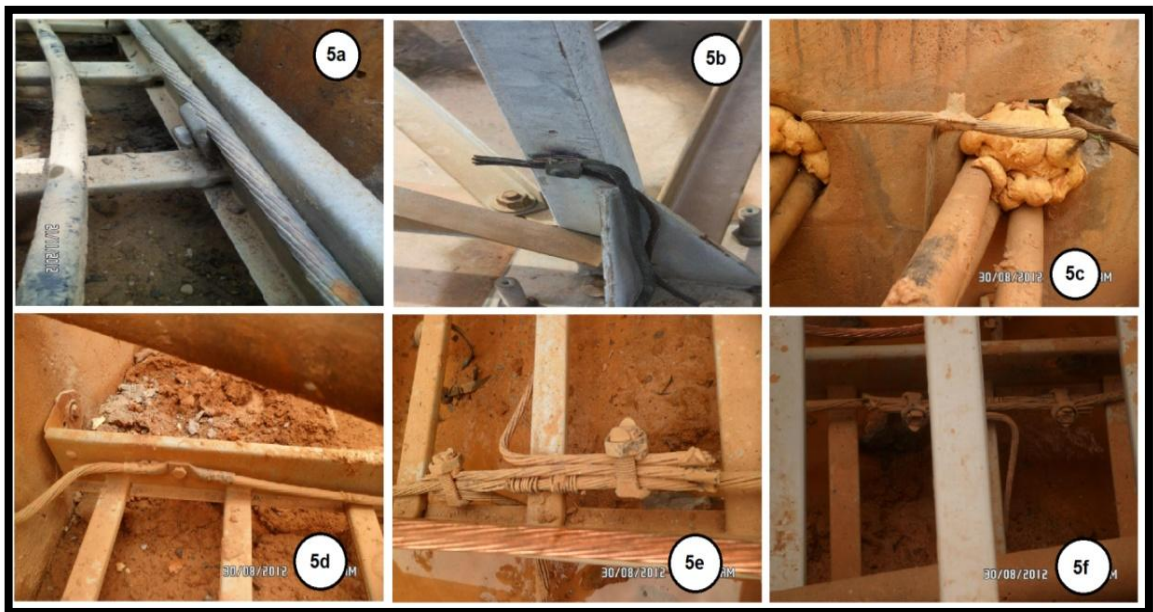
- Los conductores utilizados para equipotencializar partes conductoras presentan diferente calibre, lo cual no es adecuado para el uso de conectores ni para corrientes eléctricas que no pueda soportar el cable de menor sección trasversal. Por tal razón, es aconsejable implementar conductores del mismo

calibre para que el aseguramiento mecánico que otorga el conector sea el más efectivo.

- La conexión exotérmica mostrada en la figura 4a da evidencia del uso de calibres inadecuados y del mal manejo en los conductores. Como se ha mencionado anteriormente, siempre deben utilizarse conductores con iguales características, y asegurar la continuidad del mismo hacia la dirección que se disponga para la conexión en cruz, del tal modo que los esfuerzos mecánicos sean mínimos para evitar que el conductor se quiebre en el empalme.
- Al tener diferentes conductores de puesta a tierra en una instalación, debe disponerse del barraje equipotencial que garantice una conexión mecánica segura de estos elementos en forma individual y que establezca un solo cable para la conexión con la malla o el electrodo de puesta a tierra, según el caso. Sin embargo, para esta aplicación no se cumple en absoluto esta recomendación al ver que cada conductor se aterriza individualmente.
- El empalme realizado entre la estructura y el conductor de puesta a tierra para equipotencialización es totalmente inapropiado e inaceptable para el RETIE. Siempre debe hacerse uso de elementos conectores avalados en el reglamento y en las normas que dan muestra de su adecuada utilización.

3.1.5 Componentes inadecuados en la equipotencialización de bandejas porta cables. Todas las partes de una instalación que conformen un circuito eléctrico diseñado y que sean propensas a conducir corriente eléctrica, deben establecerse al mismo potencial de tierra para evitar la aparición de partes conductoras; sumando a ello la confiabilidad que debe garantizarse en la unión de estos elementos. La siguiente evidencia comprende disposiciones y conexiones inseguras para el aseguramiento de las bandejas porta cables de una subestación eléctrica a un mismo potencial.

Figura 38. Inconsistencias en la disposición del aterrizaje en bandejas porta cables



5a. Conector inadecuado para conductor de puesta a tierra.

5b. Conexión insegura en estructura aterrizada.

5c. Conexión exotérmica de baja calidad y afectada por humedad.

5d. Conexión incorrecta entre cables de puesta a tierra.

5e. Uso inapropiado de conector para cables.

5f. Conectores defectuosos y disposición incorrecta de conductores.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa.

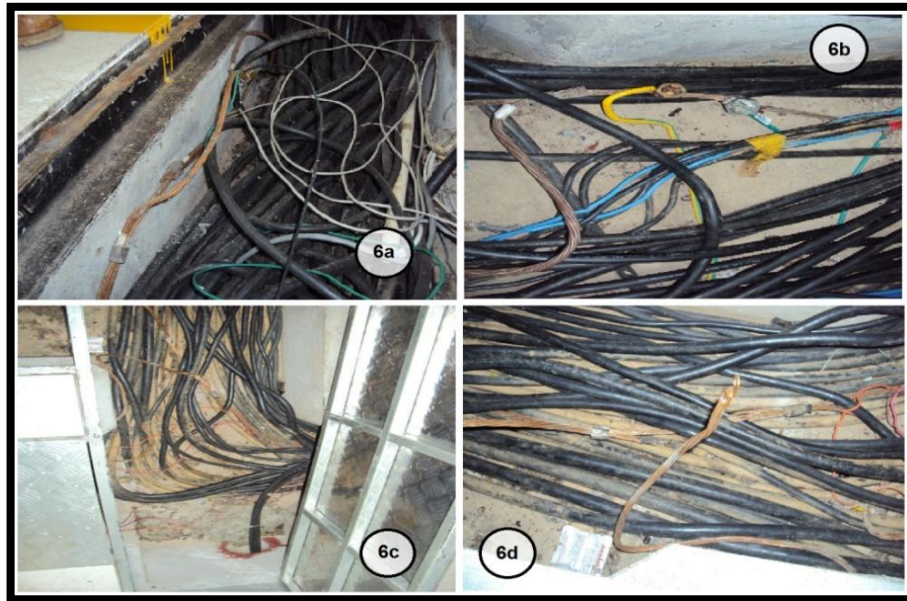
En este punto, es posible identificar algunos aspectos importantes que no se han mencionado hasta ahora:

- El tamaño del conector debe ser el adecuado para que exista punto de contacto entre la parte metálica a aterrizar y el conector mismo, teniendo en cuenta el calibre del conductor y la confiabilidad que debe brindar el punto de unión entre partes metálicas de una estructura. En estas conexiones debe garantizarse que no existan partes del conductor sobrantes y que se cubra toda el área de su parte terminal.

- No está permitido realizar empalmes entre conductores de puesta a tierra en estructuras metálicas que no han sido implementadas para conducción de corriente eléctrica o para realizar puntos de conexión, especialmente si en ellas debe realizarse equipotencialización. Los puntos de conexión entre cables de puesta a tierra y el punto de formación a un mismo potencial en elementos metálicos deben ir por aparte y estar bien definidos.
- Las conexiones exotérmicas deben hacerse con el mayor cuidado posible, asegurando la buena calidad en este punto de unión para que los efectos adversos del suelo y de la manipulación de los conductores no perjudiquen fácilmente la conexión. De igual manera, es importante realizar una inspección periódica en este tipo de aplicaciones.
- Al momento de usar conectores, aparte de seleccionar los elementos certificados, debe utilizarse para la unión de solo dos conductores; ya que al unir tres o más conductores con un solo conector no se garantiza el aseguramiento mecánico que otorga el elemento en los cables intermedios de la unión.
- Queda a simple vista que el mantenimiento preventivo, junto a las inspecciones periódicas en los SPT son de gran importancia al momento de obtener un sistema eléctrico confiable y seguro.

3.1.6 No conformidades para el manejo del conductor de puesta a tierra en casetas de control. La siguiente muestra da evidencia del manejo inadecuado del conductor de puesta a tierra, ubicado en los cárcamos para la caseta de control de una subestación eléctrica.

Figura 39. Manejo inadecuado del conductor de puesta a tierra dispuesto en cárcamos de una subestación



6a. Distribución inadecuada en cables de control y conductor de puesta a tierra.

6b. Equipotencialización incorrecta para conductores de puesta a tierra.

6c. Curvatura inadecuada en el conductor.

6d. Terminal del conductor de puesta a tierra suelto.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa.

Las inconsistencias más notorias que se encuentran en este registro son:

- Disposición incorrecta del conductor de puesta a tierra en el tendido del mismo a través del cárcamo. Siempre es recomendable disponerlo por aparte en el mismo camino, es decir, ubicarlo a un lado de los cables de control con la utilización de grapas y conectores.
- Como en casos anteriores, no hay presencia de barraje equipotencial para los conductores, lo cual representa riesgo inminente al unir cables de diferente calibre para el caso en que las corrientes de falla sean mayores a las especificadas por conductor. El uso del barraje asegura uniones confiables y estabilidad mecánica en los extremos de los conductores de puesta a tierra.

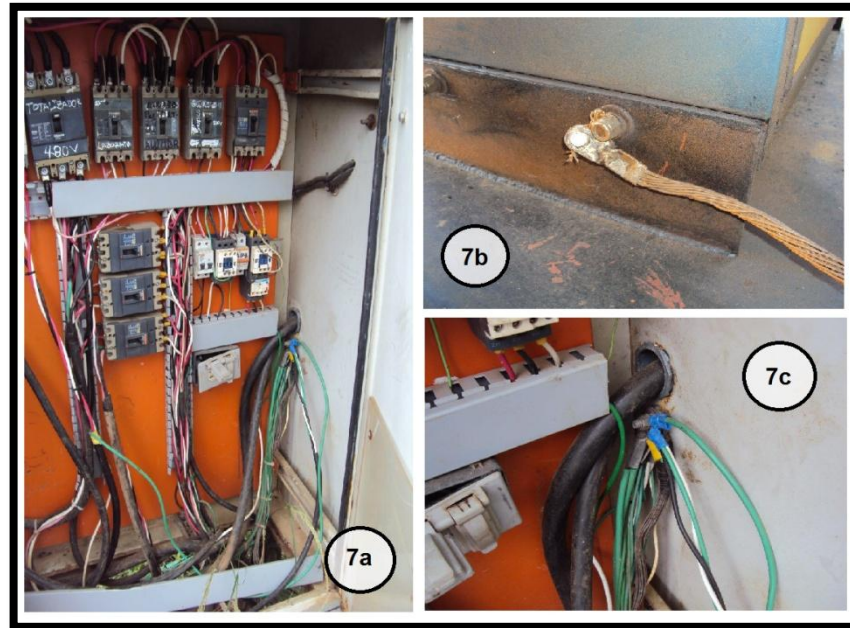
- La doblez del conductor dentro del cárcamo afecta sus características mecánicas, e intrínsecamente sus propiedades eléctricas. Por eso, siempre debe asegurarse el conductor de puesta a tierra en lugares adyacentes a los cables de control, evitando que se afecte por contacto mecánico de los demás elementos tendidos, y efectuando curvaturas leves para el caso que sea necesario.
- Los tornillos y herrajes utilizados en el aseguramiento de partes extremas de los cables, deben revisarse y certificarse para realizar un buen acoplamiento. Este caso presenta disconformidad, al encontrarse puntas de conductores de puesta a tierra sueltos del lugar donde deben estar asegurados.

3.1.7 Equipotencialización insegura en tableros de distribución. Para la siguiente recopilación fotográfica se presentan algunas inconsistencias encontradas en un tablero de distribución, haciendo referencia nuevamente a la adecuada conexión y disposición de los conductores.

Los principales errores que se presentan en la colocación a potencial de tierra para el tablero de distribución son:

- Hay ausencia de barraje equipotencial, ya que es inaceptable por parte de RETIE y normas con alta calidad de investigación el uso de un solo punto de conexión para todos los terminales de tierra en equipos. A esto debe sumarse la falta de mantenimiento en los conductores y la pésima disposición de los elementos que hacen parte del tablero de distribución.
- Nunca deben realizarse puntos de conexión hacia la puesta a tierra con alambres o elementos de características similares entre terminales. Para realizar tal labor, existen herrajes y tornillos certificados y avalados por las normas de uso habitual.

Figura 40. Tablero de distribución con inconsistencias en la conexión al SPT



7a. Disposición general del tablero de distribución.

7b. Unión del conductor de puesta a tierra con punto de conexión del tablero a través de alambre.

7c. Punto de conexión a tierra de tablero usado como barraje equipotencial.

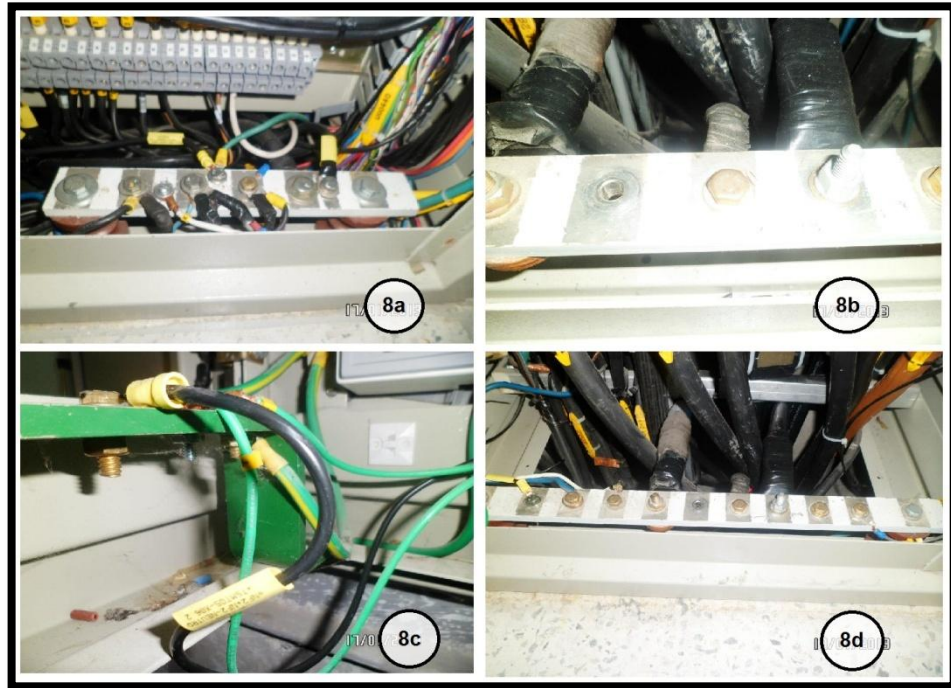
Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa.

3.1.8 Desviaciones del SPT para barrajes equipotenciales. Los barrajes equipotenciales son muy importantes en los SPT, dado que allí se realiza un aseguramiento mecánico confiable de los diferentes conductores de tierra para cada equipo de la instalación, se garantiza la colocación al mismo potencial de tierra todas las partes metálicas y conductoras del sistema que evitan la aparición de tensiones de contacto o transferidas, y se aterriza sólidamente el conductor de tierra general hacia la malla o el electrodo de puesta a tierra según sea el caso.

Teniendo en cuenta lo anterior, el manejo y la importancia que debe dársele al barraje equipotencial es de gran magnitud, por lo que es necesario establecer buenas prácticas para que las uniones realizadas en este elemento presenten una adecuada conformidad. A continuación, se dan a conocer algunas condiciones

que evidencian la incorrecta interpretación y aplicación práctica de normas o reglamentos pertinentes.

Figura 41. Inconformidades en barraje equipotencial



8a. Conexión de diferentes conductores de tierra en un mismo punto del barraje.

8b. Ausencia y disposición inadecuada en tornillos del barraje equipotencial.

8c. Conductor de neutro con diferente calibre al conductor general de puesta a tierra, tornillos de diferente características en el barraje.

8d. Conductor de puesta a tierra suelto del barraje.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa.

Los principales errores y las recomendaciones para este caso se mencionan a continuación.

- No debe realizarse la conexión de más de un cable en el mismo punto del barraje equipotencial. Siempre debe asegurarse una conexión sólida e individual en estos casos, y si es posible, hay que establecer más de un punto

de conexión al barraje para brindar una mayor confiabilidad en la conexión mecánica del terminal.

- Los tornillos utilizados en el barraje deben ser del mismo material, siendo el bronce y el acero inoxidable los de mayor aceptación en este campo de aplicación. El registro da a conocer claramente que no se usan tornillos del mismo tipo, y que algunos de ellos no se aseguran mecánicamente al barraje. Prueba de ello es la ausencia de este elemento en uno de los puntos de llegada de la barra.
- Al utilizar un barraje equipotencial, es pertinente ubicarlo sobre bases aisladoras, a fin de evitar que la caja donde se encuentra ubicado adquiera una diferencia de potencial considerable en el momento que la corriente de falla encuentre su camino hacia tierra. En la figura 8c se observa claramente que esta interpretación no se cumple, teniendo como consecuencia un uso inadecuado y riesgoso del barraje de conexión para conductores de tierra.
- El uso de tornillos, tuercas y arandelas del mismo diámetro que tienen las perforaciones del barraje es esencial para brindar una unión correcta entre conductores y barra. Para este aspecto, se encuentra en las figuras 8c y 8d que los tornillos usados son de diferente diámetro y que el uso de elementos con menor calibre pudo prestarse para la ausencia del mismo en una perforación.

3.1.9 Errores en el SPT para DPS de una línea de media tensión. Las siguientes no conformidades muestran la forma incorrecta en la que se utiliza un bajante de puesta a tierra para los DPS que protegen una línea de media tensión, los cuales se implementan para dispar las fallas que se presenten en la red, y estas corrientes deben llevarse a tierra a través de un conductor. Cada desviación a las normas y reglamentos se mencionan una vez se hayan dado a conocer de forma gráfica.

Figura 42. Disposición inadecuada de bajante de puesta a tierra para estructura con DPS



9a. DPS instalados en la línea de media tensión.

9b. Conexión equipotencial hacia puestas a tierra adyacentes.

9c. Conductor bajante de puesta a tierra para los DPS.

9d. Conexión exotérmica en el conductor de puesta a tierra.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa.

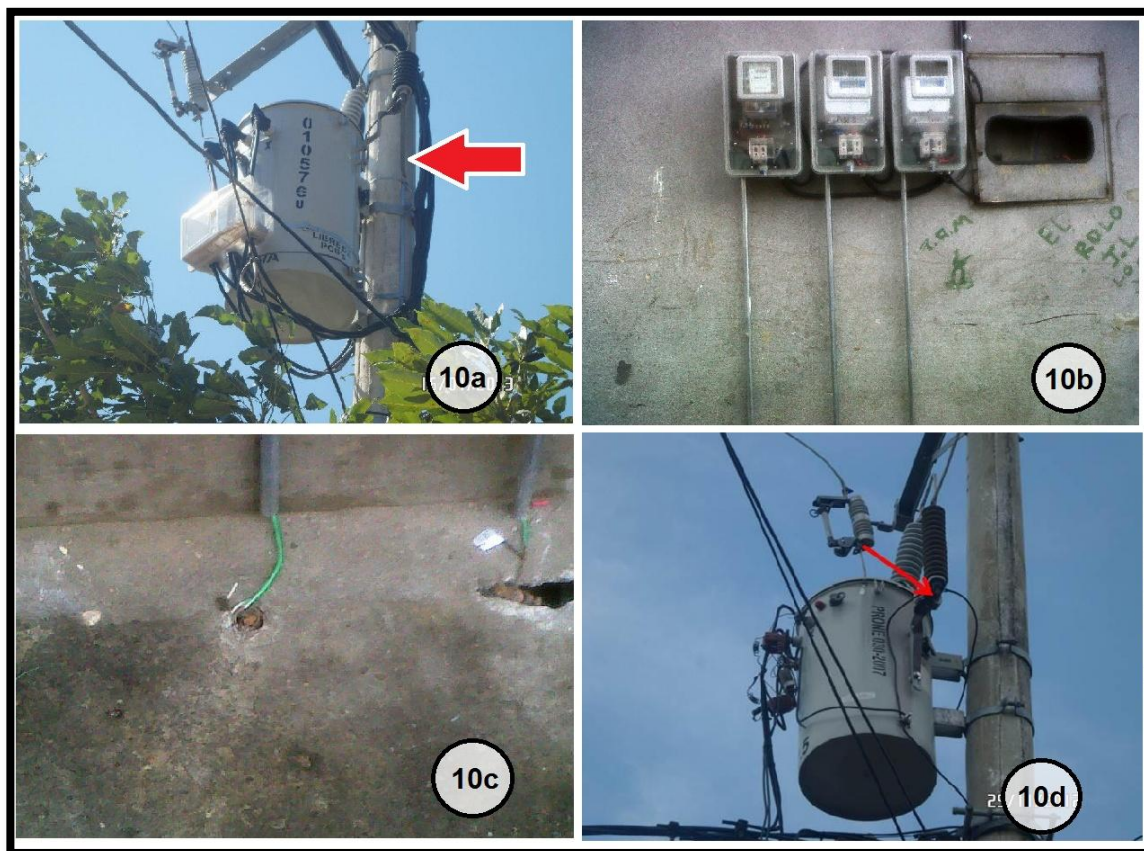
- Los bajantes de puesta a tierra de los DPS o de cualquier otro tipo de elemento siempre deben ir blindados con tubería de acero galvanizado, con el fin de aislar las partes conductoras, evitar su afectación por efectos ambientales indeseables y brindar protección mecánica a los conductores que ejercen tal función. En esta recopilación se observa que el bajante de puesta a tierra no tiene ningún tipo de elemento que proteja su disposición en la estructura.

- Las conexiones exotérmicas deben ser de buena calidad y tienen que resguardarse de agentes externos que perjudiquen sus características. Ninguna de las dos recomendaciones se cumple para la conexión establecida en esta aplicación.
- Como se ha mencionado antes, la equipotencialización del SPT propio con los sistemas adyacentes debe hacerse bajo tierra a fin de garantizar el drenaje de corrientes de falla en el terreno. Esta falencia salta a la vista para este caso con el tendido de los conductores sobre el suelo, y no dentro del mismo.
- Ninguna normativa permite el uso del aluminio como componente para partes conductoras en un SPT, debido a la fragilidad de este material ante la presencia de agentes corrosivos. El conductor utilizado para aterrizar los DPS y para equipotencializar las puestas a tierra es de aluminio, lo cual representa una inadecuada selección del material.

3.1.10 Otras deficiencias presentadas en aplicaciones de SPT. Una vez revisadas las desviaciones encontradas en puntos anteriores, es posible intuir que las malas prácticas al momento de construir un SPT son más comunes de lo esperado para este tipo de aplicación. Al mencionar esto, es preocupante el hecho de que en diferentes instalaciones eléctricas no se garantice la seguridad y confiabilidad necesarias para disipar adecuadamente las fallas que se presenten en un sistema eléctrico, sumando a esto la falta de seguimientos de las normas que facilitan y recomiendan maneras de establecer determinaciones tanto para el diseño como para la construcción de puestas a tierra.

A continuación, se dan a conocer otro tipo de anomalías en aspectos relacionados con SPT que requieren las acciones correctivas pertinentes.

Figura 43. Inconsistencias de SPT en otro tipo de instalaciones



10a. Uso de cinta metálica de acero inoxidable como bajante de puesta a tierra.

10b. Medidores aterrizados a tierra.

10c. Puesta a tierra para los medidores.

10d. Bajante único de puesta a tierra para DPS y transformador.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa.

- No existe en ninguna norma o en RETIE recomendación alguna para el uso de cinta metálica como medio para aterrizar un DPS o un transformador; de hecho, no hay pruebas certificadas para la conexión, la capacidad amperimétrica, el manejo adecuado y la protección que avalúen su uso como bajante de puesta a tierra. Por lo tanto, el uso de este elemento en la figura 10a no tiene fundamento válido.
- Al momento de aterrizar equipos, siempre deben cumplirse unas distancias mínimas de separación entre electrodos de puesta a tierra, además de

establecer unión equipotencial entre partes aterrizadas y aislar el conductor de cualquier tipo de contacto. Estas proposiciones no se cumplen en los registros mostrados en las figuras 10b y 10c.

- Los bajantes de puesta a tierra para los DPS y los transformadores siempre deben ir de forma individual para ambos elementos, es decir, hay que disponer de dos conductores para el aterrizaje de estos componentes. En la figura 10d se observa claramente que existe solo un conductor bajante para el transformador y los DPS, lo cual representa una no conformidad con el RETIE.

3.2. APLICACIONES ADECUADAS EN SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

A continuación, se realiza un compendio de registros fotográficos para diferentes tipos de instalación en la forma como utilizan las puestas a tierra, con el motivo de dar a conocer implementaciones del SPT que se adaptan correctamente a las normas y reglamentos especificados para este campo, incluyendo principalmente:

- Pasos básicos para construir una puesta a tierra.
- Conexiones adecuadas en los barrajes equipotenciales.
- Colocación a un mismo potencial de diferentes partes que conforman una instalación eléctrica.
- Conectores y herrajería certificada para obtención de conexiones sólidas.
- Inspección en sistemas de protección contra rayos.
- Uso de componentes para el mejoramiento de puestas a tierra.

Se van a destacar los principales aspectos que caracterizan a cada tipo de componente que se encuentre para el SPT sin entrar en mayores detalles, dado que todos los elementos y acciones ejecutadas son válidos para el RETIE, además de recibir el respaldo de normas y estándares que avalúan su implementación con el estudio de cada uno.

3.2.1 Procedimiento básico para construcción de un SPT

Figura 44. Pasos básicos para construcción de un SPT, Parte 1



11a. Excavación para ubicación de equipo y del SPT.

11b. Zanjas formadas para disposición de la malla de puesta a tierra.

11c. Tendido del conductor de la malla de puesta a tierra en zanjas.

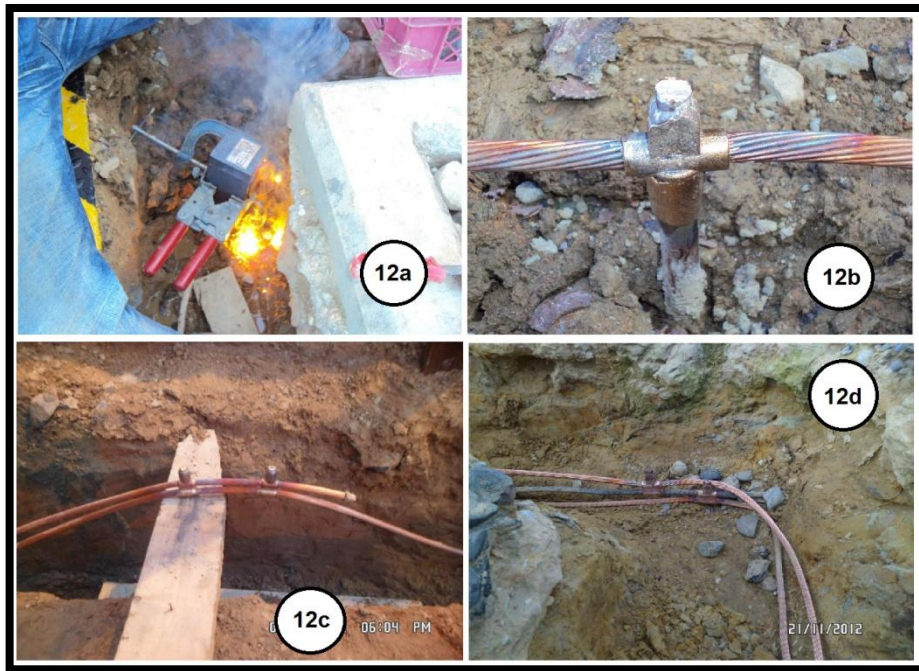
11d. Molde para conexión a través de soldadura exotérmica.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa.

Los aspectos a destacar en la adecuada construcción de un SPT son:

- Excavación a nivel del subsuelo y adecuación para el tendido de conductores.
- Manejo del conductor que conforma la malla de puesta a tierra a través de carrete para evitar daños mecánicos en su haber.
- Uso de molde certificado para realizar soldadura exotérmica adecuadamente.
- Implementación de herramientas que aseguren el molde para soldadura, con el fin de evitar partes sueltas o destruidas al momento de la explosión.

Figura 45. Pasos básicos para construcción de un SPT, Parte 2



12a. Encendido de pólvora para soldadura exotérmica.

12b. Soldadura exotérmica resultante entre varilla y conductor.

12c. Soldadura paralela doble para conexión entre conductores de puesta a tierra.

12d. Curvatura de conductor puesto a tierra y conexión para conductor equipotencial.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa.

Para la segunda parte de la construcción básica se destaca:

- Uso de elementos y equipo de protección personal al momento de encender el componente que da forma a la conexión exotérmica.
- Resultado de una soldadura con calidades óptimas.
- Aplicación de conexiones con respaldo para brindar mayor confiabilidad en el manejo de conductores.
- Colocación de cajas de inspección para las partes que requieran revisión y mantenimiento periódico.

- Curvaturas suaves en el manejo del conductor que eviten efectos inductivos y daños mecánicos al mismo.

El procedimiento registrado anteriormente corresponde a aplicaciones de SPT para transformadores de potencia. Por tal razón, se agregan otras recomendaciones para este tipo de elementos.

- Utilizar conductores que respalden los elementos que conforman un transformador de potencia en forma individual, es decir, se recomienda aterrizar hacia la malla de puesta a tierra cada uno de los conductores. Entre las partes del transformador a equipotencializar se encuentran: Neutro, DPS, cubas del transformador, gabinetes adaptados, barrajes equipotenciales.
- Seleccionar los conductores con el mismo calibre, a fin de drenar en el menor tiempo posible las corrientes de falla que se puedan presentar.

3.2.2 Cemento conductor para mejoramiento de la resistencia de puesta a tierra. La siguiente aplicación muestra el uso de cemento conductor para reducir la resistencia de puesta a tierra en una bahía de línea, buscando una mayor confiabilidad y seguridad en el aterrizaje de los equipos que conforman la instalación.

Figura 46. Cemento conductivo para mejoramiento de RPAT en bahía de línea



13a. Aplicación del cemento conductivo en las zanjas que forman la cuadrícula.

13b. Cuadrícula para SPT de bahía de línea con cemento conductivo aplicado.

13c. Bajante de puesta a tierra y malla de puesta a tierra cubierta con cemento conductivo.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa.

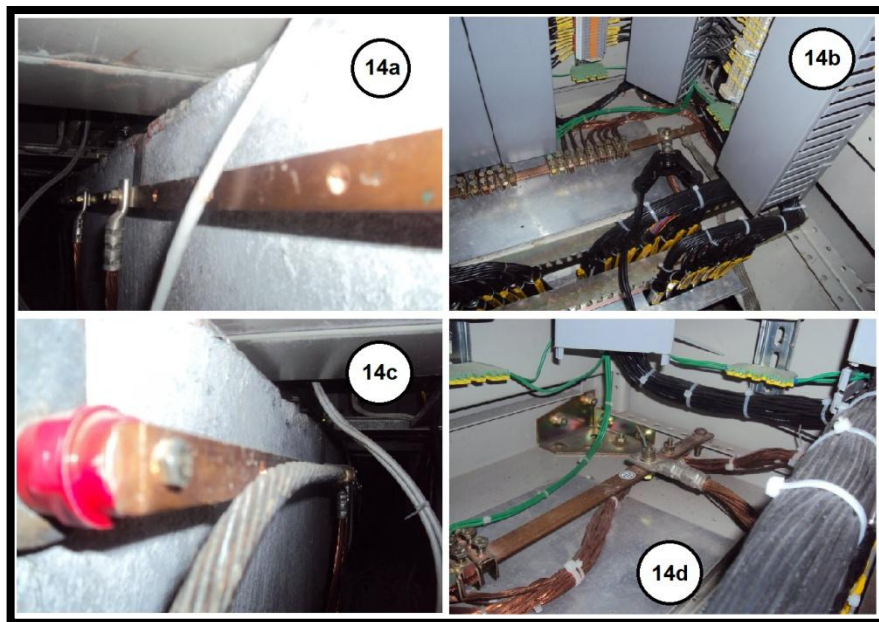
- El uso de elementos protectores para el manejo del cemento conductivo es apropiado para evitar los perjuicios de su empleo.
- La cuadrícula de la malla de puesta a tierra cumple con distancias de separación entre filas que permiten la disipación rápida de corrientes de falla.
- Al utilizar cemento conductivo, se garantiza la reducción de tensiones de paso y contacto, además de aumentar el rango de conducción para el cable que conforma la malla de puesta a tierra.

3.2.3 Barrajes equipotenciales con conexiones aceptables

- Los terminales de conexión colocados en los conductores de puesta a tierra presentan un área suficientemente amplia para realizar conexiones sólidas.
- El uso del barraje equipotencial a lo largo del cárcamo brinda seguridad en cuanto a la separación respecto a cables de control se refiere.

- Los conectores usados en el barraje de la celda son para doble ponchado, lo cual otorga mayor seguridad en la conexión de cales de puesta a tierra.
- Siempre es importante realizar una unión de forma clara y precisa entre el barraje de cada celda y el barraje principal de la subestación, que en este caso está dispuesto en los cárcamos.
- La curvatura del conductor que une al barraje principal con la malla de puesta a tierra es la adecuada, y esto representa una acción repetitiva para los demás conductores que necesiten cambios de dirección.

Figura 47. Barrajes equipotenciales con adecuada implementación, Parte 1



14a. barraje equipotencial en cárcamo de una subestación.

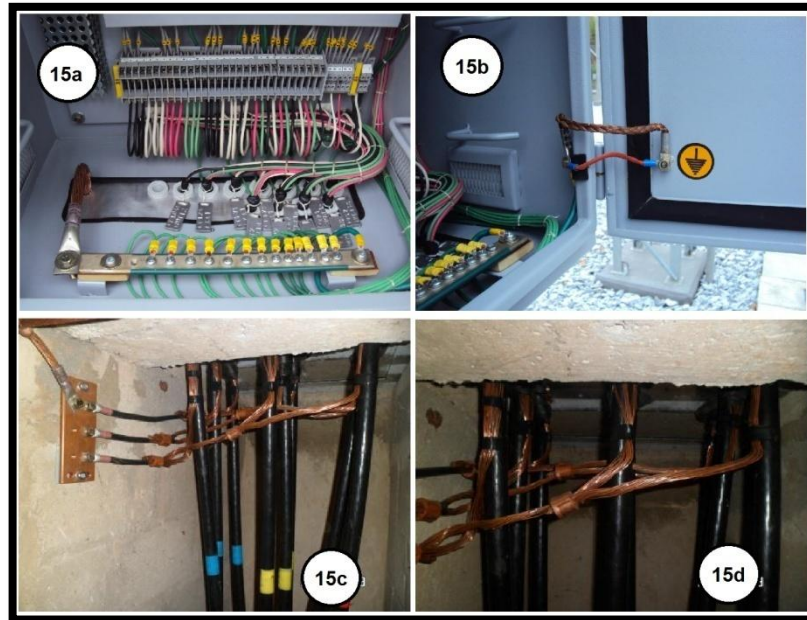
14b. Barraje equipotencial en celda de relés.

14c. Conexión equipotencial en barraje de cárcamo.

14d. Conexión equipotencial en barraje de celda con otros barrajes.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa

Figura 48. Barrajes equipotenciales con adecuada implementación, Parte 2



15a. Barraje equipotencial en tablero de control para seccionador.

15b. Conexión a tierra en partes conductoras del tablero de control.

15c. Barraje equipotencial para sistema de apantallamiento de subestación.

15d. Conectores para unión de conductores para apantallamiento.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa

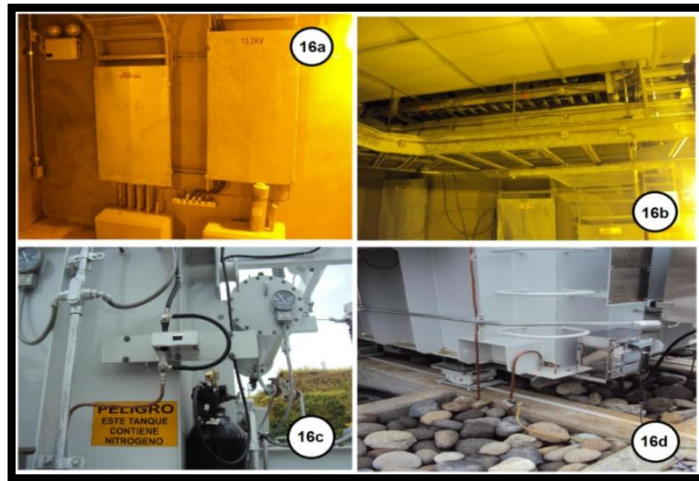
- El orden en las conexiones hacia el barraje y la utilización de perforaciones en el mismo para cada terminal deben imperar en las uniones de cables de puesta a tierra con la barra equipotencial.
- El apoyo de la barra equipotencial con aisladores garantiza la seguridad en los equipos que están en el tablero de control para cada componente de la instalación.
- La unión de partes conductoras con el potencial de tierra (barra) siempre debe asegurarse, sin importar que la distancia de separación entre un elemento con partes ya aterrizadas sea muy pequeña, como el caso de la puerta del tablero en la figura 15b.
- Cada componente de la instalación debe tener un barraje para conectar sus elementos al potencial de tierra. Para el caso del apantallamiento de la figura

15c se cumple este propósito, conectando todos los bajantes a una barra que se interconecta con las demás del sistema.

- Los conectores de bronce son certificados para su uso en SPT y deben garantizar el aseguramiento entre dos conductores. Esto se cumple para los bajantes aterrizados hacia el barraje equipotencial para apantallamiento.

3.2.4 Equipotencialización de las partes conductoras en una subestación eléctrica

Figura 49. Unión equipotencial entre diferentes partes de una instalación



16a. Equipotencialización de tableros de control a través de barraje.

16b. Conductor equipotencial en bandejas portacables.

16c. Puente equipotencial entre partes distantes en un transformador.

16d. Bajantes individuales para cada parte del transformador.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa

- Todos los elementos de una instalación eléctrica deben conectarse equipotencialmente para evitar la presencia de tensiones de paso, de contacto o transferidas entre partes conductoras que puedan afectar a equipos o personas. Por tal razón, la unión equipotencial entre tableros de control es adecuada en el caso de la figura 16a.

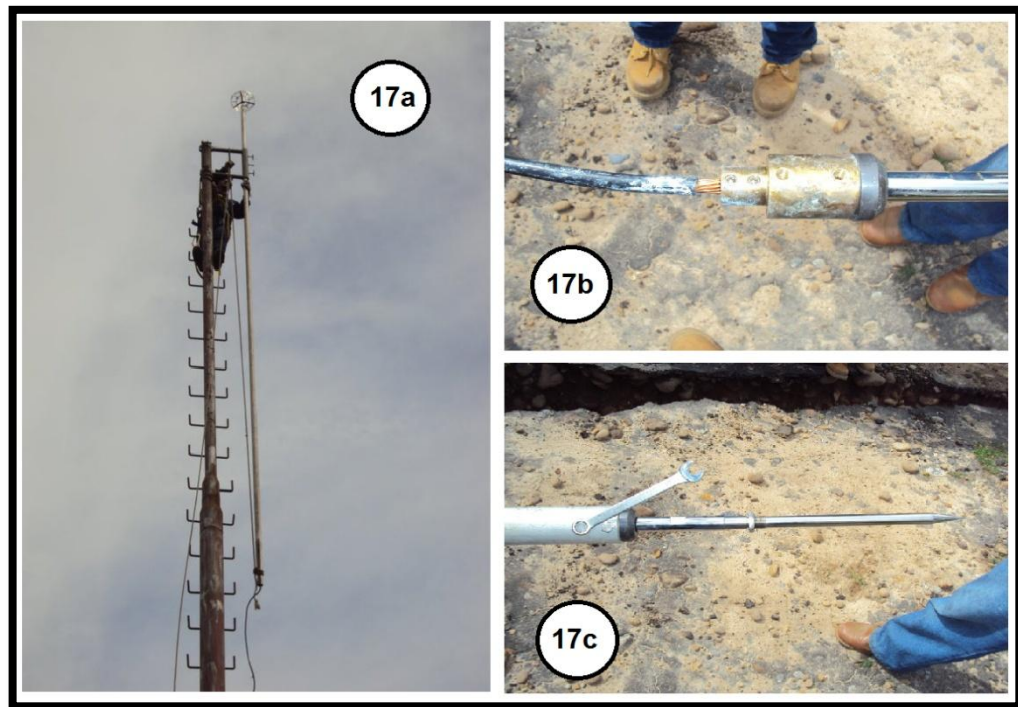
- La unión equipotencial aplica para todos los elementos que lleven consigo elementos activos y que pueda conducir corriente eléctrica, a pesar de que esta no sea su función. De acuerdo a lo anterior, es oportuno usar un conductor para unir partes metálicas que eviten la aparición de diferencias de potencial entre ellas, como es el caso de las bandejas porta cables.
- Para los elementos de un transformador de potencia, es importante realizar la acción mencionada en el punto anterior sin importar que las distancias de separación sean mínimas o que exista una unión entre puntos a través de un equipo. Siempre debe realizarse la unión entre partes conductoras, teniendo en cuenta que los elementos utilizados para funciones específicas de un transformador también pueden presentar fallas, lo que aísla uniones a través del elemento.
- Es importante aterrizar individualmente los bajantes para cada parte de un equipo, teniendo en cuenta que la unión equipotencial se hace bajo tierra.

3.2.5 Inspección y mantenimiento en puntas captadoras. El mantenimiento y las revisiones de los sistemas de protección en la instalación son muy importantes para confirmar el correcto estado de conexiones, elementos y configuraciones del mismo. En este caso se da una muestra básica acerca de la inspección en una punta captadora, la cual se conecta a un SPT a través de un bajante.

Entre las acciones importantes en este tipo de revisiones se encuentran:

- Comprobar que la conexión entre punta captadora y conductor bajante sea segura. Si es necesario, hay que apretar los tornillos que conforman la unión.
- Revisar las conexiones exotérmicas realizadas entre el conductor bajante y el conductor que se encuentra bajo tierra.
- Montar con precaución la punta captadora, una vez se hayan tomado las acciones pertinentes para su adecuado funcionamiento.

Figura 50. Revisión de conexiones en punta captadora



17a. Desmontaje de punta captadora ubicada en estructura metálica.

17b. Revisión de conexión sólida entre punta captadora y bajante de puesta a tierra.

17c. Aseguramiento de la conexión con tornillo, una vez realizada su inspección.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa

3.2.6 Puesta a tierra para antena de telecomunicaciones. El siguiente compendio fotográfico comprende los pasos básicos a seguir para implementar un SPT en una antena de telecomunicaciones, aplicando elementos para obtener una puesta a tierra confiable y segura.

Algunas recomendaciones útiles para este tipo de aplicación son:

- Realizar soldaduras en paralelo para los conductores, evitando afectaciones por esfuerzos mecánicos en el punto de unión.

- Establecer dos puntos de conexión entre conductores, para que de esta forma se brinde mayor confiabilidad en la unión de cables, en el caso que existan efectos mecánicos o eléctricos indeseables para el conductor.
- Utilizar elementos de protección para el manejo del cemento conductor.
- Aplicar uniformemente el cemento conductor en las zonas que rodean al conductor de puesta a tierra, una vez tendido sobre la excavación.
- Asegurar de manera óptima la conexión entre bajante de puesta a tierra y conductor de puesta a tierra, y la unión entre conductor de puesta a tierra dedicado a la antena y conductor de puesta a tierra para equipotencializar con los SPT existentes.
- Usar cable de acero trenzado, lo cual facilita el manejo mecánico del conductor y evita el riesgo de robo que implica utilizar cable de cobre.

Figura 51. Puesta a tierra para antena de telecomunicaciones



18a. Excavación perimetral en la antena de telecomunicaciones.

18b. Tendido del conductor de puesta a tierra sobre la excavación.

18c. Calentamiento de conductores para proceso de soldadura.

18d. Molde asegurado para soldadura exotérmica.

18e. Unión con soldadura exotérmica de tipo paralelo.

18f. Conexión entre conductor de puesta a tierra de antena y conductor para equipotencialización.

18g. Aplicación de cemento conductor en la zona perimetral excavada de la antena.

18h. Disposición resultante del SPT con bajantes aterrizados.

Fuente: Ing. Néstor Alfonso Rivera Ochoa

4. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

Una vez revisada la documentación relacionada con las normativas nacionales, los estándares IEEE y el RETIE, en referencia al diseño y construcción de SPT, es posible indicar que el reglamento de obligatorio cumplimiento en Colombia no aborda de manera detallada las especificaciones más importantes al momento de implementar un sistema de puesta a tierra en cualquier clase de instalación eléctrica. A pesar de que en algunas aplicaciones del tema en cuestión se presentan observaciones pertinentes, no existe una relación completamente estrecha entre las recomendaciones brindadas por grupos de investigación que dan a conocer sus fundamentos en diferentes normas, y las determinaciones estipuladas en RETIE para el manejo adecuado de esta temática; simplemente se brinda algunas referencias hacia las normativas en cuestión sin realizar una adaptación de las mismas según las necesidades de las instalaciones implementadas en Colombia.

Es importante indicar que el conocimiento empírico en el tema de las puestas a tierra es de gran valor al momento de establecer recomendaciones para su apropiado desarrollo. Por tal razón, las interpretaciones desarrolladas por empresas reconocidas respecto al tema de estudio son un argumento válido para hacer seguimiento y adaptación de sus conocimientos adquiridos hacia las normas establecidas, buscando un mejoramiento continuo de los parámetros que representen un buen SPT.

Las alternativas presentadas para el mejoramiento de los SPT dan muestra de que la confiabilidad y la seguridad de las puestas a tierra es un objetivo importante al momento de implementarse un sistema eléctrico, teniendo en cuenta que el estudio de materiales y la implementación de métodos no convencionales en la conformación de SPT no convencionales arrojan resultados favorables para la disminución de la RPAT, las tensiones de paso, de contacto y transferidas, el

adecuado drenado de las corrientes de falla y la posibilidad de emplear nuevas configuraciones para la disposición de los conductores de puesta a tierra.

En referencia a las deficiencias encontradas para diferentes instalaciones eléctricas que hacen uso de los SPT, es consecuente decir que la inadecuada interpretación de normas o reglamentos, el desconocimiento de los principios básicos para el diseño y la construcción de estas aplicaciones, el uso de elementos inapropiados en su haber, el desinterés por verificar la correcta configuración del SPT establecido y la falta de mantenimiento de los mismos, son factores esenciales que influyen en el desarrollo de las malas prácticas en la ingeniería para este campo de aplicación.

Con base en los registros fotográficos que representan una idónea implementación de los SPT, se puede mencionar que el uso de los componentes válidos para las normas y reglamentos, la correcta apreciación de las recomendaciones brindadas en diferentes lecturas de gran prestigio, el constante seguimiento de las actividades relacionadas con las fases de diseño y construcción, la utilización de componentes alternativos que mejoran la eficiencia de las puestas a tierras, y el mantenimiento periódico de los elementos que conforman los SPT son acciones recomendables a seguir para obtener un respaldo seguro en la protección de personas y equipos de una instalación respecto a las fallas que se presenten en un sistema eléctrico.

5. RECOMENDACIONES

El seguimiento de las alternativas presentadas en este documento para el mejoramiento de las puestas a tierra es un importante paso en la obtención de SPT más completos, confiables y seguros para los diferentes tipos de aplicación del sector eléctrico que implementen estas metodologías.

Con el fin de establecer criterios para el diseño y construcción de SPT más acertados, es fundamental constituir una mayor afinidad entre el RETIE y las normas o estándares de gran reconocimiento, orientándose hacia la obtención de principios para el desarrollo de SPT con mayores argumentos propositivos y fortalecidos con marcos teóricos más consistentes.

La realización de inspecciones y la ejecución de mantenimiento o acciones correctivas en las instalaciones eléctricas que posean SPT son acciones significativas que deben instaurarse constantemente, ya que los componentes de un SPT pueden verse afectados en la acción que cada uno ejecuta al momento de despejar las anomalías del sistema eléctrico.

En lo posible, es aconsejable complementar este documento con registros fotográficos de diferentes instalaciones que den muestra de las buenas prácticas en SPT respecto a conexiones, configuraciones, disposición del cableado, equipotencialidad y mediciones que se realizan allí.

Para complementar las documentaciones mostradas en este trabajo, sería útil hacer revisión de artículos y trabajos de investigación publicados en la IEEE o en asociaciones semejantes que correspondan al mejoramiento de los aspectos prácticos en un SPT; además de abordar las actualizaciones de normas y reglamentos reseñados para este tema.

BIBLIOGRAFÍA

Al-Ammar Essam, Khan Yasin, Malik Nazar & Wani Nissar. Development of low resistivity material for grounding resistance reduction. 2010. Department of Electrical Engineering, King Saud University, Riyadh 11421, Saudi Arabia.

CODENSA. Likinormas [en línea]. <http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_rurales_distribucion/puesta_a_tierra_cables_guarda_templetes/lar400_puesta_tierra> [citado el 15 de octubre de 2014].

Dawalibi F.P, He Jinliang, Ma J.A & Meng Qingbo. New method to decrease ground resistances of substation grounding systems in high resistivity regions. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 3, July 1999.

EMCOCABLES. Catálogo de cables [en línea]. <<http://www.emcocables.com/catalogos/cables.pdf>> [citado el 10 de octubre de 2014].

Hiroaki Koda, Hiroshi Yamane, Masamitsu Tokuda & Tsuyoshi Ideguchi. NTT Telecommunication Networks Laboratories, NTT Transmissions Systems Laboratories. Nippon Telegraph and Telephone Corporation. Tokyo, Japan, 1990.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Guide for generating station. New York: IEEE Power Engineering Society, 1995 R2001. 60 p. (IEEE Std 665).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground. New York: IEEE Power Engineering Society, 1983. 49 p. (IEEE Std. 81).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Guide for measurement of impedance and safety characteristics of large, extended or interconnected grounding systems. New York: IEEE Power Engineering Society, 1991. 93 p. (IEEE Std 81.2).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Guide for protective grounding of power. New York: IEEE Power Engineering Society, 2003. 40 p. (IEEE Std 1048).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Guide for safety in ac substation grounding. New York: IEEE Power Engineering Society, 2000. 192 p. (IEEE Std 80).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Personal protective grounding for electric power facilities and power lines. New York: IEEE Power Engineering Society, 2005. 81 p. (IEEE Std 242).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems. New York: IEEE Industry Applications Society, 1991. 234 p. (IEEE Std 142).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Standard for qualifying permanent connections used in substation grounding. New York: IEEE Power Engineering Society, 1989. 23 p. (IEEE Std 837).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Calificación de conexiones permanentes usadas en sistemas de puesta a tierra en subestaciones. Bogotá: ICONTEC, 1999. 26 p. (NTC 4628).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Código eléctrico colombiano. Bogotá: ICONTEC, 1998. 1041 p. (NTC 2050).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Equipo de conexión y puesta a tierra. Bogotá: ICONTEC, 2001. 23 p. (NTC 2206).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Guía para la puesta a tierra de transformadores con tensión de serie 15 kV. Bogotá: ICONTEC, 1994. 9 p. (NTC 3582).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Guía práctica para el cálculo y selección de la puesta a tierra del neutro de generadores sincrónicos trifásicos. Bogotá: ICONTEC, 1994. 33 p. (GTC 206).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Pararrayos. Recomendaciones para selección y uso. Bogotá: ICONTEC, 2001. 60 p. (NTC 4616).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (rayos). Parte 1: Principios generales. Bogotá: ICONTEC, 2008. 71 p. (NTC 4552-1).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (rayos). Parte 2: Manejo del riesgo. Bogotá: ICONTEC, 2008. 57 p. (NTC 4552-2).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (rayos). Parte 3: Daños físicos a estructuras y amenazas a la vida. Bogotá: ICONTEC, 2008. 137 p. (NTC 4552-3).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Protección contra las perturbaciones. Configuraciones de continuidad eléctrica y puesta a tierra dentro de los edificios de telecomunicaciones. Bogotá: ICONTEC, 2008. 29 p. (GTC 173).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Protección contra las perturbaciones. Separación en el suelo entre un cable de telecomunicación y el sistema de puesta a tierra de una instalación de energía eléctrica. Bogotá: ICONTEC, 2007. 7 p. (GTC 162).

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Reglamento técnico de instalaciones eléctrica. Bogotá: MINMINAS, 2013. 205 p. (RETIE - Resolución No 9 0708 de agosto de 2013).

PROTECEM S.A. Catálogo de cemento conductor CELEC para sistemas de puesta a tierra. Bucaramanga, 2013.

SCRIBD. Libros y documentos. Propiedades físicas del acero [en línea]. <<https://es.scribd.com/doc/97232151/16/PROPIEDADES-FISICAS-DEL-ACERO>> [citado el 15 de octubre de 2014].

ANEXO A
MANUAL PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y
MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

1. DISEÑO DE UNA MALLA DE PUESTA A TIERRA.

Al momento de diseñar una malla de puesta a tierra es importante reconocer las funciones que conlleva su uso, entre las que se incluyen la protección del personal cercano a la instalación, el aseguramiento de los equipos conectados en la zona de influencia ante la presencia de corrientes de falla. A continuación, se dan a conocer las especificaciones que deben tenerse en cuenta para el planteamiento de una malla de puesta a tierra y el procedimiento para su adecuado cálculo.

1.1 Generalidades

- Los SPT se instalan para disminuir los gradientes de potencial que puedan afectar la seguridad de personas y equipos presentes en la instalación eléctrica.
- Es común utilizar mallas de puesta a tierra horizontales con varillas verticales enterradas en el suelo e interconectadas a la malla.
- La implementación del número de electrodos en un SPT varía de acuerdo al tipo de instalación y al arreglo de la puesta a tierra que se desee estipular en la misma.
- La combinación de una malla horizontal con varillas verticales aumenta la posibilidad de eliminar grandes potenciales de tierra en una instalación, lo cual se presenta en sistemas eléctricos con grandes valores de corriente de falla.
- El uso de varillas verticales es conveniente en zonas con área limitada (por ejemplo, subestaciones encapsuladas) y en sectores periféricos de la malla, donde por lo general se presentan grandes diferencias de potencial.
- Según lo establecido en la IEEE 80, la mayoría de las mallas de puesta a tierra utilizan un conductor de calibre 4/0 AWG. Sin embargo, este calibre puede aumentar o disminuir de acuerdo a la corriente de falla en el sistema.

1.2 Aspectos básicos para el diseño de una malla de puesta a tierra

- Rodear el perímetro de la zona donde se encuentra ubicada la instalación o estructura a proteger ayuda a evitar concentraciones de corriente eléctrica con gran valor (se disipan las diferencias de potencial considerables).
- Establecer conexiones cortas entre conductores dentro del lazo perimetral, lo cual se hace colocando líneas paralelas o a lo largo de estructuras y equipos.
- La profundidad del conductor de puesta a tierra o de la malla depende de las características del suelo y del tipo de instalación. En subestaciones eléctricas, comúnmente se manejan profundidades entre 0,3 y 0,5 metros, aplicando cascajo en la capa superficial.

- Se recomienda agregar varillas verticales en las esquinas de la malla o cerca a equipos que posean dispositivos de protección.
- Es importante aprovechar suelos con varias capas para utilizar varillas de gran longitud.
- Si se va a utilizar una malla de puesta a tierra, ésta debe abarcar toda la zona donde se encuentre la instalación, y en algunos casos puede superar los límites de la misma.
- La disminución de la distancia de separación entre conductores ubicados en la periferia de la malla ayuda a reducir las tensiones de choque.
- Es posible utilizar conductores de mayor calibre en equipos donde se presenten grandes concentraciones de corriente.
- Siempre es importante aterrizar los cables de guarda hacia la malla de puesta a tierra, con el fin de reducir la resistencia de la malla.
- Para el caso de las subestaciones eléctricas, se agrega una capa de cascajo con alta resistividad para reducir el riesgo de afectación por tensiones de choque en los operarios de este tipo de instalación.
- Las conexiones cruzadas entre conductores de una malla de puesta a tierra ayudan a controlar las tensiones de paso y contacto.
- La construcción de pozos rellenados con tratamientos químicos, el uso de contrapesos y la conexión a SPT remotos pueden ser una solución al problema de encontrar terrenos con alta resistividad.

1.3 Procedimiento del diseño

Los pasos a seguir para diseñar una malla de puesta a tierra se mencionan a continuación, siguiendo el diagrama de la figura **A1**.

Paso 1. Determinar el área de la zona donde se realiza la instalación y medir la resistividad del terreno.

Paso 2. Establecer el tamaño del conductor de puesta a tierra (conductor de malla) de acuerdo a la máxima corriente de falla en el sistema.

Paso 3. Hallar las máximas tensiones de paso y contacto tolerables para el ser humano.

Paso 4. Establecer un diseño preliminar con un conductor periférico y conductores paralelos que permitan el aterrizaje de equipos.

Paso 5. Calcular la resistencia de la malla de puesta a tierra.

Paso 6. Calcular la corriente que circula por la malla.

Paso 7. Calcular la máxima tensión de la malla respecto a la tierra remota. Si este valor es menor que la tensión de contacto, el diseño preliminar cumple con los requisitos para utilizar en el SPT.

Paso 8. Si en el paso anterior la tensión calculada es mayor a la tensión de contacto, debe calcularse la tensión de la retícula y de paso en la malla.

Paso 9. Si la tensión de retícula es menor a la tensión de contacto, se continúa al paso 10. De lo contrario, se sigue al paso 11 (rediseño).

Paso 10. Si la tensión de paso calculada es menor a la máxima tensión de paso tolerable, se continúa al paso 12 (diseño definitivo). De lo contrario, se debe ir al paso 11 (rediseño).

Paso 11. En este paso se deben modificar las características de la malla para mejorar el diseño. Puede modificarse el espaciamiento entre conductores, el número de varillas, la profundidad de la malla, entre otros.

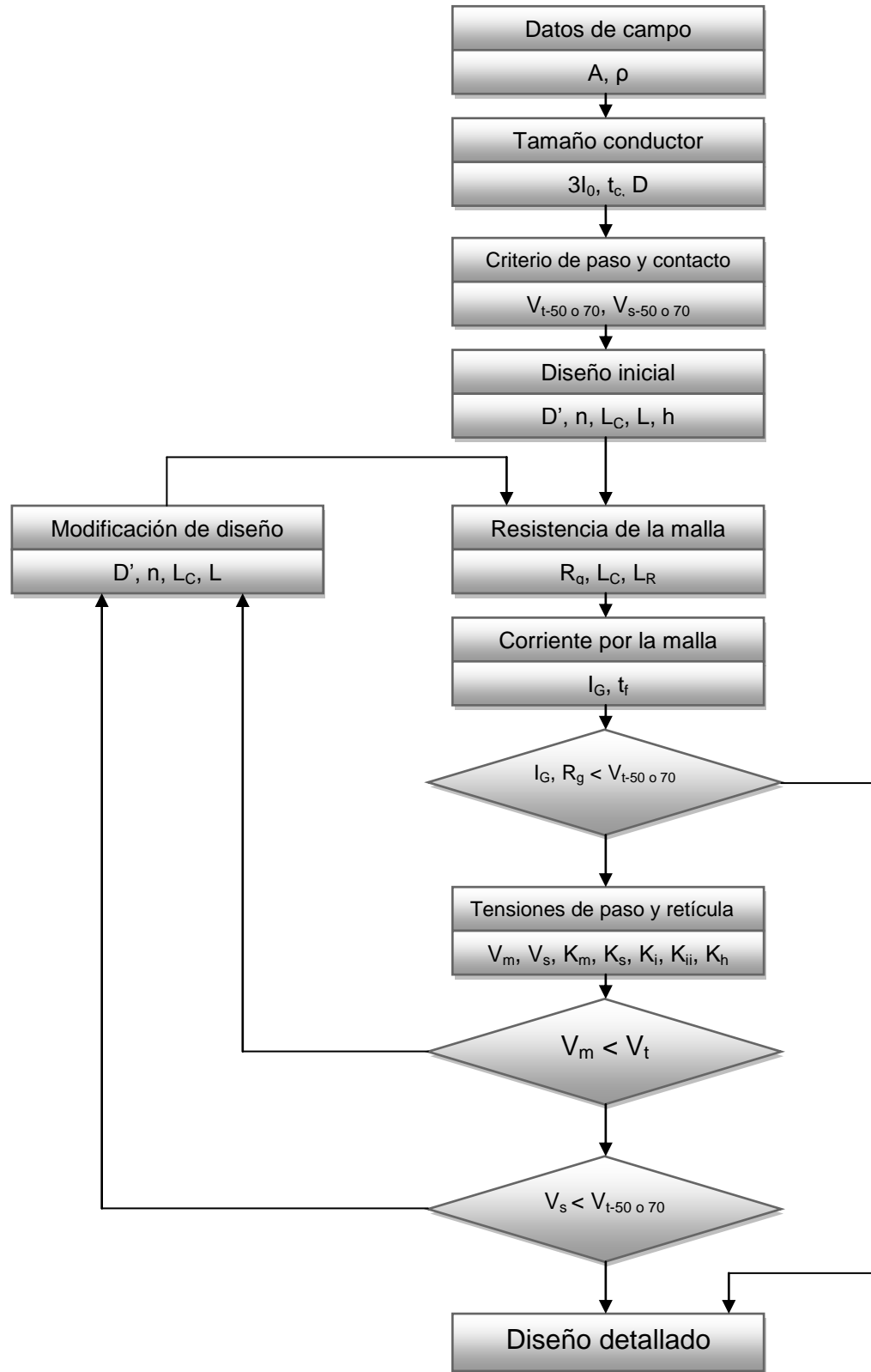
Paso 12. Al llegar a este punto, el diseño establecido es el adecuado.

Tabla A1. Simbología para el cálculo de la malla de puesta a tierra.

SIMBOLOGÍA PARA FIGURA A1		
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD
A	Área del terreno	m ²
ρ	Resistividad del terreno	$\Omega \cdot m$
$3I_0$	Corriente de falla simétrica	A
t_c	Tiempo de falla para selección de conductor	S
D	Diámetro del conductor de malla	M
$V_{t-50 \text{ o } 70}$	Máxima tensión de contacto permitida	V
$V_{s-50 \text{ o } 70}$	Máxima tensión de paso permitida	V
D'	Espacio entre conductores paralelos	M
n	Número de conductores paralelos	-
L_C	Longitud total de conductor enterrado	M
L	Longitud efectiva del sistema (malla + varillas)	M
h	Profundidad de la malla	M
R_g	Resistencia de puesta a tierra	Ω
L_R	Longitud total de varillas enterradas	M
I_G	Máxima corriente asimétrica entre malla y tierra	A
t_f	Tiempo de falla para factor de decremento	S
V_m	Tensión de retícula	V

V_s	Tensión de paso	V
K_m	Factor geométrico para tensión de retícula	-
K_s	Factor geométrico para tensión de paso	-
K_i	Factor de corrección por geometría de malla	-
K_{ii}	Factor de corrección por varillas en las esquinas de la malla	-
K_h	Factor de enterramiento de la malla	-

Figura A1. Diagrama de flujo para el cálculo de la malla de tierra (Fuente: Mejía y Villegas).



1.4 Selección del conductor

Para elegir adecuadamente el conductor, éste debe cumplir los siguientes requerimientos:

- Alta conductividad eléctrica para evitar diferencias de potencial.
- Resistencia a la fusión y resistencia mecánica adecuada para soportar condiciones adversas de corrientes de falla.
- Confiabilidad mecánica bajo condiciones de alta corrosión y maltrato mecánico.

1.5 Cálculo del conductor para corrientes asimétricas

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

I: Corriente eficaz (kA).

A_C: Área del conductor (mm²).

T_m: Máxima temperatura permitida (°C).

T_a: Temperatura ambiente (°C).

T_r: Temperatura de referencia para constantes del material (°C).

α₀: Coeficiente térmico de resistividad a 0 °C (1/°C).

α_r: Coeficiente térmico de resistividad con referencia a la temperatura *T_r* (1/°C).

ρ_r: Resistividad del conductor de puesta a tierra con referencia a *T_r* (μΩ-cm).

K₀: 1/α₀ ó (1/α₀) - *T_r* (°C).

t_c: Duración de la corriente (s).

TCAP: Capacidad térmica por unidad de volumen (J/(cm³*°C)).

Tabla A2. Constantes de materiales para el cálculo del conductor.

Descripción	Conductividad Del material (%)	α _r factor a 20°C (1/°C)	K ₀ a 0°C (°C)	Temperatura de fusión T _m (°C)	ρ _r 20 °C (μΩ-cm)	TCAP (J/(cm ³ .°C))
Cobre, recocido extendido suave	100,0	0,00393	234	1083	1,72	3,42
Cobre, comercial extendido fuerte	97,0	0,00981	242	1084	1,78	3,42
Cable de acero recubierto de cobre	40,0	0,00378	245	1084	4,40	3,85
Cable de acero recubierto de cobre	30,0	0,00378	245	1084	5,86	3,85

Vara de acero recubierta de cobre	20,0	0,00378	245	1084	8,62	3,85
Aluminio, EC grade	61,0	0,00403	228	657	2,86	2,56
Aluminio, aleación 5005	53,5	0,00353	263	652	3,22	2,60
Aluminio, aleación 6201258	52,5	0,00347	268	654	3,28	2,60
Cable de acero recubierto de aluminio	20,3	0,00360	258	657	8,48	3,58
Acero 1020	10,8	0,00160	605	1510	15,90	3,28
Vara de acero recubierto de acero inoxidable	9,8	0,00160	605	1400	17,50	4,44
Vara de zinc cubierta de acero	8,6	0,00320	293	419	20,10	3,93
Acero inoxidable 304	2,4	0,00130	749	1400	72,00	4,03

Fuente: IEEE 80.

1.6 Ecuación reducida para el cálculo del conductor

$$A_C = I * K_f \sqrt{t_c}$$

A_C : Área del conductor (mm^2).

I : Corriente eficaz (kA).

K_f : Constante del material seleccionado.

t_c : Duración de la corriente (s).

Tabla A3. Constantes de materiales para el cálculo del conductor por ecuación reducida.

Descripción	Conductividad Del material (%)	Temperatura de fusión T_m (°C)	K_f
Cobre, recocido extendido suave	100,0	1083	7,00
Cobre, comercial extendido fuerte	97,0	1084	7,06
Cobre, comercial extendido fuerte	97,0	250	11,78
Cable de acero recubierto de cobre	40,0	1084	10,45
Cable de acero recubierto de cobre	30,0	1084	12,06

Vara de acero recubierta de cobre	20,0	1084	14,64
Aluminio, EC grade	61,0	657	12,12
Aluminio, aleación 5005	53,5	652	12,41
Aluminio, aleación 6201258	52,5	654	12,47
Cable de acero recubierto de aluminio	20,3	657	17,20
Acero 1020	10,8	1510	15,95
Vara de acero recubierto de acero inoxidable	9,8	1400	14,72
Vara de zinc cubierta de acero	8,6	419	28,96
Acero inoxidable 304	2,4	1400	30,05

Fuente: IEEE 80.

1.7 Selección del conductor para corrientes asimétricas

Para este caso se tiene en cuenta el mismo método utilizado para el caso simétrico, con la diferencia de que el conductor seleccionado por tablas se elige de acuerdo a la relación entre X/R , como consecuencia de la presencia de componentes DC en las corrientes de falla que generan un valor eficaz mayor para el caso asimétrico.

Tabla A4. Capacidad de corriente asimétrica en kA para conductores con frecuencia de 60 Hz (I).

X/R=40							
Calibre de cable AWG	Área transversal (mm ²)	6 ciclos (100 ms)	15 ciclos (250 ms)	30 ciclos (500 ms)	45 ciclos (750 ms)	60 ciclos (1 s)	180 ciclos (3 s)
2	33,63	22	16	12	10	9	5
1	42,41	28	21	16	13	11	7
1/0	53,48	36	26	20	17	14	8
2/0	67,42	45	33	25	21	18	11
3/0	85,03	57	42	32	27	23	14
4/0	107,20	72	53	40	34	30	17
250 kcmil	126,65	85	62	47	40	35	21
350 kcmil	177,36	119	87	67	56	49	29

Fuente: IEEE 80.

Tabla A5. Capacidad de corriente asimétrica en kA para conductores con frecuencia de 60 Hz (II).

X/R=20							
Calibre de cable AWG	Área transversal (mm²)	6 ciclos (100 ms)	15 ciclos (250 ms)	30 ciclos (500 ms)	45 ciclos (750 ms)	60 ciclos (1 s)	180 ciclos (3 s)
1	42,41	32	22	16	13	12	7
1/0	53,48	40	28	21	17	15	9
2/0	67,42	51	36	26	22	19	11
3/0	85,03	64	45	33	27	24	14
4/0	107,20	81	57	42	35	30	18
250 kcmil	126,65	95	67	50	41	36	21
350 kcmil	177,36	134	94	70	58	50	29

Fuente: IEEE 80.

Tabla A6. Capacidad de corriente asimétrica en kA para conductores con frecuencia de 60 Hz (III).

X/R=10							
Calibre de cable AWG	Área transversal (mm²)	6 ciclos (100 ms)	15 ciclos (250 ms)	30 ciclos (500 ms)	45 ciclos (750 ms)	60 ciclos (1 s)	180 ciclos (3 s)
1	42,41	35	23	17	14	12	7
1/0	53,48	44	30	21	17	15	9
2/0	67,42	56	38	27	22	19	11
3/0	85,03	70	48	34	28	24	14
4/0	107,20	89	60	43	36	31	18
250 kcmil	126,65	105	71	51	42	36	21
350 kcmil	177,36	147	99	72	59	51	30

Fuente: IEEE 80.

Tabla A7. Capacidad de corriente asimétrica en kA para conductores con frecuencia de 60 Hz (IV).

X/R=0							
Calibre de cable AWG	Área transversal (mm²)	6 ciclos (100 ms)	15 ciclos (250 ms)	30 ciclos (500 ms)	45 ciclos (750 ms)	60 ciclos (1 s)	180 ciclos (3 s)
1	42,41	39	24	17	14	12	7
1/0	53,48	49	31	22	18	15	9
2/0	67,42	62	39	28	22	19	11
3/0	85,03	79	50	35	28	25	14
4/0	107,20	99	63	44	36	31	18
250 kcmil	126,65	117	74	52	43	37	21
350 kcmil	177,36	165	104	73	60	52	30

Fuente: IEEE 80.

1.8 Ecuaciones y valores para llevar a cabo el cálculo de la malla de puesta a tierra

1.8.1 Factor de reducción (C_s)

$$C_s = 1 - \frac{0,09\left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09} \quad (\text{Ver sección: modelado del suelo})$$

1.8.2 Tensiones de paso y de contacto permisibles (V_s, V_t)

$$V_{s-50} = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}}$$

$$V_{s-70} = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

$$V_{t-50} = (1000 + 1,5C_s\rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}}$$

$$V_{t-70} = (1000 + 1,5C_s\rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

Para el caso en que $\rho_s=0$ (modelo a una capa, ver más detalles en modelado del suelo) se tienen los siguientes valores para tensión de paso y de contacto:

$$V_{s \text{ ó } t-50} = \frac{116}{\sqrt{t_s}}$$

$$V_{s \text{ ó } t-70} = \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

1.8.3 Longitud del conductor (L_C), longitud total de las varillas enterradas (L_R) y longitud efectiva del sistema (L)

Estos valores son definidos por el diseñador de la malla de puesta a tierra, y en ellos se ve influenciada el área de cobertura para la malla, los conductores paralelos en cada dirección y la disposición de las varillas en esta aplicación. Estos parámetros hacen parte del diseño preliminar.

1.8.4 Resistencia de puesta a tierra (R_g)

Para ver mayor detalle en este parámetro, ir a la sección “ecuaciones para el cálculo de RPAT”. Para el cálculo de la malla, se recomienda usar la ecuación para suelo uniforme con electrodos implementados.

1.8.5 Máxima corriente por la malla (I_G)

Para encontrar la corriente máxima que pasa por la malla de puesta a tierra, debe tenerse en cuenta el valor máximo de la corriente de falla entregada por el operador de red, así como el factor de división de corrientes (S_f) que depende de la contribución de cada línea de transmisión o red de distribución conectada

directamente a la subestación y de la resistencia de puesta a tierra de la malla. El método gráfico para encontrar este factor de división de corrientes brinda valores recopilados de análisis de fallas y pueden encontrarse las gráficas en la sección 12.9.3.1 del libro presentado por Mejía y Villegas.

1.8.6 Elevación del potencial de tierra (GPR)

$$GPR = I_G R_g$$

1.8.7 Tensión de retícula (V_m)

$$V_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_M}$$

ρ : Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).

I_G : Corriente máxima de malla (A).

K_m : Factor de geometría.

K_i : Factor de corrección por geometría de la malla.

L_M : Longitud efectiva del conductor y las varillas (m).

▪ Factor de geometría (K_m)

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

○ Factor de corrección por varillas ubicadas en las esquinas de la malla (K_{ii})

$K_{ii} = 1$ Para mallas con varillas perimetrales o ubicadas en las esquinas.

$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^n}$ Para mallas con varillas perimetrales, en esquinas o dentro de la misma.

○ Factor de enterramiento de la malla (K_h)

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}}$$

h_o : 1 m (profundidad de referencia para la malla).

○ Número de conductores paralelos efectivos paralelos para la malla (n)

$$n = n_a n_b n_c n_d$$

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}$$

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

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

L_c : Longitud total del conductor de la malla (m).

L_p : Longitud perimetral de la malla (m).

A : Área total de la malla (m²).

L_x : Longitud máxima de la malla, eje X (m).

L_y : Longitud máxima de la malla, eje Y (m).

D_m : Distancia máxima de separación entre dos puntos de la malla (m).

Nota: los términos D' , h y D se definen en la tabla A1.

- Factor de corrección por geometría de la malla (K_i)

$$K_i = 0,644 + 0,148n$$

- Longitud efectiva del conductor y varillas (L_M)

$L_M = L_c + L_R$ Para poca o nula cantidad de varillas enterradas (m).

$$L_M = L_c + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R \text{ Para varillas perimetrales o en las esquinas de la malla (m).}$$

L_r : Longitud promedio de la varilla (m).

1.8.8 Tensión de paso (V_s)

$$V_s = \frac{\rho I_G K_s K_i}{L_s}$$

K_s : Factor de geometría.

- Factor de geometría (K_s)

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

- Longitud efectiva de conductor y varillas para tensión de paso (L_s)

$$L_s = 0,75L_c + 0,85L_R$$

1.8.9 Longitud mínima del cable enterrado (L)

$$\text{Para } V_m < V_{t-50} \Rightarrow L > \frac{K_m K_i I_G \sqrt{i_s} \rho}{116 + 0,174 C_s \rho_s}$$

$$\text{Para } V_m < V_{t-70} \Rightarrow L > \frac{K_m K_i I_G \sqrt{i_s} \rho}{157 + 0,235 C_s \rho_s}$$

2. MODELADO DEL SUELO.

Existen varios tipos de modelado en el suelo que brindan características más reales de la zona donde se instala un SPT. Algunos de ellos requieren análisis matemáticos complejos para conformar sus propiedades, dependiendo del número de capas que haya en el subsuelo. Para este caso, se presentan dos modelos representativos estipulados en la IEEE 80.

2.1 Modelo de suelo uniforme

Este modelo se usa cuando no se cuenta con herramientas computacionales, y consiste en obtener un valor de resistividad del suelo aplicando la ecuación mostrada a continuación.

$$\rho_{a(av1)} = \frac{\rho_{a(1)} + \rho_{a(2)} + \rho_{a(3)} + \dots + \rho_{a(n)}}{n}$$

$\rho_{a(1)} + \rho_{a(2)} + \rho_{a(3)} + \dots + \rho_{a(n)}$: Medidas de resistividad ($\Omega.m$).

n : Número de muestras ($\Omega.m$).

En la expresión mostrada anteriormente, es posible establecer el número de muestras y las medidas de resistividad por medio del método de Wenner, el cual es utilizado con mayor frecuencia en las prácticas de puestas a tierra.

2.2 Modelo de las dos capas

Consiste en representar una capa de suelo superior de profundidad finita y una capa de suelo debajo de infinita profundidad. Este modelo es utilizado comúnmente en el diseño de un SPT para subestaciones eléctricas, donde se aplica cascajo sobre la superficie del suelo para reducir la resistividad del mismo respecto al contacto con el personal de servicio. El cambio abrupto de resistividad se puede obtener mediante el factor de reflexión K mediante la siguiente relación.

$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1 + \rho_2}$$

ρ_1 : Capa superior del suelo ($\Omega.m$).

ρ_2 : Capa inferior del suelo ($\Omega.m$).

Nota: Para el caso de subestaciones, $\rho_2 = \rho$ y $\rho_1 = \rho_s$

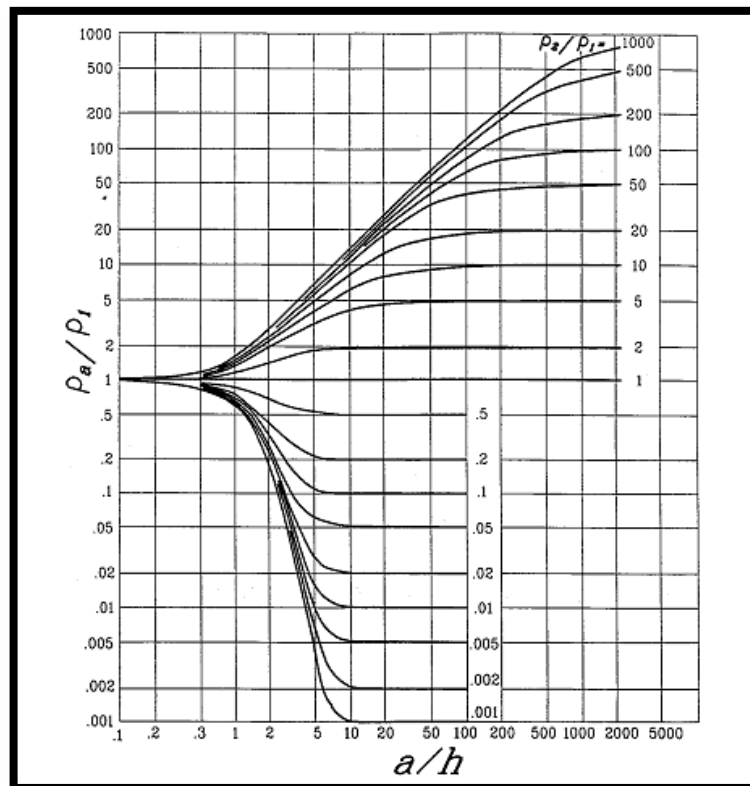
Una vez obtenidos los parámetros ρ_1 y ρ_2 , se realiza el proceso mostrado a continuación.

1. Graficar la resistividad aparente ρ_a en el eje Y, contra el espaciamiento de los electrodos (profundidad equivalente) a , en el eje X.

2. El ρ_a correspondiente al espaciamiento menor de ρ_1 y al mayor es ρ_2 , con lo cual se determina ρ_2/ρ_1 y se selecciona la curva correspondiente en la figura **A2**.
3. Suponer un valor inicial H,
4. Determinar la relación a/H , para todas las mediciones.
5. Obtener ρ_a/ρ_1 , para cada relación a/H (encontradas en el paso 4) a lo largo de la curva seleccionada en el paso 2.
6. Dividir cada ρ_a obtenido en mediciones por el correspondiente ρ_a/ρ_1 obtenido en el paso 5. Esta división debe resultar en n valor constante de ρ_1 .
7. Si no se obtiene un valor constante de ρ_a en el paso 6, incrementar o disminuir el valor de H supuesto en el paso 3 y repetir los pasos 3 a 7.

Los valores de resistividad para el cascajo típicos en subestaciones eléctricas oscilan entre 2000 y 5000 $\Omega.m$. Por lo general, se utiliza un valor de referencia para este componente de 3000 $\Omega.m$.

Figura A2. Método gráfico de Sunde para modelo del suelo a dos capas.



Fuente: IEEE 80.

3. EVALUACIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.

Un buen sistema de puesta a tierra debe proveer una resistencia capaz de minimizar a valores permisibles la elevación del potencial de tierra. Generalmente se tienen valores entre 1 Ω y 5 Ω de resistencia de puesta a tierra, pero el valor dependerá de las condiciones locales.

Tabla A8. Valores de referencia estipulados por el RETIE para RPAT.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RPAT (Ω)
Estructuras metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1
Subestaciones de media tensión	10
Protección contra rayos	10
Neutro de acometida en BT	25
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10

3.1 Ecuaciones para el cálculo de RPAT

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}}$$

R_g : Resistencia de puesta a tierra (Ω).

ρ : Resistividad del terreno ($\Omega.m$).

A : Área de la malla (m^2).

Teniendo en cuenta la longitud de los conductores enterrados en la malla (L_T) se obtiene la expresión mostrada a continuación.

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L_T}$$

Si se agregan los electrodos de puesta a tierra en un suelo uniforme tiene la siguiente expresión.

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

h : Profundidad de la malla (m).

Tabla A9. Resistencia de puesta a tierra para mallas típicas.

Capa	1	2	3	4	5
Parámetro de suelo	Arena y grava	Suelo arenoso	Arena y arcilla	Arena y grava	Suelo de arcilla
Resistividad ($\Omega \cdot m$)	2000	800	200	1300	28,0
Área de malla (ft^2)	15159	60939	18849	15759	61479
Longitud enterrada (ft)	3120	9500	1775	3820	3000
Rg (calculada Ω)	25,7	4,97	2,55	16,15	0,19
Rg(medida Ω)	39,0	4,10	3,65	18,20	0,21

Fuente: IEEE 80.

3.2 Ecuaciones de Schwarz

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m}$$

R_1 : Resistencia de puesta a tierra de los conductores de la malla (Ω).

R_2 : Resistencia de puesta a tierra de los electrodos (Ω).

R_m : Resistencia de puesta a tierra de mutua entre grupo de conductores de R_1 y R_2 (Ω).

- Resistencia de puesta a tierra de la malla.

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{2L_c}{a'} \right) + \frac{k_1 * L_c}{\sqrt{A}} - k_2 \right]$$

ρ : Resistividad del suelo ($\Omega \cdot m$).

L_c : Longitud total de los conductores de la malla (m).

a' : Es $\sqrt{a * 2h}$ para conductores enterrados a profundidad h (m).

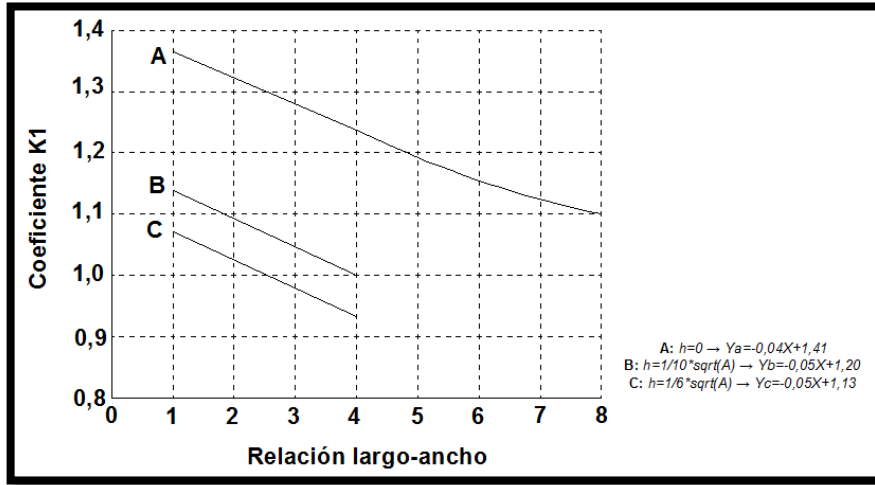
a' : Es a para conductores en la superficie de la tierra (m).

$2a$: Diámetro del conductor (m).

A : Área cubierta por los conductores (m^2).

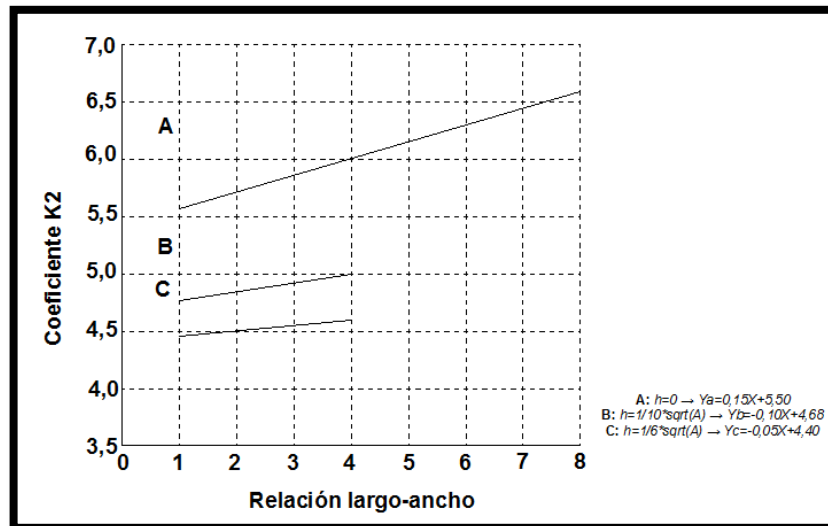
k_1, k_2 : Coeficientes determinados por las figuras A3 y A4.

Figura A3. Curva para coeficiente k_1 .



Fuente: Mejía y Villegas.

Figura A4. Curva para hallar el coeficiente k_2 .



Fuente: Mejía y Villegas.

- Resistencia de puesta a tierra del arreglo de electrodos.

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi n_R L_R} \left[\ln \left(\frac{4L_R}{b} \right) - 1 + \frac{2k_1 * L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_R} - 1)^2 \right]$$

L_R : Longitud de cada electrodo (m).

$2b$: Diámetro del electrodo (m).

n_R : Número de electrodos en el área de la malla.

- Resistencia de puesta a tierra mutua entre el grupo de conductores de la malla y el grupo de electrodos.

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

3.3 Resistencia de puesta a tierra para electrodos individuales y configuraciones especiales

Las siguientes tablas dan a conocer los valores típicos de resistencia de puesta a tierra para electrodos individuales (tabla **A10**), así como las expresiones para el cálculo de la RPAT de acuerdo a las configuraciones designadas y utilizadas comúnmente en diferentes aplicaciones (tabla **A11**).

Estas relaciones aplican para instalaciones donde no es necesario o no es posible establecer una cuadrícula como medio para disipar las corrientes por falla o por descargas eléctricas.

Tabla A10. Valores de resistividad y resistencia equivalente para tipos de suelos, implementando varilla horizontal.

Resistividad de suelos y resistencia de una única varilla			
Descripción suelo	Símbolo*	Resistividad promedio [Ω*cm]	Resistencia equivalente para una varilla 5/8 in (16 mm)*10 ft (3 m) [Ω]
Gravilla bien triturada, mezclas de gravilla y arena	GW	60000-100000	180-300
Gravilla pobremente granulada, mezclas de gravilla y arena	GP	100000-250000	300-750
Gravilla arcillosa, gravilla pobremente granulada, mezclas de arena y arcilla	GC	20000-40000	60-120
Arenas sedimentadas, mezclas de arena y sedimentos pobremente granulados	SM	10000-50000	30-150
Arenas arcillosas, mezclas de arena y arcilla pobremente granuladas	SC	5000-20000	15-60

Sedimento o fina arena arcillosa con plasticidad leve	ML	3000-8000	9-24
Arena fina o suelos sedimentados, sedimentos elásticos	MH	8000-30000	24-90
Arcillas de grava, arcillas arenosas, arcillas sedimentadas, arcillas finas	CL	2500-6000**	17-18**
Arcillas inorgánicas de alta plasticidad	CH	1000-5500**	3-16**





*La terminología utilizada en estas descripciones es tomada de la Clasificación unificada de suelos y es un método estándar para describir los suelos en un reporte geotécnico o geofísico.




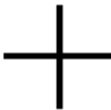

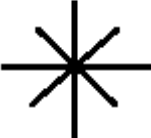



**Estos resultados de la resistividad de la clasificación del suelo están altamente influenciados por la presencia de humedad.

Fuente: IEEE 242.

La resistencia de tierra puede ser medida y estimada con diversos métodos, la tabla **A11** presenta las formulas simplificadas tomadas de la IEEE 142 para el cálculo aproximado de la misma, teniendo en cuenta las configuraciones básicas de electrodos; cabe resaltar que estas fórmulas tienen una exactitud variable de acuerdo a la disposición del electrodo, por ello en aplicaciones que requieran un valor más fiable del cálculo de la resistencia de puesta a tierra se sugiere utilizar herramientas computacionales especializadas.

Tabla A11. Expresiones para cálculo de RPAT según configuración de electrodo.

Fórmulas para el cálculo de la resistencia de tierra		
	Hemisferio Radio a	$R = \frac{\rho}{2\pi a}$
	Una varilla de puesta a tierra Longitud L , radio a	$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$
	Dos varillas $s > L$; espaciado s	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 - \frac{L^2}{3s^2} + \frac{2L^4}{5s^4} \dots \right)$
	Dos varillas $s < L$; espaciado s	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$

	Cable horizontal enterrado Longitud $2L$, profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
	Sección de cable en ángulo recto Longitud del brazo L , profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} - 0,2373 + 0,2146 \frac{s}{L} + 0,1035 \frac{s^2}{L^2} - 0,0424 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Estrella de tres puntas Lado con longitud L , profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{6\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 1,071 - 0,209 \frac{s}{L} + 0,238 \frac{s^2}{L^2} - 0,054 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Estrella de cuatro puntas Lado con longitud L , profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{8\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 2,912 - 1,071 \frac{s}{L} + 0,645 \frac{s^2}{L^2} - 0,145 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Estrella de seis puntas Lado con longitud L , profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{12\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 6,851 - 3,128 \frac{s}{L} + 1,758 \frac{s^2}{L^2} - 0,490 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Estrella de ocho puntas Lado con longitud L , profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{16\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 10,98 - 5,51 \frac{s}{L} + 3,26 \frac{s^2}{L^2} - 1,17 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Anillo de cable Anillo de diámetro D , cable de diámetro d , profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left(\ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{4D}{s} \right)$
	Platina horizontal enterrada Longitud $2L$, sección $a*b$, profundidad $s/2$, $b < a/8$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \frac{a^2 - \pi ab}{2(a+b)^2} + \ln \frac{4L}{s} - 1 + \frac{s}{L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
	Placa circular enterrada horizontalmente Radio a , profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{8a} + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 - \frac{7a^2}{12s^2} + \frac{33a^4}{40s^4} \dots \right)$
	Placa circular enterrada verticalmente Radio a , profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{8a} + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 + \frac{7a^2}{24s^2} + \frac{99a^4}{320s^4} \dots \right)$

*Las dimensiones deben ser en centímetros para obtener los resultados en ohms.
 ρ = Resistividad del terreno en ohms-centímetros.

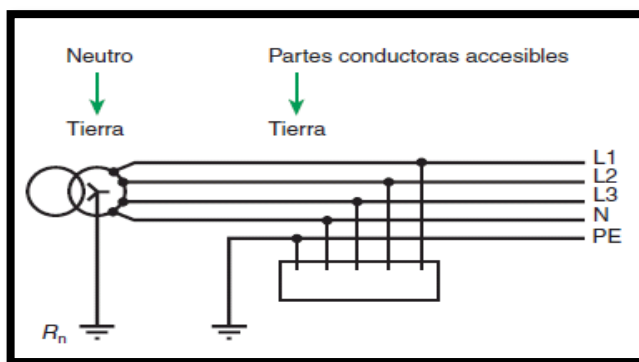
***Para varillas de 10 ft de 1/2, 5/8 y 3/4 de pulgada de diámetro, la resistencia de tierra puede ser rápidamente determinada dividiendo la resistividad del terreno en 288, 298 y 307, respectivamente.
Fuente: IEEE 142.*

4. ESQUEMAS DE CONEXIÓN A TIERRA.

4.1 Esquema TT (conductor neutro conectado a tierra)

Esta conexión consiste en que un punto de la fuente de alimentación se conecta directamente a tierra. Todas las partes conductoras accesibles y extrañas se conectan a una toma de tierra independiente de la instalación. Este electrodo puede o no ser eléctricamente independiente del electrodo de la fuente. Ambas zonas de influencia pueden solaparse sin que se vea afectado el funcionamiento de los dispositivos de protección.

Figura A5. Esquema TT.



Fuente: Guía de diseño de instalaciones eléctricas de Schneider Electric.

5. **Técnica para la protección de personas:** las partes conductoras accesibles se conectan a tierra y se utilizan dispositivos de corriente diferencial residual (DDR).
6. **Técnica de funcionamiento:** interrupción en caso de primer defecto de aislamiento.

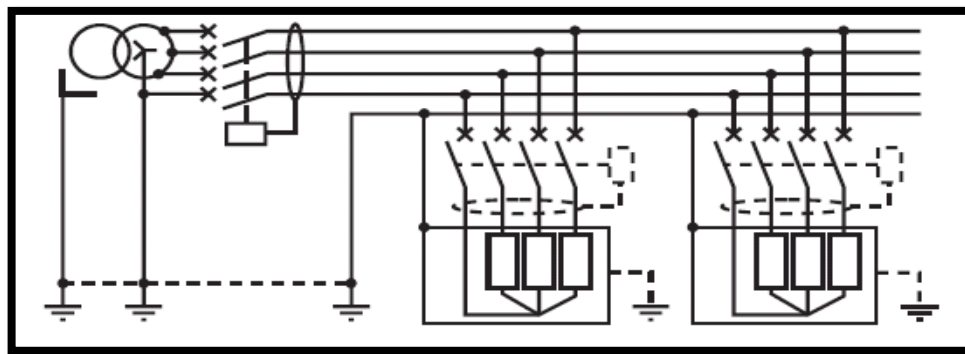
Características principales

- ✓ Es la solución más sencilla de diseñar y de instalar. Se utiliza en instalaciones suministradas directamente por la red pública de distribución de baja tensión.
- ✓ No requiere una supervisión continua durante el funcionamiento (puede ser necesaria una comprobación periódica de los DDR).
- ✓ La protección se garantiza por medio de dispositivos especiales, los dispositivos de corriente diferencial (DDR) que también evitan el riesgo de incendio cuando están regulados a ≤ 500 mA.

- ✓ Cada defecto de aislamiento provoca una interrupción del suministro eléctrico; sin embargo, el corte se limita al circuito defectuoso mediante la instalación de DDR en serie (DDR selectivos) o en paralelo (selección de circuito).
- ✓ Las cargas o partes de la instalación que, durante el funcionamiento normal, provocan corrientes de fuga elevadas requieren medidas especiales para evitar los disparos intempestivos, por ejemplo, instalando un transformador de separación para las cargas o utilizando DDR específicos.

*DDR: Dispositivos de corriente diferencial residual.

Figura A5. Esquema TT.



Fuente: Guía de diseño de instalaciones eléctricas de Schneider Electric.

Si las partes conductoras accesibles están conectadas a tierra en una serie de puntos, deberá instalarse un DDR para cada conjunto de circuitos conectado a una determinada toma de tierra.

4.2 Esquema TN (partes conductoras accesibles conectadas al conductor neutro).

En esta conexión la fuente se conecta a tierra de la misma manea que con el esquema TT descrito anteriormente. En la instalación, todas las partes conductoras accesibles y extrañas se conectan al conductor neutro. A continuación se muestran diversas versiones de esquemas TN.

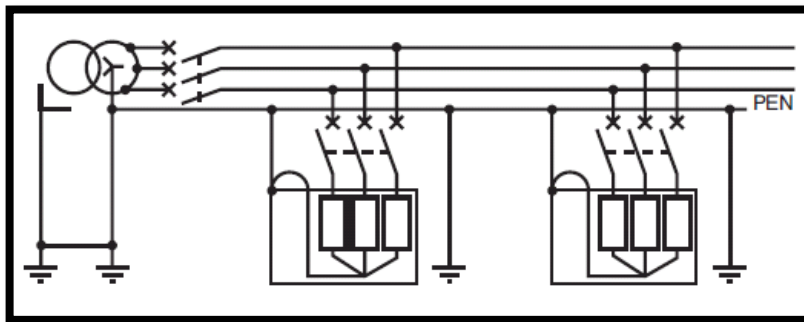
- **Técnica para la protección de personas:**
 - Es obligatorio interconectar y conectar a tierra las partes conductoras accesibles y el conductor a neutro.
 - Interrupción en caso de primer defecto, utilizando protección contra sobrecorrientes (interruptor automático o fusibles).
- **Técnica de funcionamiento:** interrupción en caso de primer defecto de aislamiento.

Características principales

En términos generales, el esquema TN:

- ✓ Requiere la instalación de electrodos de tierra a intervalos regulares en toda la instalación.
- ✓ Requiere que la comprobación inicial de disparo eficaz al producirse el primer defecto de aislamiento se lleve a cabo mediante cálculos durante la fase de diseño, seguidos de mediciones obligatorias para confirmar el disparo durante la puesta en marcha.
- ✓ Requiere que un instalador cualificado diseñe y lleve a cabo cualquier modificación o ampliación.
- ✓ Puede causar, en caso de defectos de aislamiento, daños más graves a los devanados de las máquinas giratorias.
- ✓ Puede representar, en instalaciones que presentan un riesgo de incendio, un peligro mayor debido a las corrientes de defecto más altas.

Figura A6: Esquema TN.

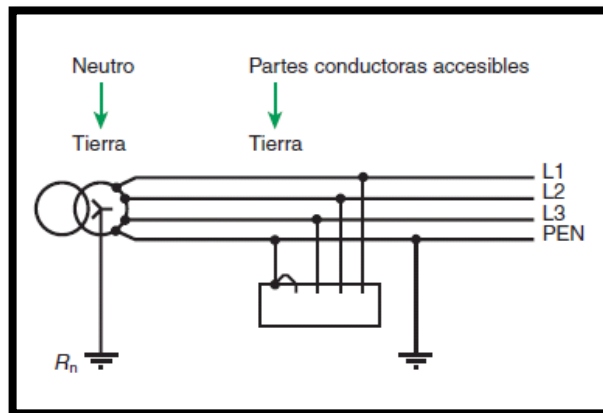


Fuente: Guía de diseño de instalaciones eléctricas de Schneider Electric.

4.3 Esquema TN-C

El conductor neutro también se utiliza como un conductor de protección y se denomina conductor PEN (neutro y puesta a tierra de protección). Este sistema no está permitido para conductores menores de 10 mm² ni para equipos portátiles. El esquema TN-C requiere un entorno equipotencial eficaz en la instalación, con electrodos de tierra dispersos y separados a intervalos que sean lo más regulares posible, puesto que el conductor PEN es el conductor neutro y también conduce corrientes con desequilibrios de fases, así como corrientes armónicas de tercer orden (y sus múltiplos). Por tanto, el conductor PEN debe conectarse a una serie de electrodos de tierra en la instalación. Puesto que el conductor neutro también es el conductor de protección, cualquier corte en el conductor representa un riesgo para las personas y los bienes.

Figura A7. Esquema TN-C.



Fuente: Guía de diseño de instalaciones eléctricas de Schneider Electric.

Características principales

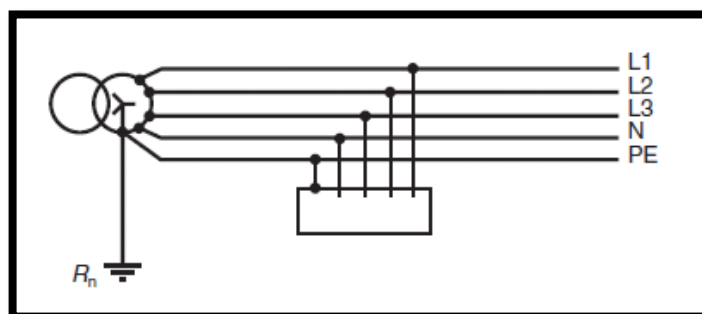
Además, el esquema TN-C:

- ✓ A primera vista puede parecer más económico (eliminación de un polo de dispositivo y un conductor).
- ✓ Requiere el uso de conductores fijos y rígidos.
- ✓ Está prohibido en determinados casos:
 - Instalaciones que presentan un riesgo de incendio.
 - Para equipos informáticos (presencia de corrientes armónicas en el conductor neutro).

4.4 Esquema TN-S

El esquema TN-S (5 hilos) es obligatorio para los equipos portátiles con circuitos con secciones transversales inferiores a 10 mm^2 . El conductor de protección y el conductor neutro son independientes. En los sistemas de cables subterráneos en los que existen cables forrados de plomo, el conductor de protección es por lo general el revestimiento de plomo. El uso de conductores PE Y N independientes (5 hilos) es obligatorio para los equipos portátiles con circuitos con secciones transversales inferiores a 10 mm^2 .

Figura A8. Esquema TN-S (I).



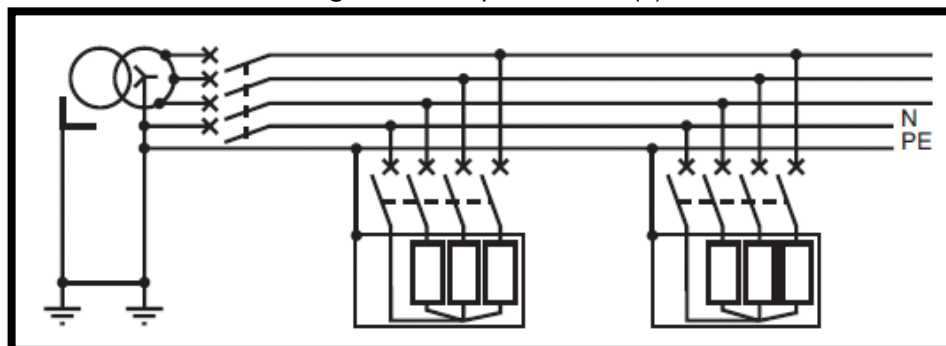
Fuente: Guía de diseño de instalaciones eléctricas de Schneider Electric.

Características principales

Además, el esquema TN-S:

- ✓ Puede utilizarse incluso con conductores flexibles y conductos pequeños.
- ✓ Debido a la separación entre el neutro y el conductor de protección, proporciona un PE limpio (para sistemas informáticos e instalaciones que presentan riesgos especiales).

Figura A9. Esquema TN-S (II).

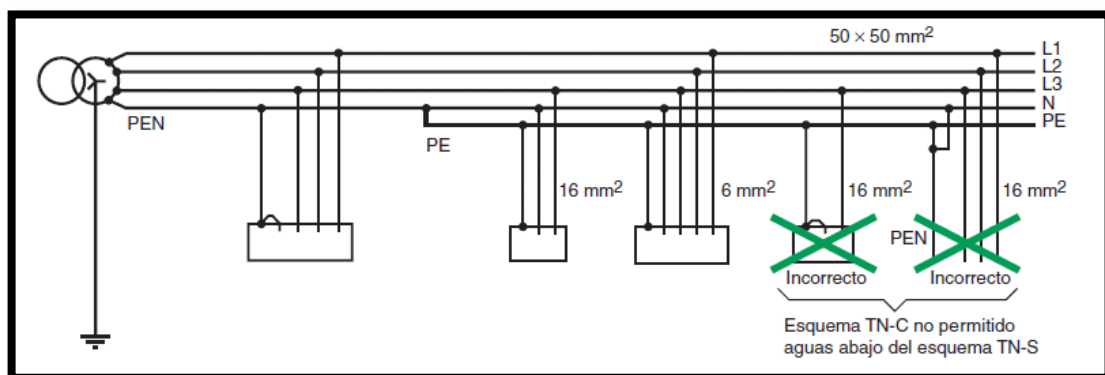


Fuente: Guía de diseño de instalaciones eléctricas de Schneider Electric.

4.5 Esquema TN-C-S

Los esquemas TN-C y TN-S se pueden utilizar en la misma instalación. En el esquema TN-C-S, el esquema TN-C (4 hilos) nunca se debe utilizar aguas abajo del esquema TN-S (5 hilos), puesto que cualquier interrupción accidental en el conductor neutro en la parte aguas arriba provocaría una interrupción en el conductor de protección en la parte aguas abajo y, por tanto, presentaría un peligro.

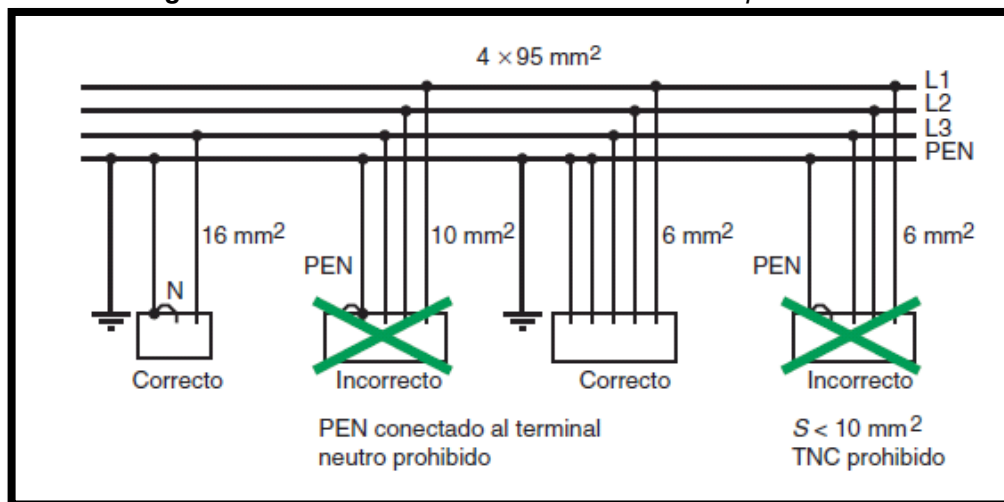
Figura A10. Esquema TN-C-S.



Fuente: Guía de diseño de instalaciones eléctricas de Schneider Electric.

Precaución: en el esquema TN-C, la función de “conductor de protección” tiene prioridad sobre la “función neutro”. Concretamente, siempre se puede conectar un conductor PEN al terminal de tierra de una carga, y se utiliza un puente para conectar este terminal al terminal neutro.

Figura A11. Conexión del conductor PEN en el esquema TN-C.



Fuente: Guía de diseño de instalaciones eléctricas de Schneider Electric.

4.6 Esquema IT (neutro aislado o neutro impedante)

- **Técnica para la protección de personas:**
 - Interconexión y conexión a tierra de las partes conductoras accesibles.
 - Indicación de primer defecto mediante un controlador permanente de aislamiento (CPI).
 - Interrupción en caso de segundo defecto, utilizando protección contra sobrecorrientes (interruptores automáticos o fusibles).

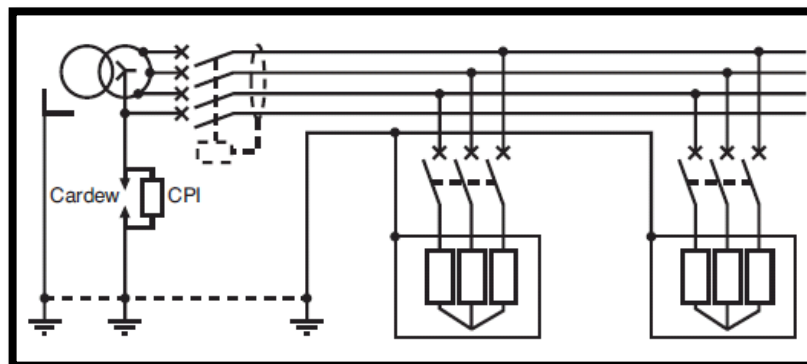
- **Técnica de funcionamiento:**

- Supervisión del primer defecto de aislamiento.
- Es obligatorio localizar y subsanar el defecto.
- interrupción en caso de dos defectos de aislamiento simultáneos.

Características principales

- ✓ Esta solución ofrece la mejor continuidad de servicio durante el funcionamiento.
- ✓ La indicación del primer defecto de aislamiento, seguida de su localización y eliminación obligatorias, asegura la prevención sistemática de los cortes del suministro.
- ✓ Se utiliza por lo general en instalaciones suministradas por un transformador privado de media tensión/baja tensión o de baja tensión/baja tensión.
- ✓ Requiere personal de mantenimiento para su supervisión y explotación
- ✓ Requiere un alto nivel de aislamiento de la red (supone la división de la red si es muy extensa y el uso de transformadores de separación de circuitos para alimentar a las cargas con corrientes de fuga elevadas).
- ✓ La comprobación del disparo eficaz al producirse dos efectos simultáneos debe llevarse a cabo mediante cálculos realizados en la fase de diseño, seguidos de mediciones obligatorias durante la puesta en marcha para cada grupo de partes conductoras accesibles interconectadas.
- ✓ La protección del conductor neutro se debe garantizar.

Figura A12. Esquema IT.

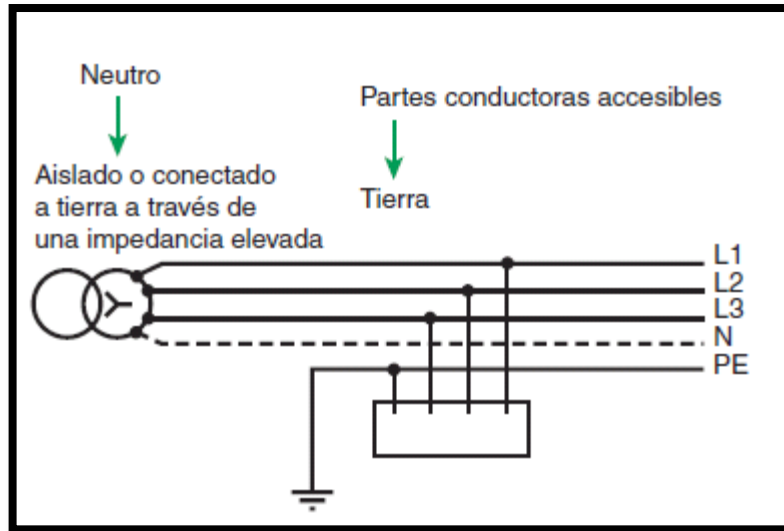


Fuente: Guía de diseño de instalaciones eléctricas de Schneider Electric.

4.7 Esquema IT (neutro aislado)

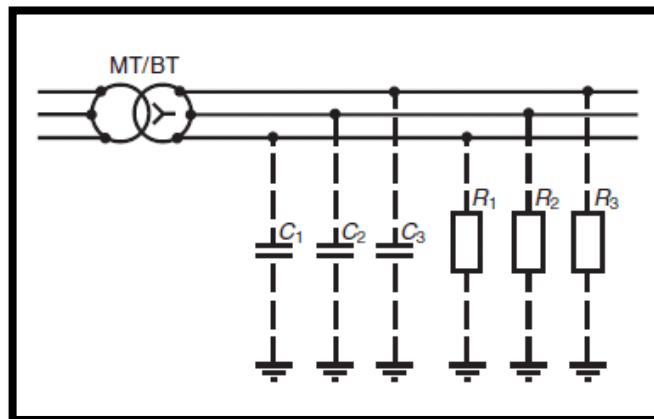
No se realiza ninguna conexión entre el punto neutro de la fuente de alimentación y tierra (ver figura **A13**). Las partes conductoras accesibles y extrañas de a instalación se conectan a una toma de tierra. En la práctica, todos los circuitos tienen una impedancia de fuga a tierra, puesto que ningún aislamiento es perfecto. En paralelo con esta ruta de fuga resistiva (distribuida) se encuentra la ruta de la corriente capacitiva distribuida, y juntas constituyen la impedancia de fuga normal a tierra (ver figura **A14**).

Figura A13. Esquema IT (neutro aislado) (I).



Fuente: Guía de diseño de instalaciones eléctricas de Schneider Electric.

Figura A14. Esquema IT (neutro aislado) (II).

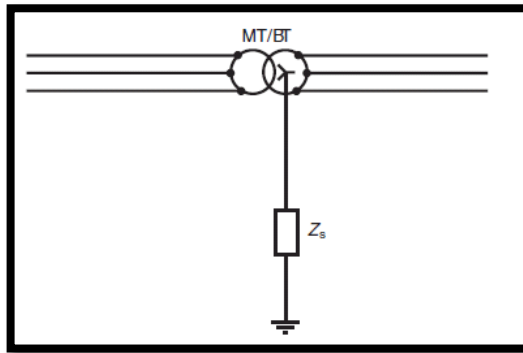


Fuente: Guía de diseño de instalaciones eléctricas de Schneider Electric.

4.8 Esquema IT (neutro con conexión a tierra de impedancia)

Una impedancia Z_s (de entre 1000 y 2000 Ω) se conecta de forma permanente entre el punto neutro del devanado de baja tensión del transformador y tierra (ver figura **A15**). Todas las partes conductoras accesibles y extrañas se conectan a una toma de tierra. Lo que se pretende con esta forma de conectar la fuente de alimentación a tierra es fijar el potencial de una red pequeña con respecto a tierra (Z_s es pequeña en comparación con la impedancia de fuga) y reducir el nivel de sobretensiones, como las que se transmiten desde los devanados de alta tensión, las cargas estáticas, etc., con respecto a tierra. Sin embargo, tiene el defecto de aumentar ligeramente el nivel de corriente.

Figura A15. Esquema IT (impedancia de neutro conectada a tierra a través de una impedancia elevada).













Fuente: Guía de diseño de instalaciones eléctricas de Schneider Electric.

A continuación, se dan a conocer algunas recomendaciones para la selección de la conexión a tierra de acuerdo al tipo de aplicación.

Tabla A12. Recomendaciones para tipo de conexión a tierra en instalaciones.

Tipo de red		Recomendado	Posible	No recomendado
Red muy extensa con electrodos de tierra de alta calidad para las partes conductoras accesibles (10 Ω máx.)			<i>TT, TN, IT o mixta</i>	
Red muy extensa con electrodos de tierra de baja calidad para las partes conductoras accesibles (> 30 Ω)		<i>TN</i>	<i>TN-S</i>	<i>IT TN-C</i>
Zona con perturbaciones (tormentas) (p. ej., transmisor de televisión o radio)		<i>TN</i>	<i>TT</i>	<i>IT</i>
Red con corrientes de fuga altas (> 500 mA)		<i>TN</i>	<i>IT TT</i>	
Red con líneas aéreas al aire libre		<i>TT</i>	<i>TN</i>	<i>IT</i>
Generador auxiliar de emergencia		<i>IT</i>	<i>TT</i>	<i>TN</i>

<i>Tipo de cargas</i>		<i>Recomendado</i>	<i>Posible</i>	<i>No recomendado</i>
Cargas sensibles a corrientes de defecto elevadas (motores, etc.)		<i>IT</i>	<i>TT</i>	<i>TN</i>
cargas con un nivel de aislamiento bajo (hornos eléctricos, soldadoras, elementos de caldeo, calentadores por inmersión, equipos en cocinas grandes)		<i>TN</i>	<i>TT</i>	<i>IT</i>
Numerosas cargas monofásicas fase-neutro (móviles, semifijas, portátiles)		<i>TT</i> <i>TN-S</i>	.	<i>IT</i> <i>TN-C</i>
Cargas que presentan riesgos considerables (montacargas, cintas transportadoras, etc.)		<i>TN</i>	<i>TT</i>	<i>IT</i>
Numerosos elementos auxiliares (máquinas-herramienta)		<i>TN-S</i>	<i>TN-C</i> <i>IT</i>	<i>TT</i>
<i>Varios</i>		<i>Recomendado</i>	<i>Posible</i>	<i>No recomendado</i>
Suministro a través de un transformador de energía conectado en estrella-estrella		<i>TT</i>	<i>IT</i> <i>sin neutro</i>	<i>IT</i> <i>con neutro</i>
Instalaciones que presentan un riesgo de incendio		<i>IT</i>	<i>TN-S</i> <i>TT</i>	<i>TN-C</i>
Aumento del nivel de alimentación de conexión al servicio público de suministro de BT, que requiere un CT privado		<i>TT</i>		
Instalación sometida a modificaciones frecuentes		<i>TT</i>		<i>TN</i> <i>IT</i>
Instalación en la que la continuidad de los circuitos de tierra es inestable (lugares de trabajo, instalaciones antiguas)		<i>TT</i>	<i>TN-S</i>	<i>TN-C</i> <i>IT</i>
Equipos electrónicos (ordenadores, autómatas)		<i>TN-S</i>	<i>TT</i>	<i>TN-C</i>
Red de control y supervisión de maquinaria, sensores de autómatas y accionadores		<i>IT</i>	<i>TN-S, TT</i>	

Fuente: Guía de diseño de instalaciones eléctricas de Schneider Electric.

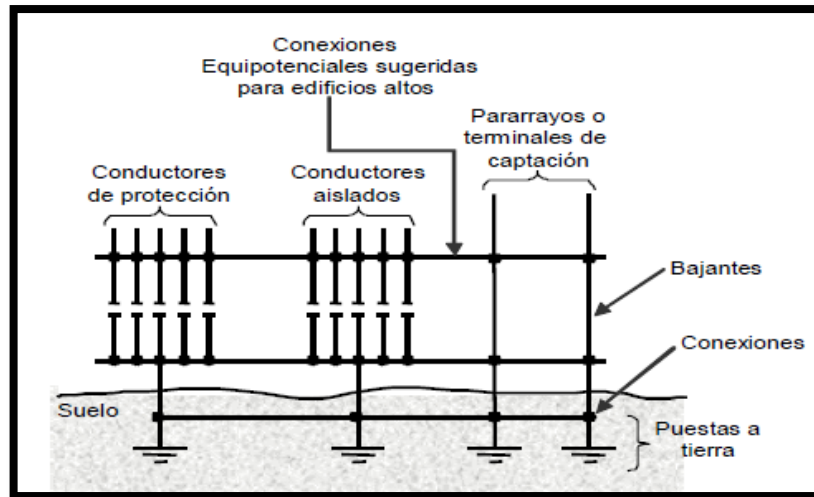
4.9 Conexiones en sistemas de puesta a tierra

Algunas recomendaciones al momento de realizar conexiones a un SPT, especialmente si existen varios de ellos en una misma instalación, son:

- 1 Establecer tierras independientes si los tipos de aplicación en una instalación eléctrica difieren en su funcionalidad.
- 2 Equipotencializar bajo tierra la aplicaciones adyacentes que correspondan a SPT.
- 3 Utilizar barrajes equipotenciales para dar mayor seguridad y confiabilidad al momento de igualar al potencial de tierra los elementos de una instalación.

- 4 Establecer conexión equipotencial en las zonas superiores de la instalación si se requieren, y equipotencializar barrajes utilizados para cada aplicación del sistema.

Figura A16. SPT independientes e interconectados entre sí.



Fuente: RETIE.

5. MATERIALES DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.

5.1 Conectores

Estos elementos permiten la unión entre dos o más partes conductoras de un SPT, además de brindar la disposición mecánica de los elementos que tienen en su haber. Deben estar certificados y aprobados por RETIE para su uso, y por lo general están hechos de bronce o de acero galvanizado, componentes que brindan resistencia a efectos químicos, físicos y eléctricos que pueden afectar a estos elementos. A continuación se muestra un compendio de los conectores mecánicos más utilizados en la instalación de un SPT (ver tabla **A13**).

Tabla A13. Conectores utilizados en la implementación de SPT.

TIPO DE CONECTOR	FIGURA	DESCRIPCIÓN
Rodilla niveladora		Utilizado para nivelar puntas de pararrayos tipo Faraday en instalaciones con inclinación.
Conector T		Se usa para unir cable de calibres entre 2 - 2/0 AWG.
Conector GD		Se utiliza para aterrizar tuberías galvanizadas o varillas y sujetar dos cables paralelos al tubo. Su aplicación y uso es frecuente en las cajas de halado (aéreas), y para realizar el aterrizaje del polo a tierra.
Conector GP		Se emplea para aterrizar tuberías galvanizadas o varillas, y empalmar dos cables perpendiculares al tubo
Conector GB		Es un conector apto para el aterrizaje de platinas y estructuras. Realiza la sujeción de un solo cable.

<p>Conector GBM</p>		<p>Conector mecánico apto para el aterrizaje de platinas y estructuras. Al igual que el conector anterior, realiza la sujeción de un solo cable.</p>
<p>Conector GC</p>		<p>Conector mecánico diseñado para el aterrizaje de platinas y estructuras. Realiza la sujeción de dos cables.</p>
<p>Conector GCM</p>		<p>Conector mecánico apto para aterrizaje de platinas y estructuras. Realiza la sujeción de un solo cable.</p>
<p>Conector CP</p>		<p>Conector apto para el aterrizaje de platinas y estructuras. Realiza la sujeción de dos cables.</p>
<p>Conector GL</p>		<p>Conector mecánico apto para el aterrizaje de dos cables paralelos contra platinas o estructuras.</p>
<p>Conector KS</p>		<p>Este tipo de conectores se deben aplicar en las conexiones entre conductores de cobre paralelos.</p>

Fuente: catálogo de conectores de Soldexel.

5.2 Soldadura exotérmica

Es un método de conexión permanente a partir de la unión molecular de los materiales por medio de una reacción química.

5.2.1 Ventajas de la soldadura exotérmica

- Bajos costos en los materiales requeridos para una conexión exotérmica en comparación con otros medios de conexión.
- La reacción es realizada dentro de un molde de grafito, que generalmente permite la realización de más de 50 conexiones.
- Las conexiones exotérmicas proporcionan mayor seguridad por lo tanto menos supervisión.
- No requieren de mantenimiento asociado al bajo costo del material utilizado.
- El material utilizado para la realización de la conexión tiene una durabilidad igual o mayor a los otros materiales conectados.
- Las conexiones son permanentes debido a que son soldadas alcanzando que no se deterioren con el tiempo.
- Se requiere un entrenamiento mínimo para hacer una conexión, lo que evita mano de obra especializada.
- Las herramientas y materiales para efectuar la conexión es ligera y portátil.
- La calidad de las conexiones se puede revisar por simple inspección visual, sin requerir de ningún instrumento.
- Las conexiones exotérmicas poseen capacidad de conducción de corriente mayor o igual a los conductores que la integran.
- La capacidad de corriente de la conexión es equivalente a la del cable o conductor.
- Las conexiones no son dañadas cuando se producen altas irrupciones o picos de corriente. (Pruebas realizadas demostraron que corrientes elevadas como las de cortocircuito fundieron el conductor y no la conexión exotérmica)
- Las conexiones no se deshacen ni sufren corrosión en la parte de la soldadura, independientemente del ambiente en que se destinan.
- La conexión no se puede aflojar o desajustar debido a que es una unión molecular permanente.
- Como la conexión exotérmica se transforma en una parte integrante del conductor, esto evita que se presenten problemas por insuficiencia de superficie de contacto o puntos de concentración de presiones.
- Las conexiones son permanentes debido a que son soldadas alcanzando que no se deterioren con el tiempo.
- Las conexiones exotérmicas no son afectadas por la corrosión de la misma forma que el cobre.
- No se requiere de una fuente de energía externa o generación de calor para forjar la conexión.

- Las soldaduras exotérmicas se pueden utilizar para empalmar materiales de cobre, aleaciones de cobre, acero revestido con cobre, acero de diferentes aleaciones incluyendo el inoxidable entre otros.
- Como la reacción se consume en pocos segundos, la cantidad de calor aplicada a los conductores o superficie es inferior a aquella aplicada con otros métodos de soldadura. (Este aspecto es importante, en conexiones de conductores aislados o tubos de pared fina).

5.2.2 Desventajas de la soldadura exotérmica

- Las condiciones climáticas inciden directamente en la realización del proceso y pueden posponer el trabajo en sitio durante días.
- El calor excesivo generado durante la reacción requiere de supervisión debido a los riesgos inherentes de seguridad para el personal.
- Se requiere de aditamento de seguridad para los operarios, tales como: lentes de seguridad guantes u otros accesorios de protección.
- Los materiales deben almacenarse en lugares secos, ya que están sujetos a daños por humedad o por calor.
- Se requieren horas hombres adicionales para la preparación previa a una conexión, esto se debe a la necesidad de limpieza, precalentamiento de moldes, etc.
- Debido al recocido del conductor, las conexiones exotérmicas no se pueden usar en aplicaciones bajo tracción.
- El calor intenso generado durante el proceso puede dañar el aislamiento del conductor cuando este está presente.
- Una instalación típica con soldadura exotérmica tarda más tiempo con respecto a otros métodos.

5.2.3 Aplicaciones

Sirve para realizar las conexiones entre:

- Cable y cable.
- Cable y barra copperweld para puesta a tierra.
- Cable y barras rectangulares de cobre o aluminio.
- Cable y superficies metálicas.
- Cable y rieles ferroviarios.
- Cable y cabillas utilizadas en la construcción.
- Barra y barra rectangular de cobre o aluminio.

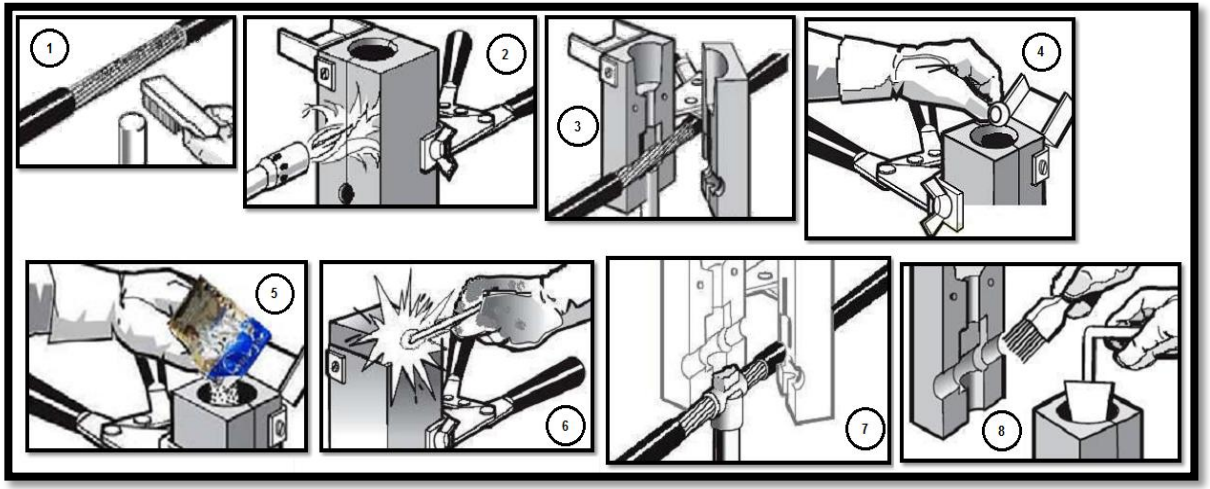
- Barra copperweld y barra copperweld.
- Barra rectangular y superficie metálica.

Las conexiones mediante soldadura exotérmica también se utilizan para conexiones subterráneas aisladas de alta tensión. Además se emplean en aplicaciones industriales para soldar barras de cobre o de aluminio.

La siguiente ilustración muestra los pasos que deben realizarse para obtener una conexión exotérmica adecuada, acompañado de los principales aspectos a tener en cuenta para cada punto.

5.2.4 Pasos para realizar una soldadura exotérmica

Figura A17. Procedimiento para la realización de soldadura exotérmica.



1. Cepillado de partes metálicas.
2. Pre calentamiento del molde.
3. Colocación del conductor en el molde.
4. Cerrado y bloqueo del molde.
5. Apertura de cartucho e inserción de polvo para soldadura.
6. Encendido en la cámara del molde.
7. Apertura del molde luego de realizada la explosión.
8. Eliminación de restos en el molde.

Fuente: Manual de SPT. Ing. Gregor Rojas

1. Si el cable dispone de aislamiento, eliminarlo en una longitud de 15 cm. Utilizando la herramienta apropiada, cepillar las partes metálicas a soldar para eliminar todo resto de óxido o suciedad.

2. Antes de realizar la primera soldadura, es imprescindible precalentar el molde con una llama durante unos minutos. De esta forma, se eliminará cualquier humedad existente en el molde y se evitarán las soldaduras porosas.
3. Abrir el molde separando los mangos del alicate. Para la colocación de los cables, barras u otros elementos a soldar dentro del molde.
4. Cerrar el alicate del molde y bloquearlo en dicha posición para evitar fugas de metal fundido durante el proceso de soldadura. Colocar el disco metálico adecuado con la parte cónica hacia abajo en el fondo de la tolva de forma que pueda obturar el orificio de colada.
5. Abrir el cartucho recomendado para el tipo de conexión a realizar y vaciar el contenido de polvo para soldadura en el crisol o cámara de reacción del molde.
6. Cerrar la tapa del molde. Accionar el fósforo ignitor e introducirlo a la cámara de reacción del molde y esperar unos momentos mientras se desarrolla la reacción provocada por la reducción del óxido de cobre por el aluminio.
7. Esperar unos minutos antes de proceder a abrir el molde. Abrir completamente para poder extraer la soldadura. Durante esta operación tenga un especial cuidado en no dañar el molde de grafito.
8. Eliminar la mugre de la tolva, del orificio de colada y la tapa del molde con el rascador de moldes. Limpiar los restos de suciedad de la cámara de soldadura con una brocha. Si el molde se mantiene todavía caliente, se puede hacer una nueva soldadura sin precalentarlo.

5.3 Conductor de puesta a tierra

Las especificaciones para el conductor de puesta a tierra utilizado en subestaciones eléctricas se han definido en la primera sección de este manual. Para este caso, se da a conocer el método para encontrar el calibre de este conductor en instalaciones eléctricas de baja tensión.

En este punto, el conductor de puesta a tierra se dimensiona de acuerdo al cálculo de la acometida que presente el mayor calibre en la instalación, y para ello la NTC 2050 estima en una tabla los valores del conductor de tierra que corresponde a cada calibre de acometida (ver tabla **A14**).

Para el conductor de puesta a tierra en equipos (conecta al barraje equipotencial todas las partes metálicas de tableros, equipos y demás partes de la instalación), es importante tener en cuenta los siguientes aspectos al momento de seleccionar el calibre adecuado.

- El conductor de puesta a tierra en equipos no debe ser menor al calibre dimensionado para el neutro.

- Para cualquier tipo de instalación, el conductor de puesta a tierra en equipos no debe ser menor al calibre 8 AWG.
- Para acometidas en redes de distribución o instalaciones industriales, el calibre del conductor de puesta a tierra no debe ser menor al implementado para las acometidas de servicio eléctrico.
- Se deben tener en cuenta las limitaciones que tiene el uso de conductor de aluminio para estas aplicaciones, dejando claro que nunca debe usarse como conductor de puesta a tierra, pero si puede usarse en algunos casos como conductor de puesta a tierra en equipos.

Tabla A14. Conductor de puesta a tierra en sistemas de corriente alterna para instalaciones.

Sección transversal de mayor conductor en acometidas (equivalente paralelo)				Calibre del conductor de puesta a tierra equivalente			
Cobre		Aluminio recubierto de cobre		Cobre		Aluminio recubierto de cobre	
mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
≤ 33,62	≤2	≤53,5	≤1/0	8,36	8	13,29	6
42,2 ó 53,5	1 ó 1/0	67,44 ó 85,02	2/0 ó 3/0	13,29	6	21,14	4
67,44 ó 85,02	2/0 ó 3/0	107,21 ó 126,67	4/0 ó 250	21,14	4	33,62	2
107,21 hasta 177,34	4/0 hasta 350	152,01 a 253,35	300 a 500	33,62	2	53,50	1/0
202,68 a 304,02	400 a 600	278,68 a 456,03	550 a 900	53,50	1/0	85,02	3/0
329,35 a 557,37	650 a 1100	506,70 a 886,73	1000 a 1750	67,44	2/0	107,21	4/0
≥608,04	≥1200	≥912,06	≥1800	85,02	3/0	126,67	250

Fuente: NTC 2050.

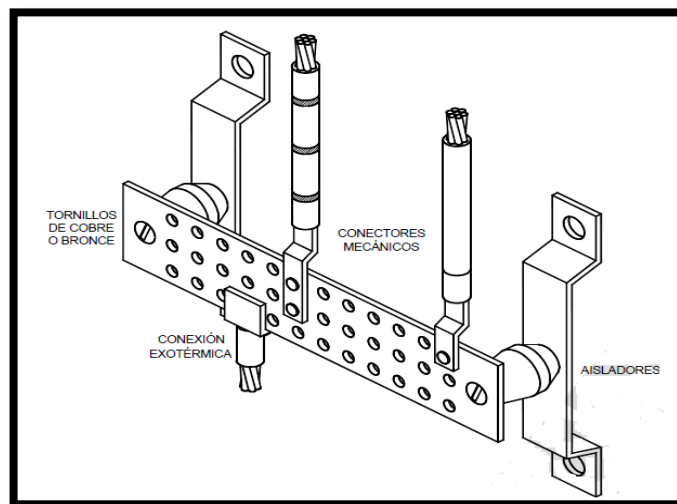
5.4 Barraje Equipotencial

El barraje equipotencial es una parte importante en la implementación de un SPT, ya que en él se realizan las conexiones físicas a un solo punto de los conductores de puesta a tierra en equipos, además de funcionar como medio de conexión sólida entre el conductor de tierra conectado a la malla o al cable enterrado y los conductores de tierra en equipos.

En este elemento se realizan conexiones mecánicas sólidas, utilizando preferiblemente tornillos de bronce o de acero galvanizado para el aseguramiento de los terminales (también pueden usarse conexiones con soldadura exotérmica) y debiendo utilizar aisladores eléctrico como soporte, evitando la conexión directa del barraje con la parte metálica de la caja que lo incluya.

Su clasificación incluye los barrajes principales (BPT) y los barrajes secundarios (BST), los cuales se diferencian entre sí por la conexión directa del barraje a la malla de puesta a tierra (caso primario). Es recomendable usar elementos de este tipo hechos con material que evite la presencia de corrosión galvánica.

Figura A18. Esquema general de un barraje equipotencial.

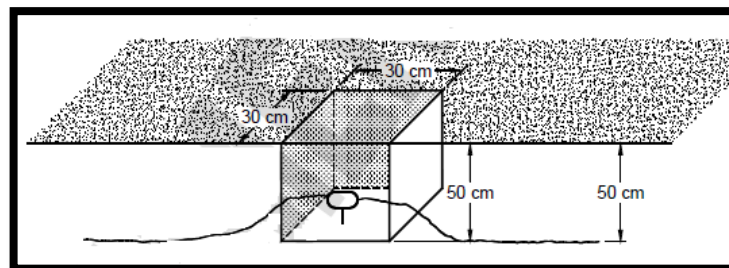


Fuente: Proyecto de norma técnica colombiana DE 389/03.

5.5 Cajas de inspección

En las cajas de inspección se brinda aseguramiento para los electrodos de puesta a tierra, además de facilitar la inspección de su conexión con el conductor de puesta a tierra.

Figura A19. Medidas generales de una caja de inspección.



Fuente: Proyecto de norma técnica colombiana DE 389/03.

5.6 Elementos para SPT según NTC 2206

Para los componentes y conectores a emplear en la construcción de un SPT, se debe garantizar que cada uno de estos elementos sea adecuado para utilizar de forma directa hacia tierra (enterrado) o embebido en concreto. En todos los casos, deben suministrarse los tornillos o elementos de acople que sean certificados y necesarios para el ensamble y conexión.

5.6.1 Materiales sugeridos para la construcción de un SPT

- Acero con recubrimiento de cobre.
- Acero con recubrimiento de zinc.
- Acero inoxidable.
- Cobre o una aleación de cobre con 80% de cobre como mínimo.

Para la conexión de elementos, se debe garantizar que la fijación sea segura y confiable. De lo contrario, hay que realizar procedimientos de soldadura en este tipo de trabajos.

5.6.2 Tornillos

Si se emplean tornillos, estos no deben ser menores a los sugeridos en la tabla **A15**.

Tabla A15. *Tamaños de los tornillos para terminales.*

Calibre del conductor, AWG (mm ²)	Tamaño mínimo del tornillo, USA o pulgadas (mm)
14 - 8 (2,1 - 8,8)*	No. 10 (4,8)
6 (13,3)	1/4 pulgada (6,4)
4 (21,1)	5/16 pulgada (7,9)

**La forma común del tornillo para sujeción del conductor no es aceptable para asegurar un conductor sólido de más de No. 8 AWG (8,4 mm²) o No. 10 (5,3 mm²) trenzado.*

Fuente: NTC 2206.

5.6.3 Placas

Si se hace uso de una parte de hierro fundido diferente de hierro maleable, no debe tener menos de 1/8 de pulgada (3,2 mm) de espesor. Una parte de hierro

maleable y una parte de metal fundido no ferroso debe medir más de 3/32 de pulgada (2,4 mm) de espesor.

5.6.4 Abrazaderas

Si se hace uso de algún conector tipo abrazadera, se debe tener en cuenta las siguientes especificaciones.

- Estas deben tener 3/4 de pulgada (19,1 mm) de ancho y 0,053 pulgadas (1,35 mm) de espesor antes del galvanizado, como mínimo para el caso que sea de lámina metálica, y no debe ser menor de 0,048 pulgadas (1,22 mm) de espesor si es de cobre.
- Las abrazaderas deben tener una base metálica rígida para colocarla en el electrodo de puesta a tierra, y si el conector está diseñado para uso con conduit de metal rígido, debe tener mínimo la cantidad aplicable de abrazaderas especificadas en la tabla **A16**.

Tabla A16. Abrazaderas para grapas de tipo protector.

Tamaño comercial del conduit de metal rígido (Pulgadas)	Número mínimo de abrazaderas
1/2	1
3/4	2
1	3

Fuente: NTC 2206.

5.6.5 Boquillas (Bushings)

Una boquilla de puesta a tierra tiene medios para la conexión de un conductor de conexión o de puesta a tierra. Si no cuenta con este medio, se puede equipar con un tornillo que sirve como parte de la función de conexión.

El tornillo de conexión no se debe extender más de 1/8 de pulgada (3,2 mm) más allá de la superficie de la boquilla, excepto cuando dos o más tornillos, o su equivalente, están espaciados uniformemente alrededor de la boquilla. Este ajuste puede ser menor de 1/8 de pulgada pero no menor de 1/16 de pulgada (1,6 mm). Cuando se ajusta en cualquier posición para hacer una conexión, el tornillo de conexión debe entrar como mínimo dos hilos en la boquilla.

5.6.6 Conductor blindado para conexión a tierra

Debe estar compuesto por un conductor sencillo resistente a la corrosión colocado dentro de una armadura de acero flexible helicoidal, similar en su diseño general al empleado en los cables blindados.

La cinta usada en el blindaje no debe medir menos de 0,025 pulgadas (0,64 mm) de espesor.

Tabla A17. *Peso del blindaje de cinta sencilla.*

Calibre del conductor AWG (mm ²)	Peso mínimo, libras por 100 pies (kg/30,5 m)	
	Conductor sólido	Conductor trenzado
8(8,4)	7,25 (3,2)	7,97 (3,6)
6(13,3)	8,60 (3,9)	9,53 (4,3)
4(21,1)	10,30 (4,7)	11,48 (5,2)

Fuente: NTC 2206.

5.6.7 Empalmes

Los empalmes que conforman el blindaje deben estar hechos en cinta de acero, además de presentar condiciones óptimas de aplicación. Estos empalmes no deben aumentar materialmente el espesor o el diámetro del blindaje, ni reducir su resistencia mecánica.

5.6.8 Electrodo de varilla

El electrodo de puesta a tierra no debe tener menos de 2,40 m de longitud y debe estar en capacidad de ser enterrado a una profundidad de 2,40 m.

Debe ser de cobre, acero inoxidable u otro metal no ferroso adecuado con un diámetro no inferior a 1/2 pulgada (12,7 mm), y si no es circular, debe tener un perímetro no inferior a 1,6 pulgadas (40,6 mm) y un espesor mínimo de 3/8 de pulgada (9,5 mm).

Si el electrodo seleccionado es de cobre con recubrimiento de acero inoxidable, el recubrimiento no debe medir menos de 0,015 pulgadas (0,38 mm) de espesor en cualquier punto.

Similar a lo anterior, si es de acero con recubrimiento de cobre, el recubrimiento no debe medir menos de 0,010 pulgadas (0,25 mm) de espesor en cualquier punto.

En la tabla **A18** se muestran las especificaciones para la selección de electrodos de puesta a tierra, de acuerdo a las especificaciones del RETIE.

Tabla A18. Especificaciones para electrodos de puesta a tierra.

TIPO DE ELECTRODO	MATERIALES	DIMENSIONES MÍNIMAS			
		Diámetro mm	Área mm ²	Espesor mm	Recubrimiento μm
Varilla	Cobre	12,7			
	Aleaciones de cobre	12,7			
	Acero inoxidable	15			
	Acero galvanizado en caliente	16			70
	Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre	14			250
	Acero con recubrimiento total en cobre	15			2000
Tubo	Cobre	20		2	
	Acero inoxidable	25		2	
	Acero galvanizado en caliente	25		2	55
Fleje o cinta sólida	Cobre		50	2	
	Acero inoxidable		100	3	
	Cobre cincado		50	2	40
Cable trenzado	Cobre o cobre estañado	1,8 para cada hilo	50		
	Acero galvanizado en caliente	1,8 para cada hilo	70		
Alambre redondo	Cobre	8	50		
	Acero galvanizado	10	78,5		70
	Acero inoxidable	10			
	Acero recubierto de cobre	10			250
Placa sólida	Cobre		250000	1,5	
	Acero inoxidable		360000	6	

Fuente: RETIE.

5.6.9 Derivación para medidores de agua

Una derivación para medidor de agua debe estar compuesta de dos conectores acoplados por medio de un conductor de cobre sólido No. 4 AWG (21,2 mm²) o de mayor calibre.

5.6.10 Dispositivos varios

Los dispositivos no contemplados en la NTC 2206, como las tuercas de seguridad y empaques de conexión, cuñas terminales de puesta a tierra, adaptadores y similares se deben juzgar de acuerdo a la pertinencia de su aplicación según sea la situación y a la confiabilidad de la conexión efectuada.

5.6.11 Rotulado

Todos los componentes de un SPT deberán estar rotulados y marcados, pues la importancia de esto radica en que por medio del rotulo se grabará la firma del fabricante junto con la garantía ligada a sus productos.

6. MEDICIONES EN SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

6.1 Medición de la resistividad del suelo

6.1.1 Método de la variación de profundidad

También llamado método de los tres puntos, consiste en tomar pruebas de resistividad a partir de la variación de la profundidad del electrodo enterrado en el suelo. Los valores de resistencia medidos reflejan la variación de la resistividad al incrementar la profundidad.

Este método de medición tiene las siguientes ventajas:

- El valor teórico de la resistencia de puesta a tierra es simple de calcular, además de ofrecer resultados fáciles de interpretar.
- Enterrar la varilla para la medición es usualmente una operación fácil.

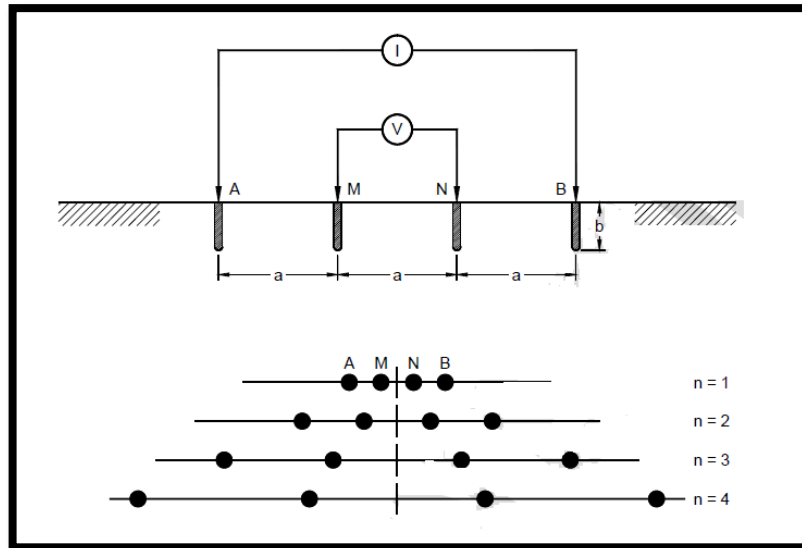
6.1.2 Método de los dos puntos

Consiste en el uso de dos pequeños electrodos, uno más pequeño que el otro, ambos unidos a una varilla de aislamiento. El terminal positivo de la batería se conecta a través de un miliamperímetro al electrodo más pequeño y el terminal negativo al electrodo restante. El instrumento puede calibrarse para medir directamente en ohm-centímetro con el valor nominal de la batería, si no, simplemente se aplica ley de Ohm.

6.1.3 Método de los cuatro puntos

Es el método de mayor precisión en la medición de resistividad de suelos de gran tamaño. Consiste en enterrar pequeños electrodos en cuatro pequeños huecos en la tierra, todos a una profundidad b y espaciados a intervalos a . Una corriente de prueba I pasa entre los dos electrodos externos y un potencial V entre los dos electrodos internos es medido con un potenciómetro o un voltímetro de alta impedancia. Se aplica la ley de Ohm, donde V/I dará como resultado la resistencia R en ohms.

Figura A20. Arreglo de Wenner.



a: distancia entre electrodos adyacentes (m).

b: profundidad de electrodos más lejanos (m).

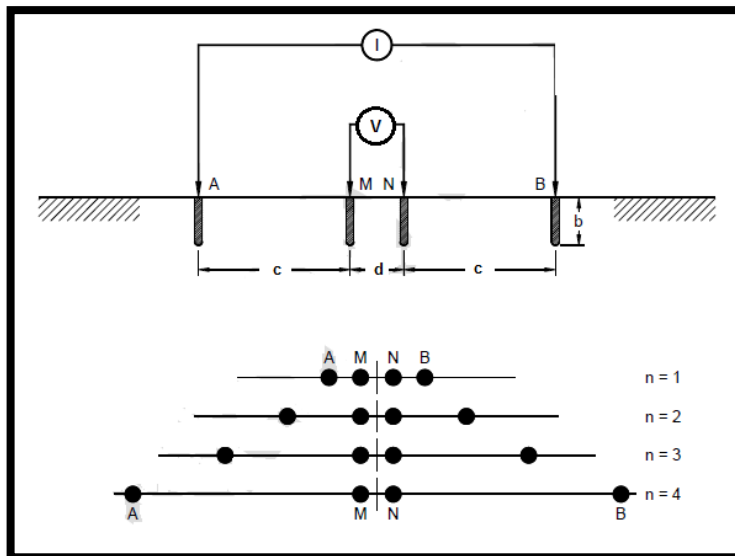
Fuente: Proyecto de norma técnica Colombiana DE 389/03.

Este método también es conocido como el método de Wenner y la resistividad viene dada por:

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

El método de los cuatro puntos tiene una variación, la cual es conocida como arreglo espaciado desigualmente o arreglo de Schlumberger-Palmer. Esta configuración es muy similar a la descrita con anterioridad, con la diferencia de que los dos electrodos internos están espaciados una distancia d y los externos respecto al interno más próximo estarán espaciados una distancia c como se muestra en la figura **A21**.

Figura A21. Arreglo de Schlumberger-Palmer.



b: profundidad de electrodos más lejanos (m).
c: distancia entre electrodos adyacentes alejados (m).
d: distancia entre electrodos centrales fijos (m).
 Fuente: Proyecto de norma técnica Colombiana DE 389/03.

Cálculo de resistividad con el método de Schlumberger-Palmer

$$\rho = \frac{\pi c(c + d)R}{d}$$

R: radio del electrodo (m).

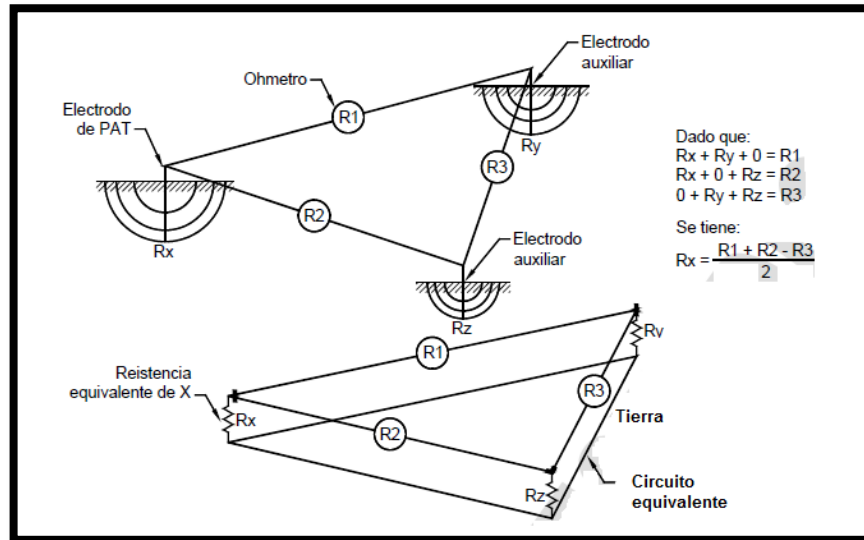
6.2 Medición de la Impedancia del suelo

Esta medición es un poco más compleja que la de resistividad, pues al determinar la impedancia se tendrán a consideración las componentes de resistencia, capacitancia e inductancia. La resistividad es de interés en la conexión y construcción del equipo de puesta a tierra, mientras la capacitancia e inductancia serán de interés para altas frecuencias relacionadas con las radio comunicaciones y las descargas atmosféricas.

6.2.1 Método de los tres puntos

Este método envuelve el uso de dos electrodos de prueba con las resistencias de los electrodos de puesta a tierra designadas como r_y y r_z , y el electrodo a medir como r_x . Las resistencias entre cada par de electrodos son medidas y designadas como R_1 , R_2 y R_3 . El cálculo de la resistencia R_x se muestra a continuación con la configuración de la prueba.

Figura A22. Método de los tres puntos.



$$R_x = \frac{(R_1) - (R_3) + (R_2)}{2}$$

R_x : RPAT a calcular (Ω).

R_1 : resistencia designada para electrodo 1 (Ω).

R_2 : resistencia designada para electrodo 1 (Ω).

R_3 : resistencia designada para electrodo 1 (Ω).

Fuente: Proyecto de norma técnica Colombiana DE 389/03.

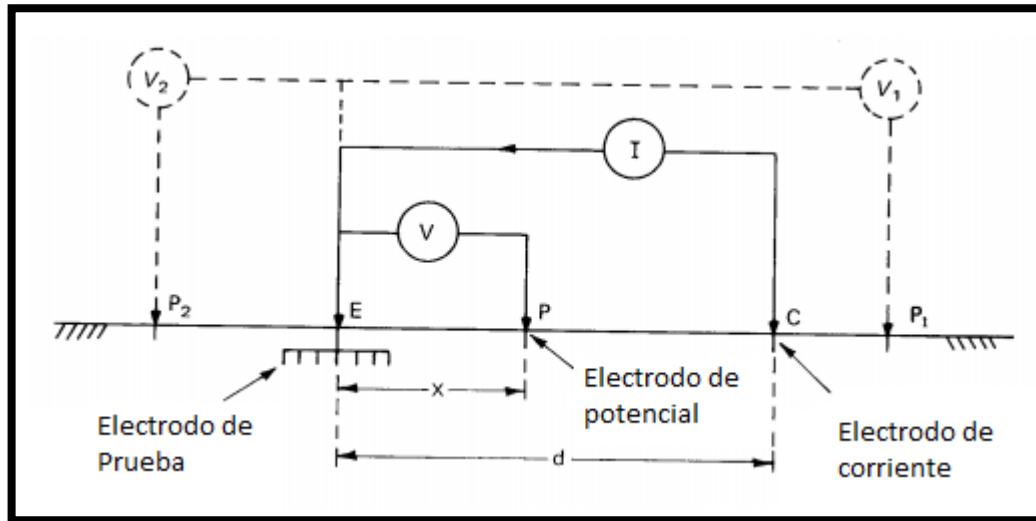
6.2.2 Método de la caída de potencial

El método consiste en una corriente que circula por el electrodo que es medido, y nota la influencia de esta corriente en términos de tensión entre la puesta a tierra que se evalúa y el electrodo de potencial de la prueba.

La corriente I pasa a través del electrodo que se mide E y el electrodo de corriente C . Se miden los potenciales con respecto a la puesta a tierra bajo prueba (E) la cual es sumida por conveniencia como potencial cero.

Se grafica la relación de $V/I = R$ como función de la separación de la sonda x . El electrodo se ubica lejos de la puesta a tierra que se mide, estableciendo una distancia de separación cambiante para tomar la medición respectiva en cada punto del electrodo distante. Esta impedancia es graficada como función de la distancia.

Figura A23. Método de la caída de potencial.



Fuente: IEEE 81.1.

7. MEDICIÓN DE IMPEDANCIA DE PUESTA A TIERRA PARA SISTEMAS EXTENDIDOS, INTERCONECTADOS O DE GRAN TAMAÑO.

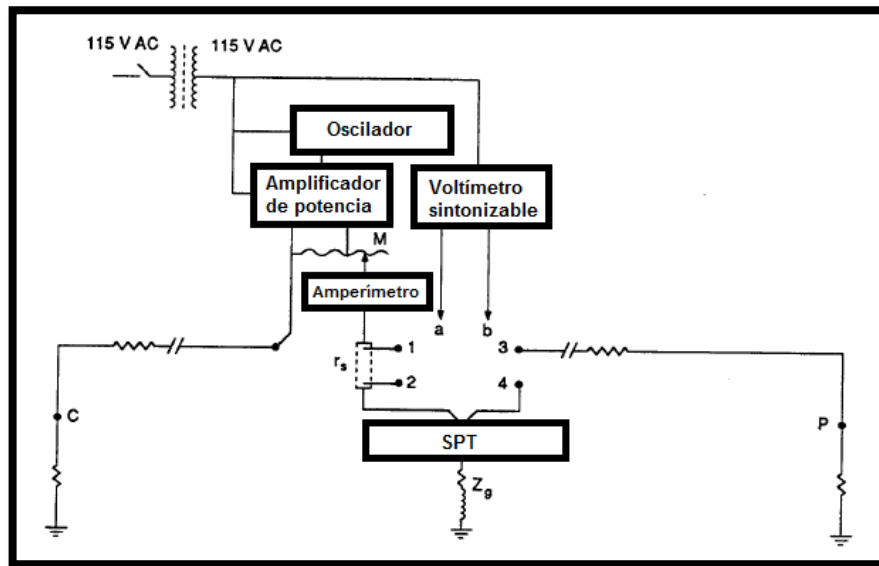
Las siguientes pruebas comprenden la metodología y configuraciones más utilizadas en el campo de las puestas a tierra, respecto a las medidas de impedancia para SPT que estén interconectados entre sí, ó sistemas de tierras que abarquen una gran extensión en su disposición. La realización de los ensayos depende del tipo de fuente que se implementa para encontrar los parámetros requeridos, y se mencionan las principales características de cada una a continuación.

7.1 Pruebas con fuente generadora de señales y amplificador de potencia

7.1.1 Método del voltímetro sintonizable

Este método es uno de los más simples y más utilizados para encontrar la impedancia de puesta a tierra en una instalación, debido a que los equipos que se utilizan en esta prueba son de uso común en diferentes aplicaciones. Los rangos de corriente inyectados en esta prueba oscilan entre 0,1 A y 10 A.

Figura A24. Método del voltímetro sintonizable.



*M: Transformador adaptable.
C: Electrodo de corriente remoto.
P: Electrodo de potencial remoto.
Fuente: IEEE 81.2.*

Elementos utilizados para la prueba

- Transformador de aislamiento (relación 1:1).
- Oscilador estable.
- Amplificador de potencia con transformador de adaptación (M).
- Voltímetro con selector de frecuencia.
- Resistencia paralela.

Procedimiento

La idea es poder medir la tensión y la corriente a fin de encontrar la impedancia por ley de Ohm, teniendo la posibilidad de encontrar el ángulo de la misma a través de mediciones en ciertos puntos.

1. Encontrar una banda de frecuencia por encima o por debajo de la frecuencia del sistema que no supere el rango de ± 10 Hz, con el fin de disminuir efectos por ruido.
2. Ajustar el oscilador de frecuencia en el valor determinado anteriormente y sintonizar el voltímetro con selector de frecuencia al oscilador.
3. Ajustar la salida del amplificador de potencia a la corriente seleccionada por el operario para medir la tensión entre los puntos 1 y 2 (se recomienda un valor

- de 0,5 A). Es posible que sea necesario ajustar el transformador de adaptación (M en figura **A24**) para obtener el valor nominal del amplificador.
4. Medir el potencial entre el SPT (malla) y el electrodo de potencial remoto, es decir, entre puntos 3 y 4.
 5. Repetir pasos 1 a 4 para puntos más lejanos al inicial hasta encontrar una asíntota en la gráfica que determine el valor de la impedancia de puesta a tierra.
 6. Si es necesario encontrar el ángulo de la impedancia, medir tensiones entre 1-2, 3-4, y 3-1 y aplicar la siguiente ecuación:

$$\cos\phi = \frac{V_{31}^2 - V_{34}^2 - V_{12}^2}{2V_{34}V_{12}}$$

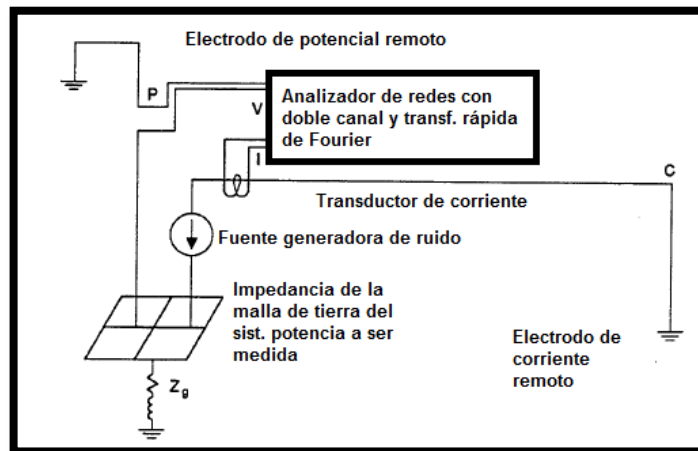
7.1.2 Método del analizador de redes con doble canal

Para esta prueba, el instrumento utilizado (analizador de redes) determina automáticamente los valores de impedancia de puesta a tierra y ángulo a partir de la medición de tensiones y corrientes en el ensayo, realizando esta labor mediante una técnica de escaneo de frecuencias.

Elementos utilizados para la prueba

- Analizador de redes.
- Transformador de corriente.
- Fuente generadora de ruido.
- Electrodo remoto de tensión y corriente.

Figura A25. Esquema de conexión para analizador de redes.



Fuente: IEEE 81.2.

Procedimiento

1. Ajustar el generador de ruido entre 0 y 400 Hz para evitar afectaciones en el transformador de salida.
2. Filtrar las señales de tensión y corriente.
3. Digitalizar y transformar al dominio de frecuencia las señales anteriores por medio de la transformada rápida de Fourier (FFT).
4. Mostrar los valores de impedancia y ángulo con la función de transferencia dada en el analizador de redes.
5. Repetir los pasos anteriores para un resultado más preciso.

7.2 Pruebas con inyector de corriente

7.2.1 Método de la frecuencia de batido

Esta prueba utiliza una fuente de potencia externa con un rango mínimo de frecuencia respecto al sistema en cuestión y un condensador en serie que reduce la impedancia del circuito de corriente. Generalmente aplica para líneas de transmisión, y estas deben estar fuera de operación al momento del ensayo.

Las frecuencias de batido se presentan al medir la corriente inyectada (I_s) y la corriente de interferencia causada por la red (I_i). De esta forma, se realiza la medición de V_{max} , I_{max} , V_{min} e I_{min} como producto de las diferencias y batidos de frecuencia que se presentan en la instalación. Una vez medidos, se realizan las siguientes ecuaciones dependiendo del caso.

- Caso 1: Corriente inyectada mayor a la corriente de interferencia.

$$I_s = \frac{I_{max} + I_{min}}{2}$$

- Caso 2: Corriente inyectada menor a la corriente de interferencia.

$$I_s = \frac{I_{max} - I_{min}}{2}$$

- Caso 3: Tensión aplicada mayor a la tensión de interferencia.

$$V_s = \frac{V_{max} + V_{min}}{2}$$

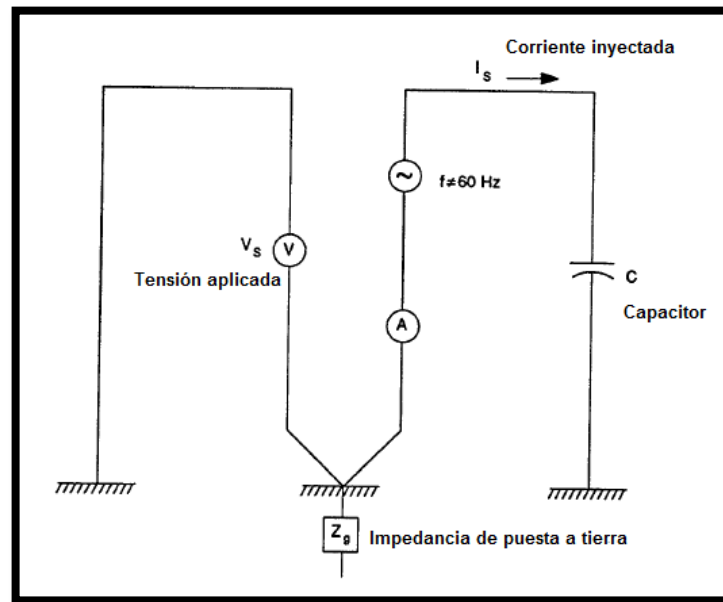
- Caso 4: Tensión aplicada menor a la tensión de interferencia.

$$V_s = \frac{V_{max} - V_{min}}{2}$$

- Impedancia de puesta a tierra para cualquier combinación.

$$Z_g = \frac{V_s}{I_s}$$

Figura A26. Esquema de conexión para el método de batido de frecuencia.



Fuente: IEEE 81.2.

7.3 Pruebas con fuentes de potencia de baja tensión

7.3.1 Método de inversión de corriente de prueba

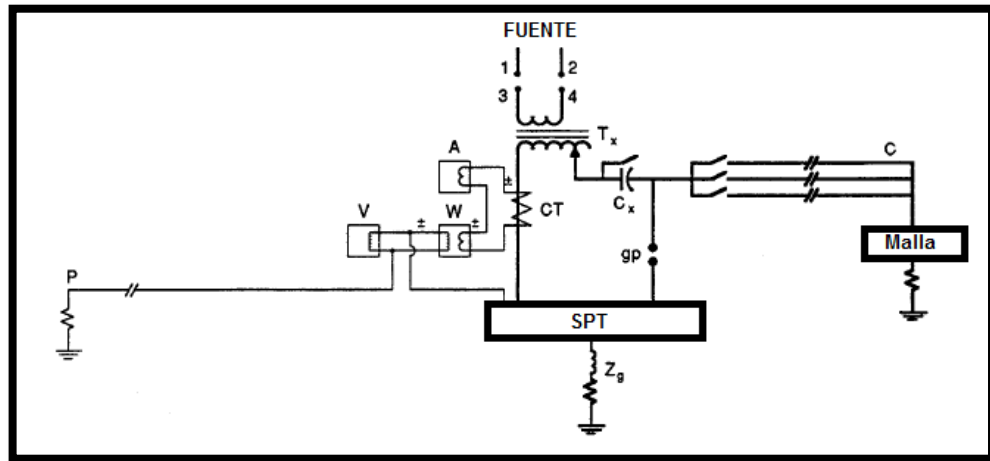
La implementación de este método se fundamenta en el hecho de que al momento de realizar una prueba con fuentes de baja tensión ante la presencia de un sistema energizado, puede desencadenar en el aumento de frecuencias fundamentales y armónicas que pueden afectar la medición. Con la realización de esta prueba, se disipan tales efectos eliminando las interferencias que originar errores en los resultados obtenidos.

Elementos utilizados para la prueba

- Fuente de servicio.
- Transformador adaptable y ajustable (T_x).
- Capacitor serie – opcional (C_x).
- Línea de transmisión fuera de servicio.
- Brecha de protección (gp) ajustada para 2-3 kV.

- Vatímetro (W).
- Voltímetro (V).
- Amperímetro (A).
- Transformador de corriente (CT).

Figura A27. Método de inversión de corriente de prueba.



Fuente: IEEE 81.2.

Procedimiento

1. Se mide V_{sa} , I_{sa} y P_{sa} en los puntos 1-3 y 2-4.
2. Se mide V_{sb} , I_{sb} y P_{sb} para los puntos 1-4 y 2-3, con el punto 3 conectado a 4 (puntos 1 y 2 abiertos).
3. Se toma el dato medido en voltímetro (V_i), amperímetro (I_i) y vatímetro (P_i).
4. Si hay una corriente inicial (I_i) en la línea de inyección cuando se cortocircuita la fuente que entrega I_s (puntos 3 y 4 unidos), corresponde a tensión de malla aumentada (V).
5. Para minimizar errores causados por V_i y I_i , pueden medirse estos valores antes y después de la prueba. De este modo, se calcula I_s , V_s y P_s con las siguientes ecuaciones.

$$I_s = \sqrt{\frac{I_{sa}^2 + I_{sb}^2}{2} - I_i^2}$$

$$V_s = \sqrt{\frac{V_{sa}^2 + V_{sb}^2}{2} - V_i^2}$$

$$P_s = \frac{P_{sa} + P_{sb}}{2} - P_i$$

6. Se calcula la impedancia, la resistencia, la reactancia y el ángulo por medio de estas ecuaciones.

$$\text{Impedancia de puesta a tierra: } Z_g = \frac{V_s}{I_s}$$

$$\text{Resistencia de puesta a tierra: } R_g = \frac{P_s}{I_s^2}$$

$$\text{Reactancia de puesta a tierra: } X_g = \sqrt{Z_g^2 - R_g^2}$$

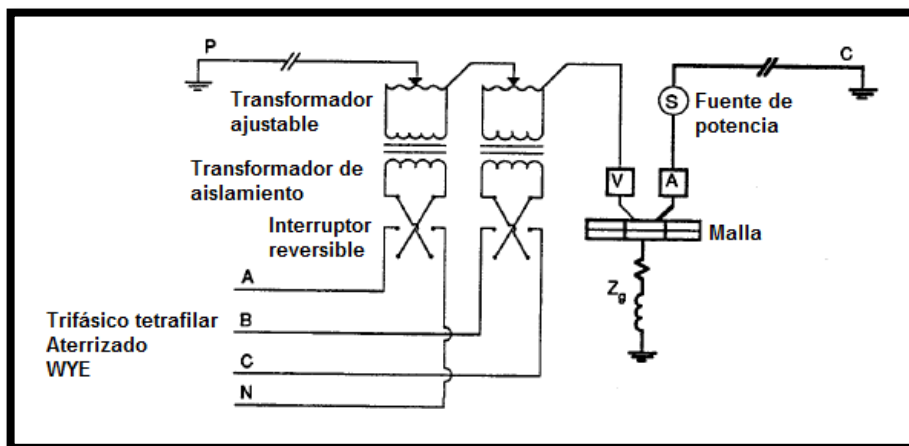
$$\text{Angulo: } \cos \phi_s = \frac{P_s}{V_s I_s}$$

7.3.2 Método de la compensación de interferencia

Este ensayo compensa la componente fundamental en frecuencia para la tensión residual, a través de una tensión de inyección en frecuencia. Una vez realizada esta labor, se realiza una inyección de corriente por medio de la conexión mostrada en la figura **A28**, para que de este modo se obtenga la medición de la tensión de la malla con frecuencia fundamental a través del voltímetro conectado en la prueba. La compensación se realiza con la fuente ajustable (transformador).

Se utiliza una línea de transmisión que esté fuera de servicio para la inyección de corriente con la fuente. Se puede usar este método en conjunto con una línea de transmisión fuera de servicio conectada en paralelo a una línea energizada para medir la impedancia del sistema aterrizado.

Figura A28. Compensación de interferencia.



Fuente: IEEE 81.2.

7.4 Simulación de fallas para medida de impedancia de puesta a tierra

Esta forma de ensayo establece condiciones más exigentes en la instalación de referencia, ya que los valores de prueba utilizados son nominales en tensión y de corriente de falla máxima. Sin embargo, gracias a esto es posible encontrar mayor precisión en parámetros como elevación de potencial en la malla de puesta a tierra, distribución de corrientes a través del SPT, perfiles de tensión, tensiones inducidas, entre otros.

7.4.1 Precauciones

- Considerar que todos los cables utilizados en la prueba están energizados para evitar contacto con ellos.
- Evitar distracciones con elementos de comunicación u otros accesorios durante la prueba.
- Evitar contacto con partes de la instalación que podrían presentar potenciales diferentes.
- Comprobar la culminación del ensayo por medio de inspección visual en la apertura del circuito de prueba.
- Proteger equipos y utilizar elementos de protección ante el riesgo de presenciar elevadas diferencias de potencial.

7.4.2 Configuraciones de falla

- La simulación de fallas otorga una mayor precisión en la impedancia de puesta a tierra.
- Es acertado realizar la simulación de fallas con toda la instalación conectada como si operara normalmente.
- Las líneas aéreas y de apantallamiento deben considerarse en esta prueba, ya que en la distribución de corrientes pueden detectarse partes energizadas en estos elementos.
- El SPT no influye notablemente en la magnitud de la corriente de falla, pero debe diseñarse para soportar estos parámetros.
- Las magnitudes de corrientes de falla reducidas pueden brindar buenos resultados si no se logra llegar al valor máximo de falla.
- Las magnitudes de corriente de falla pueden reducirse si se ejecutan desde subestaciones remotas o utilizando fuentes aterrizadas.

7.4.3 Iniciación de falla

Puede iniciarse de varias formas, entre las principales se encuentran:

- Cerrar el interruptor a tierra para alguna de las fases.
- Cerrar los contactos de un interruptor iniciador de falla colocado entre fase y tierra.
- A través de un fusible a tierra.

7.4.4 Otras consideraciones

Para calcular la impedancia de puesta a tierra en este tipo de aplicación, es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos importantes:

- Medidas de corriente: Una de las posibilidades y opciones más comunes es utilizar un transformador de corriente (CT) conectado en forma diferencial, con el fin de reducir la magnitud de corriente de falla hacia valores que sean medibles con amperímetros.
- Medidas de potencial: Se recomienda usar transformadores de potencial (PT) o divisores de tensión resistivos conectados en la malla.

En ambos casos, es importante establecer pasos restringidos y aislar adecuadamente los cables de prueba.

- La reducción de interferencias y las calibraciones en equipos son actividades que deben realizarse adecuadamente, ya que estos ayudan a obtener datos más precisos en las medidas que correspondan al caso.

7.5 Métodos para medición de tensiones de paso y contacto

7.5.1 Método del electrodo de huella

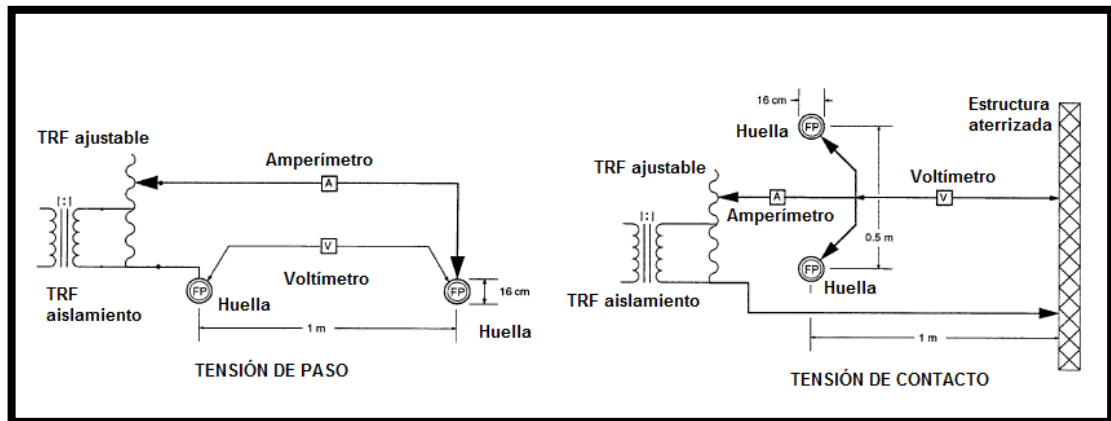
Las consideraciones que deben tenerse en cuenta al momento de realizar esta prueba son las siguientes:

- El pie de un adulto promedio se representa mediante un disco sobre la superficie que abarque un área de 200 cm^2 sobre la superficie, con un diámetro de 16 cm.
- Esta prueba es necesaria para determinar la resistencia entre mano y pie, y la resistencia entre pie y pie. A partir de allí se determinan los máximos valores permisibles para tensión de paso y contacto.

Factores que inciden en la aplicación de huellas

- Influencia del peso corporal en el electrodo de contacto.
- Tratamiento de la superficie de contacto con los electrodos de huella para establecer una resistencia de contacto baja (utilizar medio conductor para realizar prueba en condiciones desfavorables, tales como almohadillas conductoras, esponjas humedecidas, entre otras alternativas).
- Humedecer la superficie donde se va a realizar la prueba.
- Utilizar una frecuencia de 60 Hz para medir la resistencia entre dos electrodos de huella separados a una distancia de 1 m (resistencia entre pie y pie) estableciendo un peso de al menos 20 kg. El mismo valor de frecuencia puede usarse para el caso de la resistencia entre mano y pie (contacto).
- Las distancias de la prueba se dan en metros, y se utiliza amperímetro, voltímetro, transformador ajustable y transformador de aislamiento para el ensayo.

Figura A29. Método del electrodo de huella para tensiones de paso y contacto.



Fuente: IEEE 81.2.

7.5.2 Método de la sonda de prueba

Esta metodología se usa para medir las tensiones de malla a sonda, o entre sonda y sonda, durante la aplicación de corriente en la prueba.

Consideraciones

- Se usa una varilla con un diámetro entre 12-16 mm d una longitud entre 0,3 y 0,6 m.
- Es posible establecer varias configuraciones para las sondas de prueba, a fin de medir las tensiones de paso, contacto y transferidas en la malla.

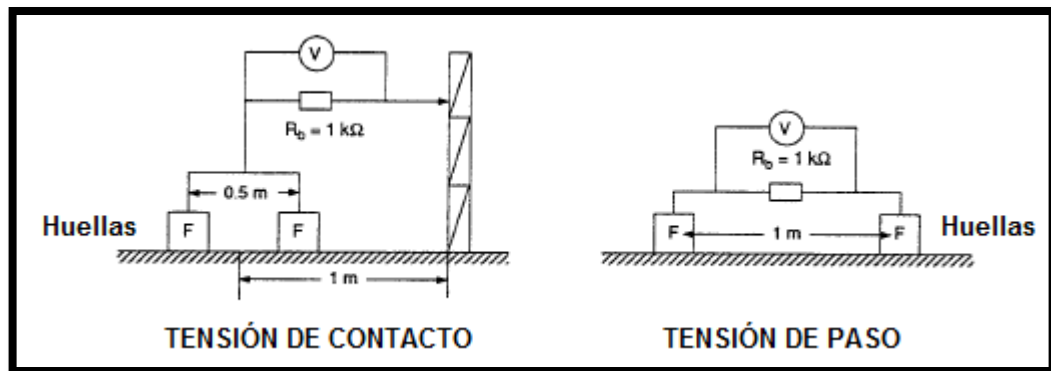
- Existen instrumentos que muestran directamente los valores de resistencia o de otros parámetros que pueden medirse con la inyección de corriente.
- Es posible usar métodos que permitan calcular la impedancia por medio de la ley de ohm.
- Esta prueba permite la medición directa de los potenciales presentes en tierra, ya sea por ensayos de larga o corta duración.
- No requiere tratamientos especiales del suelo para obtener condiciones desfavorables.
- Se usan distancias entre las sondas y el cerco perimetral de la malla de 1, 2, 5, 10, 20 metros, entre otras. Esto permite conocer los gradientes de potencial en mayor detalle.

7.5.3 Método de la simulación de persona

Esta prueba se realiza con el fin de establecer las tensiones de paso y de contacto que pueden ser tolerables en una persona, teniendo establecido el SPT diseñado para la instalación y los valores de referencia característicos del mismo.

A continuación, se muestra la configuración para el método de la simulación de persona.

Figura A30. Esquema para el método de la simulación de persona.



Fuente: IEEE 81.2.

Consideraciones de la prueba

- Las huellas utilizadas en este método tienen un peso de 20 kg cada una.
- Se utiliza la resistencia típica en un ser humano promedio (R_b) para la prueba (1 k Ω).
- La ubicación de las huellas deben ser de forma paralela, teniendo en cuenta las distancias de separación mostradas en la figura **A30**.

Valores de referencia calculados a partir de la prueba

- Tensión en el cuerpo durante tiempo de falla (V_b).

$$V_b = V_k * \frac{\text{Corriente de falla a través del SPT}}{\text{Corriente de prueba a través del SPT}} (V)$$

V_k : Tensión de paso o contacto medida entre R_b durante la prueba.

- Potencial tolerable a través del cuerpo humano.

$$V_b \leq 1000 * \frac{I_b}{\sqrt{t}} (V)$$

I_b : Corriente en el cuerpo tolerable en el ser humano (0,116 para un cuerpo de 50 kg) (A).
 t : tiempo de duración de falla (s).

8. ATERRIZADO TEMPORAL EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS.

El uso de sistemas de puesta a tierra temporales es de vital importancia en el desarrollo de labores relacionadas con el mantenimiento de instalaciones eléctricas, ya que con su aplicación se proporciona la protección al personal de servicio contra choques eléctricos que pueden afectar negativamente la integridad de las personas encargadas en determinada labor.

8.1 Precauciones para puestas a tierra temporales

- Para el desenergizado o aterrizado en líneas de transmisión, campos de conmutación y subestaciones eléctricas, el equipo temporal de puesta a tierra no tiene la confiabilidad suficiente para proteger al personal de una descarga atmosférica directa o indirecta. Por lo tanto, no se debe trabajar si existe alguna indicación de descarga atmosférica en el área de trabajo.
- Para corrientes de fallas que superen los 50000 A se pueden presentar significativas fuerzas de separación electromecánicas, lo cual puede desencadenar en la falla mecánica del cable de aterrizado temporal. Para estos casos, se recomienda el método de aterrizado de doble aislamiento, usando equipo de conmutación de puesta a tierra. Esto se recomienda en plantas de generación y plantas de bombeo.
- Por ninguna circunstancia el equipo de aterrizado temporal debe sustituir de manera prolongada o permanente al SPT de la instalación eléctrica donde se realizan los trabajos especificados.

8.2 Criterios básicos de seguridad en prácticas de aterrizado para instalaciones eléctricas

- Maximizar la seguridad del personal mientras se trabaje en el desenergizado de equipos de alta tensión, haciendo uso apropiado del equipo de aterrizado temporal a partir del entrenamiento realizado y de los procedimientos estipulados para esta aplicación.
- Limitar el lugar de trabajo a la exposición de tensiones presentes en la instalación, evitando de esta manera el energizado de partes conductoras que puedan ocasionar un accidente.
- Promover el uso de los equipos de protección para el mantenimiento y operación de instalaciones eléctricas.
- Garantizar que los equipos de aterrizado temporal no presenten falencias ante la presencia de fallas en el sistema de gran magnitud.
- Proveer barreras y áreas restringidas que faciliten el control del riesgo, bajo la dirección de personal capacitado para operar en el lugar de trabajo.
- Cumplir las mínimas pruebas de mantenimiento del equipo de aterrizado temporal.

8.3 Regla de oro en el aterrizaje de equipos y estructuras eléctricas

Las líneas y equipos de alta tensión se consideraran energizados hasta que la puesta a tierra temporal sea instalada. De esta manera, se deben respetar las distancias mínimas de seguridad mientras los equipos o estructuras no se encuentren completamente aterrizadas.

8.4 Distancias mínimas de seguridad para trabajos con puestas a tierra temporales

En la tabla **A19** se muestran las distancias de seguridad mínimas que deben tenerse en cuenta para la operación de elementos que conforman una instalación eléctrica, de acuerdo al nivel de tensión y a la altura sobre el nivel del mar donde se encuentre la zona de mantenimiento.

Tabla A19. Distancias mínimas de separación para operación en instalaciones.

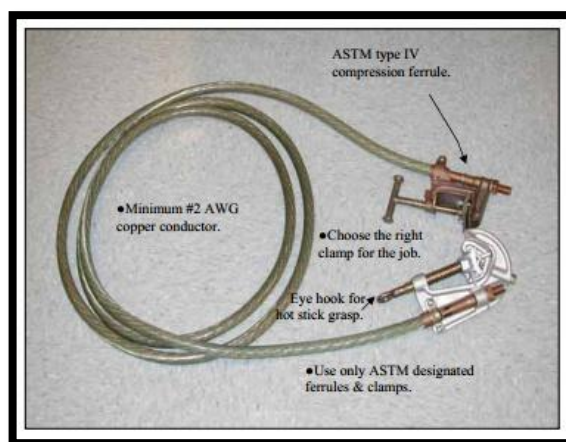
Tensión nominal (V)	Distancias (m)									
	Altura (m)									
	≤914,4	1219	1524	1829	2134	2438	2743	3048	3658	4267
0,301-0,750	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
0,751-15	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9
15,1-36	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
36,1-46	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1	1
46,1-72,5	0,9	0,9	1	1	1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2
72,6-121	1	1	1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2
138-145	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5
161-169	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6
230-242	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	2	2	2,1
345-362	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	3	3	3,1	3,3	3,4
500-550	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4	4,1	4,3	4,5

Fuente: IEEE 81.1.

8.5 Cable de aterrizado temporal

El cable usado para el aterrizado de una instalación eléctrica consiste en un conductor de cobre de adecuada longitud, ensamblado con férulas y grapas eléctricas que sean compatibles mecánicamente con el conductor seleccionado, es decir, que puedan ajustarse adecuadamente al calibre de conductor establecido para el aterrizaje temporal. Este elemento debe presentar continuidad a lo largo de todo su tramo, quedando rotundamente prohibido realizar empalmes, derivaciones o cortes en el conductor.

Figura A31. Cable de aterrizado temporal.



Fuente: IEEE 81.1.

Para la selección del conductor de puesta a tierra temporal, se debe hacer referencia hacia la tabla **A20**, en donde se presenta la capacidad del conductor en

kA y en donde se ve la influencia de la relación X/R junto al número de ciclos de la corriente eléctrica (parámetros de corrientes simétricas).

Tabla A20. Capacidad del cable de aterrizado de cobre en kA, $X/R < 10$, $f=60$ Hz

Tamaño de cable (AWG o kcmil)	Sección transversal (mm ²)	15 ciclos (250 ms)	30 ciclos (500 ms)	45 ciclos (750 ms)	60 ciclos (1s)
<2	No se permite para la protección de personas en aterrizado temporal				
2	33,6	14	9	7	7
1	42,4	16	12	9	8
1/0	53,5	21	15	12	11
2/0	67,4	27	19	16	14
3/0	85,0	34	24	20	17
4/0	107,2	43	30	25	22
250	126,7	52	37	30	26
350	177,4	72	51	42	36

Nota: Las corrientes están en amperios simétricos rms, sin capacidad amperimétrica detallada por efecto de calentamiento de corriente de offset dc. Las corrientes son aproximadamente el 70% de los valores de la tabla 3c de la ANSI F855.

Fuente: IEEE 242.

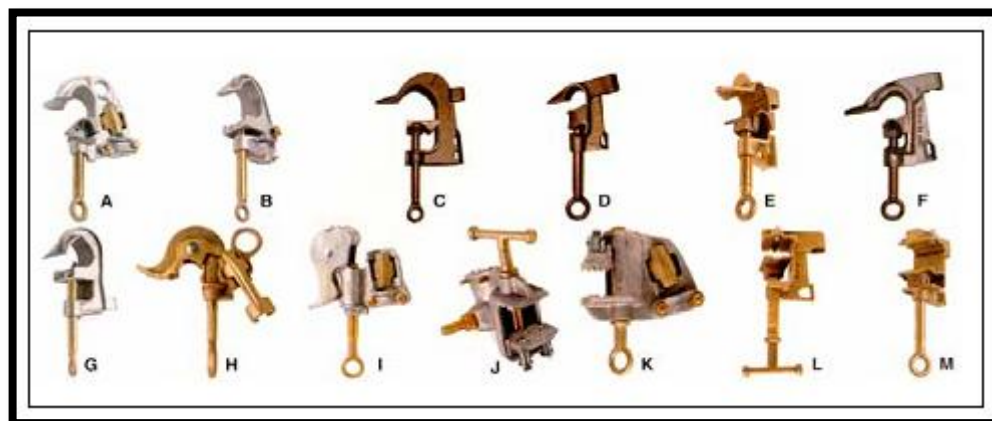
8.6 Capacidad amperimétrica para cables en paralelo y grapas temporales

Algunas consideraciones respecto al uso de cables en paralelo pueden tenerse en cuenta para el aterrizado temporal de las instalaciones eléctricas, en el caso que un solo conductor no tenga la capacidad de disipar las corrientes del sistema.

- Para dos cables en paralelo, existe un incremento de 1,8 veces la capacidad amperimétrica en el aterrizaje temporal.
- En el caso que se utilicen tres cables en paralelo, hay un aumento de 2,6 veces la capacidad amperimétrica para esta configuración.

En el caso de las grapas temporales, la IEEE 242 da a conocer diferentes tipos de estos elementos (figura **A32**) que están certificados y pueden usarse para la conexión de las partes de una instalación hacia el potencial de tierra.

Figura A32. Tipos de grapas para cables de aterrizado temporal.



Fuente: IEEE 242.

8.7 Procedimiento para el uso de cables para aterrizado temporal

Para hacer uso adecuado del cable temporal para el aterrizaje de partes que conforman una instalación eléctrica, se presentan los pasos a seguir en la implementación de este elemento.

1. Determinar la máxima corriente de falla para el lugar de trabajo, el cual viene establecido por los operadores de red en la mayoría de los casos.
2. Seleccionar el tamaño del cable en longitud y calibre, teniendo en cuenta que debe proponerse una longitud del conductor que sea adecuada para el trabajo a realizar, sin que se elija un valor excesivo del mismo. La longitud debe ser de al menos 1,5 m con la inclusión de las grapas adecuadas para la aplicación. El calibre del conductor se selecciona de acuerdo a la tabla **A20**.
3. Ensamblar el conductor con las grapas, comprobando que dicho ensamble presente un aseguramiento mecánico correcto.
4. Realizar las pruebas que avalen el adecuado desenergizado de la línea o equipo al que se le realizan trabajos de mantenimiento (pruebas de continuidad, tensiones presentes en la instalación).
5. Instalar el cable de aterrizado temporal conectando las grapas en el punto de aterrizado y en el equipo o línea, teniendo en cuenta que se debe considerar el equipo energizado hasta que no se realice el aterrizado temporal. Para este punto, se usa una pértiga para conectar la grapa en el equipo o línea.
6. Después de la conexión del cable de aterrizado temporal, se hacen pruebas para determinar si hay tensión.

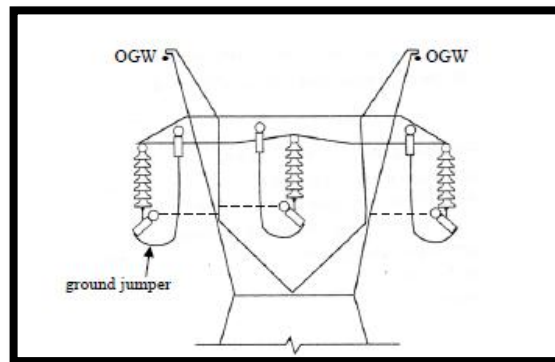
8.8 Puestas a tierra temporales en líneas de potencia

Para el caso de las líneas de potencia es necesario realizar su completo aterrizado, ya que a pesar de que estas se encuentren desenergizadas, se pueden presentar tensiones accidentales por contactos con equipos energizados, tensiones inducidas en la línea e incluso por contacto directo o indirecto con un rayo (tensiones transferidas).

Estructuras de transmisión metálicas

- *Estructuras de celosía en acero:* Para establecer puestas a tierra temporales en líneas de transmisión tendidas a través de estructuras de celosías en acero, debe conectarse el conductor para aterrizado temporal desde el punto donde se forman los puentes en los conductores de fase (antes de pasar por los aisladores, ver figura **A33**) hasta el punto de aterrizaje ubicado en la estructura. De esta manera se minimizan los efectos de inducción entre el liniero y el conductor de transmisión y se reduce la exposición del liniero a la tensión de línea. El cable de guarda también debe aterrizarse.

Figura A33. Aterrizaje para líneas de transmisión con estructuras de celosía.



Fuente: IEEE 242.

- *Estructuras conjuntas de poste de acero:* Estas estructuras poseen una conexión permanente entre sí, por lo que es necesario realizar medidas de resistencia para estas uniones y realizar inspecciones periódicas. Se debe limpiar la superficie donde se conectará el cable de aterrizado para garantizar un contacto eléctrico apropiado.
- *Estructuras de poste de acero a la intemperie:* Se debe tener cuidado con las partes oxidadas, allí no se deberá conectar el cable de tierra. Estas estructuras son construidas con enlaces entre crucetas y astas para garantizar la continuidad eléctrica.

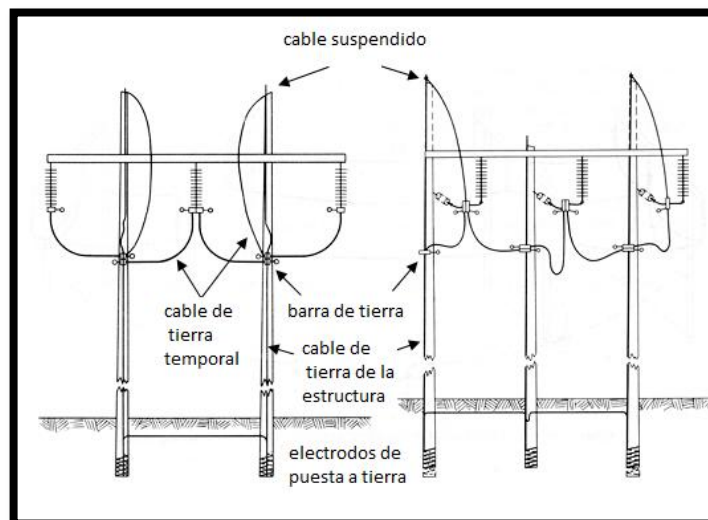
- *Acero pintado*: Similar a lo anterior, se busca un punto adecuado para conectar el cable de tierra temporal. Si no se encuentra fácilmente, puede removerse la pintura para garantizar una conexión eléctrica adecuada, y luego se repinta la parte en cuestión.
- *Conductores de tierra suspendidos*: Se conectan al sistema de tierra del lugar de trabajo (estructura de acero) con el cable de tierra temporal.
- *Estructura de pie a tierra*: Antes de instalar el cable de tierra temporal, la puesta a tierra de la estructura debe ser revisada. La tierra temporal debe ser instalada al lado de la base y conectada a la puesta a tierra del lugar de trabajo.

Aterrizado en estructuras de transmisión de poste de madera

Para el caso en que se deban realizar labores de mantenimiento en una línea de transmisión con estructuras de madera, debe conectarse el cable de tierra temporal a barra de tierra que posee la estructura y a los conductores suspendidos en la misma (ver figura **A34**).

De igual manera, deben aterrizar los cables de guarda que protejan a la estructura contra descargas atmosféricas.

Figura A34. Instalación de cables de tierra temporal en estructuras de transmisión de poste de madera.



Fuente: IEEE 242.

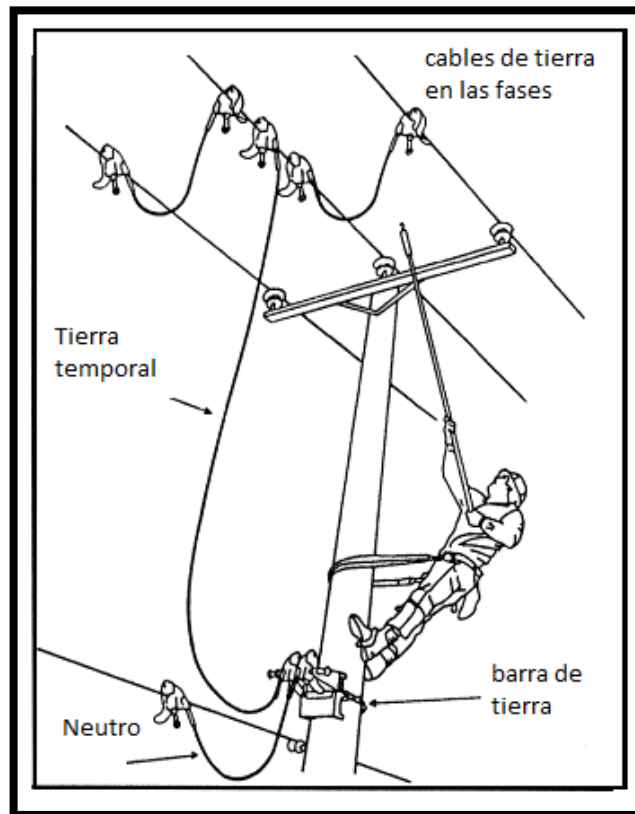
Interruptores de tierra del terminal de una línea de transmisión

Los interruptores de tierra del terminal de una línea de transmisión deben ser cerrados en paralelo con los cables de puesta a tierra temporales en el lugar de trabajo. Hacer esto asegura que los dispositivos de protección (relés, fusibles) operen dentro del tiempo dado por la relación tiempo/corriente para de manera rápida aislar la fuente de energización eléctrica accidentada. También se reduce la corriente de falla en los cables de tierra temporales empleados.

8.9 Aterrizado en líneas de distribución

Para establecer el aterrizado en las redes de distribución eléctrica, debe establecerse una conexión entre conductores de fase, los cuales deben conectarse a través de un conductor debidamente seleccionado hacia el punto de conexión a tierra que posea la estructura de media tensión. De igual manera, el neutro del sistema debe aterrizarse al mismo punto de los conductores de fase (ver figura **A35**). Las conexiones de cada elemento se realizan con una pértiga aislada.

Figura A35. Aterrizado en líneas de distribución.



Fuente: IEEE 242.

8.10 Aterrizaje a puesta a tierra para vehículos

Dispositivos aéreos

Los dispositivos aéreos que tengan o no tengan una forma de aislamiento, u otros vehículos de mantenimiento o equipo que puedan hacer contacto con la tierra temporal del lugar de trabajo o permitan al personal hacer contacto con el sitio, pueden ser aterrizados con sistemas de tierras temporales, siempre y cuando se cumpla con los requisitos para la selección del conductor y de las grapas.

Contacto con vehículos aterrizados al lugar de trabajo

Para los vehículos y equipos que son conectados a la tierra del lugar de trabajo, se puede presentar el riesgo de presentar tensiones de contacto transferidas con la superficie circundante. Por ello, cualquier vehículo o equipo conectado con la tierra del lugar de trabajo debe equiparse con una plataforma aislada o tapete conductor conectado al vehículo o equipo para equipotencializar adecuadamente las partes a proteger (ver figura **A36**).

Figura A36. *Uso de tapete conductor para proteger al personal.*



Fuente: IEEE 242.

8.11 Métodos para detección de tensión en líneas de potencia

Zumbido

El zumbido de una línea de potencia es un medio audible para determinar que la línea de potencia aun no ha sido desenergizada.

Método del tester de ruido de Zumbido

Es un instrumento conectado al final de una herramienta de línea viva y usado para producir un sonido de zumbido para indicar que la línea esta energizada.

Detectores de tensión

- *Indicador de neón:* Es colocado al final de una herramienta de línea viva y posicionado en el campo eléctrico producido por el conductor produce una clara indicación visual de que la línea se encuentra energizada.
- *Cuerno caliente o tester de ruido:* No se debe confundir con el tester de ruido de zumbido, ya que este alerta al personal por medio de una alarma audible. Se usa frecuentemente para revisar áreas bajo tierra, alrededores de un campo de conmutación, subestaciones y líneas tendidas. El rango de aplicación para este dispositivo se muestra en la tabla **A21**.

Tabla A21. Rango de detección de un tester de ruido.

Distancia desde el conductor	kV en el conductor
25,4mm	4
101,6 mm	13
305,0 mm	26
457,0 mm	33
0,92 m	110
1,83 m	230

Fuente: IEEE 1048

Detector de tensión de rango múltiple

Este dispositivo es esencialmente un medidor de intensidad de campo de rango múltiple. Es operado por medio de un selector, el cual permite usar una variedad de rangos de kV. El elemento usa la fuerza del campo para estimar la tensión de línea a línea, dando un valor estimativo, más no preciso.

9. DISTANCIAS DE SEPARACIÓN ENTRE SPT Y CABLES DE TELECOMUNICACIONES.

Con el fin de evitar tensiones inducidas en cables de telecomunicaciones utilizadas en algunos tipos de instalación eléctrica, y que no sean hechos con fibra óptica, se propone en la GTC 162 una tabla con distancias de separación pertinentes para estos casos (ver tabla **A22**).

Tabla A22. Distancias de separación entre cables de comunicaciones y SPT.

Tipo de sistema de red de transporte de energía eléctrica			Medio
Resistividad del terreno	Neutro aislado o bobina de supresión de arco	Neutro puesto directamente a tierra	
Menos 50 ($\Omega.m$)	2	5	Urbano
	5	10	Rural
50 a 500 ($\Omega.m$)	5	10	Urbano
	10	20	Rural
500 a 5000 ($\Omega.m$)	10	50	Urbano
	20	100	Rural
Más de 5000 ($\Omega.m$)	10	50	Urbano
	20	100 a 200	Rural

Fuente: GTC 162.

BIBLIOGRAFÍA

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground. New York: IEEE Power Engineering Society, 1983. 49 p. (IEEE Std. 81).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Guide for measurement of impedance and safety characteristics of large, extended or interconnected grounding systems. New York: IEEE Power Engineering Society, 1991. 93 p. (IEEE Std 81.2).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Guide for protective grounding of power. New York: IEEE Power Engineering Society, 2003. 40 p. (IEEE Std 1048).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Guide for safety in ac substation grounding. New York: IEEE Power Engineering Society, 2000. 192 p. (IEEE Std 80).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Personal protective grounding for electric power facilities and power lines. New York: IEEE Power Engineering Society, 2005. 81 p. (IEEE Std 242).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems. New York: IEEE Industry Applications Society, 1991. 234p. (IEEE Std 142).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Código eléctrico colombiano. Bogotá: ICONTEC, 1998. 1041 p. (NTC 2050).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Equipo de conexión y puesta a tierra. Bogotá: ICONTEC, 2001. 23 p. (NTC 2206).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Protección contra las perturbaciones. Separación en el suelo entre un cable de telecomunicación y el sistema de puesta a tierra de una instalación de energía eléctrica. Bogotá: ICONTEC, 2007. 7 p. (GTC 162).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Proyecto de norma técnica colombiana. Bogotá: ICONTEC, 2014. (NTC DE 389/03).

MEJÍA VILLEGAS S.A. Subestaciones de alta y extra alta tensión. Segunda edición, 2003.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Reglamento técnico de instalaciones eléctrica . Bogotá: MINMINAS, 2013. 205 p. (RETIE - Resolución No 9 0708 de agosto de 2013).

Rojas Gregor. Manual de sistemas de puesta a tierra. gediSTRUT Sistemas de Soportería Componible.

SHNEIDER ELECTRIC. Guía de diseño de instalaciones eléctricas 2010[en línea]. <http://www.schneider-electric.com.co/documents/News/automation-control/Guia_de_%20diseno_de_instalaciones_electricas_2010.pdf> [citado el 10 de octubre de 2014].

SOLDEXEL. Catálogo de conectores mecánicos [en línea]. <<http://www.soldexel.com/conectores-mec%C3%A1nicos/>> [citado el 10 de octubre de 2014].