



# **Metodología para el diseño e implementación de los sistemas de puestas a tierra para redes de distribución.**

Iván Andrés Mendoza Núñez

Universidad de Pamplona  
Facultad de Ingenierías y Arquitecturas  
Pamplona, Colombia

2019

# **Metodología para el diseño e implementación de los sistemas de puestas a tierra para redes de distribución.**

Ivan Andrés Mendoza Núñez

trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:

**Ingeniero eléctrico**

Director:

Msc Carlos Arturo Vides  
Ingeniero electrónico

Universidad de Pamplona  
Facultad de Ingenierías y Arquitecturas  
Pamplona, Colombia

2019

**Dedicatoria**

*Primeramente, doy gracias a DIOS por su amor y bondad que no tienen límites, porque me permiten sonreír ante todos mis logros y cuando caigo me coloca a prueba, aprendo de mis errores y me doy cuenta que los obstáculos que pones frente mío son para aprender a mejorar como ser humano y crecer como persona.*

*Este trabajo de grado es una gran bendición en todos los sentidos, agradezco a mi padre y no cesaran mis ganas de decir que es gracias a ti que esta meta está cumplida.*

## **Agradecimientos**

*El presente trabajo lo dedico a mis padres, hermanos, mujer e hijo, tan maravillosos seres quienes han creído siempre en mí, sembrando en un ejemplo de superación, sacrificio y humildad; enseñándome el valor de todo lo que tengo fomentando en mí, el deseo de triunfo y superación en la vida lo que ha hecho posible este logro. Espero siempre contar el valioso incondicional apoyo que me han brindado.*

## Resumen

En el presente trabajo se establece una metodología para el diseño de sistemas puesta a tierra, que se ha desarrollado con una estructura bajo el siguiente orden:

- Recopilación de información, selección y aplicación de las normativas: IEEE -80, RETIE, NTC 2050 y Norma Técnica C.E.N.S. GRUPO E.P.M.
- Cálculos, aplicación y explicación paso a paso para el diseño de SPT.
- Desarrollo de ejercicios o actividades, aplicando la metodología propuesta en este documento.
- Presentación del análisis económico de los ejercicios aplicados.
- Manual de uso de la herramienta computacional, para los cálculos en el diseño de un SPT.

Los sistemas puesta a tierra requiere de datos que son proporcionados por el operador de red en la mayoría de los casos, pero que los cálculos de manera manual generan demora y posibles errores, para ello se propone desarrollar una metodología que modifica la actual y que se basa en las normas internacionales y nacionales vigentes.

La propuesta metodológica se apoya en una herramienta computacional que facilita los cálculos, evitando errores, haciendo más ágil el trabajo del diseñador.

Los cálculos permiten la efectiva selección de los principales componentes que hacen parte de un sistema puesta a tierra, siendo, el terreno o suelo, el conductor y el electrodo de puesta a tierra.

**Palabras claves: (equipotencial, redes, tensión, electrodos, conductor eléctrico)**

## Abstract

In the present work a methodology is established for the design of grounded systems, which has been developed with a structure in the following order:

- Compilation of information, selection and application of the regulations: IEEE-80, RETIE, NTC 2050 and TECHNICAL NORMA C.E.N.S. GRUPO E.P.M.
- Calculations, application and step-by-step explanation for the SPT design.
- Development of exercises or activities, applying the methodology proposed in this document.
- Presentation of the economic analysis of the exercises applied.
- Manual of use of the computational tool, for calculations in the design of an SPT.

The grounded systems require data that are provided by the network operator in most cases, but that calculations manually generate delay and possible errors, for this, it is proposed to develop a methodology that modifies the current one and that is based on current international and national regulations.

The methodological proposal is based on a computational tool that facilitates calculations, avoiding errors, making the designer's work more agile.

The calculations allow the effective selection of the main components that are part of a grounded system, being the ground or ground, the conductor and the grounding electrode

**Keywords:** equipotential, networks, tension, electrode, electric driver

# Contenido

<b>Resumen</b> .....	V
<b>Lista de figuras</b> .....	IX
<b>Lista de tablas</b> .....	XII
<b>Introducción</b> .....	<b>13</b>
<b>Objetivos</b> .....	<b>14</b>
Objetivo general .....	14
Objetivos específicos .....	14
<b>1. Marco referencial y estado del arte</b> .....	<b>15</b>
1.1 Antecedentes .....	15
1.2 Marco teórico .....	18
1.3 Marco conceptual .....	20
1.3.1 Funciones .....	21
1.3.2 Componentes básicos .....	22
1.3.3 Estructuras metálicas del edificio .....	24
1.3.4 Requisitos mínimos de un sistema de puesta a tierra.....	27
1.3.5 Efectos fisiológicos .....	27
1.3.6 Descargas eléctricas .....	28
<b>2. Metodología</b> .....	<b>35</b>
<b>3. Selección de la normativa</b> .....	<b>37</b>
<b>4. Metodología para el diseño y cálculo de SPT en redes de distribución</b> .....	<b>67</b>
4.1 Resistividad del terreno.....	68
4.2 Cálculo del conductor .....	70
4.3 Selección tipo de electrodo .....	71

4.4 Resistencia puesta a tierra.....	71
4.5 Tensiones máximas de contacto .....	73
<b>5. Ejercicios de aplicación .....</b>	<b>75</b>
5.1 Aplicación para un electrodo tipo varilla .....	75
5.2 Aplicación para una malla 2 x 2.....	80
5.3 Validación de la metodología .....	84
<b>6. Análisis económico .....</b>	<b>89</b>
<b>7. Manual de uso de la metodología y software .....</b>	<b>93</b>
7.1 Descripción de la herramienta computacional .....	94
7.1.1 Cálculo del conductor .....	95
7.1.2 Cálculo de la resistencia para electrodo .....	95
7.1.3 Cálculo de la resistencia para malla 2 X 2 .....	96
7.1.4 Cálculo de tensiones máximas de contacto .....	97
<b>8. Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>99</b>
<b>8.1 Conclusiones .....</b>	<b>99</b>
<b>8.2 Recomendaciones .....</b>	<b>100</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>101</b>



## Lista de figuras

<b>Figura 1.</b> Resistencias del cuerpo humano .....	29
<b>Figura 2.</b> Diagrama, metodología de trabajo .....	36
<b>Figura 3.</b> Sistemas puesta a tierra de alta impedancia .....	45
<b>Figura 4.</b> Circuitos que no deben ser puestos a tierra .....	46
<b>Figura 5.</b> Corrientes eléctricas indeseables en los conductores puesta a tierra .....	47
<b>Figura 6.</b> Corrientes indeseables en los conductores puesta a tierra .....	47
<b>Figura 7.</b> Camino de la corriente de corto circuito .....	48
<b>Figura 8.</b> Suministro de energía a dos o más edificaciones .....	49
<b>Figura 9.</b> Excepción 1. ....	50
<b>Figura 10.</b> Excepción 2 .....	51
<b>Figura 11.</b> Suministro de energía desde la misma acometida a dos edificios o más .....	51
<b>Figura 12.</b> Medios de desconexión en diferentes alambrados de usuario.....	52
<b>Figura 13.</b> Conductor de puesta a tierra.....	53
<b>Figura 14.</b> Puesta a tierra de sistemas derivados.....	54
<b>Figura 15.</b> Puesta a tierra de sistemas derivados separados .....	54
<b>Figura 16.</b> Conductor del electrodo de puesta a tierra.....	55

<b>Figura 17.</b> Conductor del electrodo puesta a tierra separadamente.....	55
<b>Figura 18.</b> Electrodo de puesta a tierra .....	56
<b>Figura 19.</b> Electrodo de un PT derivado separado.....	56
<b>Figura 20.</b> Conexión del neutro a través de una alta impedancia.....	58
<b>Figura 21.</b> Equipos que deben ser puestos a tierra.....	59
<b>Figura 22.</b> Separación de los conductores de protección contra descargas eléctricas...	59
<b>Figura 23.</b> Electrodo de puesta a tierra fabricados .....	61
<b>Figura 24.</b> Espaciamiento de los electrodos .....	62
<b>Figura 25.</b> Resistencia de electrodos fabricados .....	63
<b>Figura 26.</b> Esquema de medición de resistividad aparente .....	68
<b>Figura 27.</b> cálculo de conductor plantilla Excel.....	71
<b>Figura 28.</b> cálculo de resistencia electrica plantilla Excel.....	72
<b>Figura 30.</b> Cálculo de tensiones máximas, plantilla Excel.....	74
<b>Figura 31.</b> Cálculo de conductor, aplicación 1.....	76
<b>Figura 32.</b> Cálculo de resistencia para un electrodo, aplicación 1.....	76
<b>Figura 33.</b> Cálculo de tensiones máxima de contacto, aplicación 1.....	77
<b>Figura 34.</b> Cálculo de conductor sistema puesta a tierra, aplicación 2.....	78
<b>Figura 35.</b> Cálculo de resistencia para un electrodo, aplicación 2.....	79
<b>Figura 36.</b> Tensiones máximas de contacto, aplicación 2.....	79
<b>Figura 37.</b> Cálculo de conductor sistema puesta a tierra, para mallas aplicación 1.....	80
<b>Figura 38.</b> Cálculo de malla sistema puesta a tierra, para mallas aplicación 1.....	81

<b>Figura 39.</b> Cálculo de tensiones máximas de contacto, para mallas. Aplicación 1.....	81
<b>Figura 40.</b> Cálculo de conductor sistema puesta a tierra, para mallas. Aplicación 2.....	82
<b>Figura 41.</b> Cálculo de mallas sistemas puesta a tierra, para mallas. Aplicación 2.....	83
<b>Figura 42.</b> Cálculo de tensiones máximas de contacto, para mallas. Aplicación 2.....	83
<b>Figura 43.</b> Software seleccionado, Excel cálculo SPT.....	84
<b>Figura 44.</b> Cálculo de resistencia para electrodo plantilla SPT. Ejercicio 1.....	85
<b>Figura 45.</b> Cálculo de resistencia para electrodo, Excel cálculo SPT. Ejercicio 1.....	85
<b>Figura 46.</b> Cálculo de resistencia para electrodo plantilla SPT. Ejercicio 2.....	86
<b>Figura 47.</b> Cálculo de resistencia para electrodo, Excel cálculo SPT. Ejercicio 1.....	86
<b>Figura 48.</b> Hojas plantilla sistema puesta a tierra.....	93
<b>Figura 49.</b> Cálculo de conductor sistema puesta a tierra.....	94
<b>Figura 50.</b> Cálculo de resistencia para un electrodo.....	95
<b>Figura 51.</b> Cálculo de resistencia para un electrodo, cantidad de varillas.....	96
<b>Figura 52.</b> Cálculo de malla sistema puesta a tierra.....	96
<b>Figura 53.</b> Tensiones máximas de contacto.....	97
<b>Figura 54.</b> Tensiones máximas de contacto. ....	97

## Lista de tablas

<b>Tabla 1.</b> Reseña histórica sistemas puesta a tierra.....	17
<b>Tabla 2.</b> Requisitos para electrodos de puesta a tierra.....	22
<b>Tabla 3.</b> Conductor del electrodo por baja tensión de puesta a tierra.....	23
<b>Tabla 4.</b> Capacidad de corriente en Barrajes.....	24
<b>Tabla 5.</b> Calibre mínimo del conductor de continuidad de tierra para ducterías y equipos.....	25
<b>Tabla 6.</b> Resistividad de terrenos.....	26
<b>Tabla 7.</b> Tensión de contacto admisible.....	40
<b>Tabla 8.</b> Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.....	42
<b>Tabla 9.</b> Espaciamiento y perfiles de resistividad.....	69
<b>Tabla 10.</b> Cuadro comparativo, resultados.....	87
<b>Tabla 11.</b> Kit sistema de puesta a tierra acero inoxidable austenítico 304 Media Tensión para transformadores. ....	89
<b>Tabla 12.</b> Kit sistema de puesta tierra acero inoxidable austenítico 304 MT para transformadores con malla 2M X 2M con 4 varillas.....	90

## Introducción.

Un sistema de puesta a tierra es una de las medidas de protección que garantizan un alto nivel de seguridad en las instalaciones eléctricas, enfocado en este caso para redes de distribución. Durante un periodo de 4 meses se realizó observación y salida de campo a la empresa de energía Centrales Eléctricas de Norte de Santander CENS S.A. E.P.M, donde se han observado los procesos para los sistemas puesta a tierra.

Se hace una presentación de las generalidades de un sistema puesta a tierra, sus requerimientos en cuanto a las normas, resoluciones y reglamentos vigentes a nivel nacional y los procedimientos o metodología que maneja actualmente la empresa, realizando una descripción detallada de cada una de sus etapas y la aplicación de la herramienta computacional que se maneja para los cálculos requeridos.

Según lo percibido en la electrificadora y los procesos en cuanto al sistema puesta a tierra para redes de distribución, se plantea una metodología que permita realizar el fácil procedimiento de diseño de puesta a tierra en redes de distribución por media y baja tensión con apoyo de una herramienta computacional sencilla como lo es el programa Microsoft Office Excel, orientado a facilitar el cálculo digital, bajo las exigencias normativas establecidas en la Norma Técnica Colombiana NTC 2050 y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, para establecer los principios de diseño e implementación de los sistemas de puesta a tierra, ajustándose a las necesidades de la empresa.

Así mismo con apoyo de la herramienta computacional que maneja CENS, se calculan datos propios de la metodología, así como para varios casos prácticos. Finalmente se presenta un manual en cuanto a la utilización del programa dentro de la empresa, que contribuye en mejorar las prácticas de diseño y cálculo para SPT en redes de distribución específicamente.

## **Objetivos**

### **Objetivo General:**

Elaborar una metodología para el diseño, e implementación de los sistemas de puestas a tierra para redes de distribución de CENS S.A. E.S.P de la regional Pamplona.

### **Objetivos específicos:**

- Seleccionar la normativa apropiada para el cálculo total de un sistema de puesta a tierra aplicable legalmente en Colombia.
- Validar la metodología con un software regido por el estándar IEEE80
- Diseñar múltiples propuestas para la elaboración de un sistema de puesta a tierra aplicado en las redes de distribución de CENS S.A. E.S.P
- Realizar un análisis económico sobre la viabilidad de la implementación de los sistemas de puesta a tierra diseñados.
- Diseñar un manual sobre la metodología y utilización del Software.

# 1. Marco referencial y estado del arte

## 1.1 Antecedentes

Desde antes del nacimiento de la ingeniería eléctrica y de toda la tecnología que ella involucra, los procesos de puesta a tierra de sistemas eléctricos han creado controversias que continúan vigentes generadas por las variadas ideas que acerca de ellos se tienen<sup>1</sup>, mediante experiencias en muchas ocasiones rudimentarias se ha dado inicio a la obtención de valiosos aportes a la ciencia.

A mediados de los años 1720 ya se realizaban estudios sobre resistividad de las rocas, y para el año 1746 Watson descubre que el suelo es conductor de la electricidad<sup>2</sup>. En 1892 el *New York Board of Fire Under counters* determinó que la práctica de las conexiones a tierra era una labor peligrosa, teniendo ya como precedente que en 1879 había muerto el primer ser humano con energía eléctrica generada a 250V.

Haciendo una mirada hacia estos hechos, se conoce que existieron muchos, quienes experimentaban con la energía eléctrica, uno de ellos Stephen Gray cuyos experimentos fueron rudimentarios y así mismo relevantes 14 de julio de 1729<sup>3</sup>.

Del experimento de la conducción de electricidad a través de un cordón cableado de 650 pies de longitud, surgió la pregunta de ¿qué sucederá cuando se use a una persona como conductor de la electricidad? El 16 de julio de 1731, realizó tal experimento, utilizando a un

---

<sup>1</sup> Avendaño Avendaño Carlos Alberto. Las puestas a tierra como elemento de seguridad personal.

<sup>2</sup> Reyes Alba José Carlos. Instalaciones eléctricas interiores.

<sup>3</sup> Quispe Pérez Abel Hernán. Problemática en las instalaciones de los sistemas de puesta a tierra en redes de distribución.

adolescente como conductor; y en 1732, repitió el ensayo, pero usando esta vez a dos muchachos en serie como conductor.

En 1734, el investigador C.H. Du Fay también realizó el experimento de Gray. En ese experimento, él mismo fue suspendido horizontalmente y electrificado: durante el desarrollo del mismo, un hecho fortuito les planteó nuevas interrogantes: el asistente, que encontraba parado sobre el suelo, acercó casualmente su mano a la de Du Fay. Entonces, entre las manos se estableció una "chispa de fuego", acompañada de una sensación de: piquete y de un ardiente dolor, según lo reportó a la Academia Real de Ciencia. De esta manera inadvertida ellos fueron los primeros hombres en experimentar un contacto a tierra artificial<sup>4</sup>.

Alrededor de 1836 Karl August Steiniheil, científico alemán, descubrió que el suelo puede ser usada como vía de retorno para completar un circuito cerrado, de esta forma el cable de retorno era innecesario, es decir, por lo tanto, podía ser utilizada como circuito de retorno de esta, lo cual coadyuvó en el desarrollo de la telegrafía por hilo. En los años posteriores se continuaron realizando investigaciones y trabajos de campo que llevaron a la invención, por ejemplo, de los electrodos marca Copperweld en 1915; además, la solicitud de la patente de un método de medición e interpretación de resistividad y resistencia del terreno por parte de Schlumberger, Conrad y Marcel, y otros que contribuyeron al entendimiento de la filosofía de las puestas a tierra y sirvieron para la creación de normas y guías de seguridad personal y de equipos<sup>5</sup>.

Se puede pensar así que con ello se inicia la técnica de la puesta a tierra dentro del dominio de las comunicaciones eléctricas.

A continuación, se muestra un cuadro resumen (véase tabla 1) de los principales acontecimientos relacionados con los sistemas puesta a tierra.

---

<sup>4</sup> De la Vega. Problemas de ingeniería de puesta a tierra.

<sup>5</sup> Avendaño Avendaño, Carlos Alberto. Las puestas a tierra como elemento de seguridad personal.



Tabla 1: reseña histórica sistemas puesta a tierra.

<b>BREVE RESEÑA HISTÓRICA DE LAS PUESTA A TIERRA</b>		
1720	Se realizaron los primeras estudios sobre resistividad de rocas	S. Gray y G. Wheeler
1746	Descubrió que el suelo era conductor	Watson
1815	Descubrió el fenómeno de la polarización espontanea. Observó corrientes eléctricas en minas de cobre en Cornish.	Robert W. Fox. Llamado el abuelo de los geofísicos.
1879	Primera muerte con energía generada por el hombre a 250 V.	
1883	Se patento un sistema de prospección eléctrica con dos electrodos.	Brown
1883	Comprobó que la tierra conduce electricidad en telegrafía por hilo.	Carl August Steinheil.
1890	Primer electrocutado en la silla eléctrica.	
1891	Se publicaron las ecuaciones	James Clerk Maxwell
1892	El New York Board of Fire Underwriters (NYBFU) determino que las conexiones a tierra peligrosa y éstas se debían retirar antes del 01 de enero de 1892. Esto basado en el estudio del profesor Henry Morton.	
1900	La revista Electrical World and Engineer informo sobre la resolución de permitir la conexión a tierra en sistema de menos de 550 V.	
1901	El National Electric Code permitió un sistema de corriente alterna con el punto neutro del transformador conectado a tierra.	
1904	VDE publicó las primeras recomendaciones sobre sistemas de puesta a tierra en Alemania.	
1905	La National Conference on Standard Electrical Rules (NCSER) publico una resolución para que el sistema de corriente alterna se conectara a tierra en la entrada de las edificaciones, mediante la tubería de agua.	
1909	El American Institute of Electrical Engineers (AIEE) y el NYBFU divulgaron la obligatoriedad de la conexión a tierra para sistemas de 150 V o menos y opcional para los que operaban a más de 250 V fase-tierra.	
1913	Se logró el primer hallazgo geofísico de mineral no magnético.	Conrad Schlumberger Padre de la prospección eléctrica
1915	Idearon los arreglos tetraelectródicos para medir la resistividad aparente ( se introdujo el concepto)	Schlumberger y Wenner
1915	Se inventaron los electrodos marca Copperweld.	
1918	Se desarrolló el método de los tres electrodos para medir la resistencia de puesta a tierra.	C.S. Peters
1924	Se publicó la primera normalización para dimensionar sistemas de puesta a tierra según VDE.	
1925	Solicitaron patente de su método.	Hermanos Conrad y Marcel.

1926	Se publicó "wave propagation fields"	J.R. Carson
1928	Se editó el primer libro sobre el tema "erdstroeme ó corrientes telúricas " de Franz Ollendorf	
1932	Stefanescu publica la solución a la distribución del potencial en un semiespacio estratificado	
1934	Publico su artículo "theory and tests of the counterpose"	L. V. Bewley
1936	Realizaron con éxito una soldadura mediante una reacción de óxido de cobre y aluminio.	Charles A. Cadwell y F.H. Neff
1954	Se fabrican los primeros interruptores automáticos diferenciales	
1961	Se publicó la primera versión de la norma IEEE – 80 "guide for safety in A.C substation grounding"	
1962	Se publicó la primera versión de la norma AIEE 81, "recommended guide for measuring ground resistance and potentials gradients in the earth"	
1964	G. F. Tagg desarrolló el método de la regla del 62% para medir resistencia.	
1970	HP e IBM iniciaron el uso de cable aislado de tierras para equipo electrónico.	
1980	El EPRI y la Universidad de Ohio construyeron modelos a escala para terrenos de dos capas.	
2000	El IEEE reafirmo la norma IEEE- 80 el día 30 de enero de 2000	
2002	Se publicó la norma IEC – 60364-5-54	
2008	Publicación de la edición 51 del NEC	

Fuente: libro de oro puesta a tierra universales.

## 1.2 marco teórico

Un sistema de puesta a tierra, se define como el conjunto de medidas que se han de tomar para conectar un equipo eléctricamente conductor a tierra. De acuerdo a la norma IEEE Std 81-1983 y ASTM G 57-95, un sistema de Puesta a Tierra (SPT) (Grounding System) es el conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que unen los equipos eléctricos con el suelo o terreno, esto comprende la puesta a tierra y todos los elementos puestos a tierra<sup>6</sup>.

Existen normas que regulan la importancia de las puestas a tierra y tienen por misión otorgar parámetros a los usuarios para entregar una buena puesta a tierra.

Sabiendo la importancia de la puesta a tierra en cuanto a protección y servicio, ha existido también la importancia de mejorar la puesta a tierra debido que influyen mucho las condiciones climáticas, y en todo momento se entiende que una puesta tierra varia tanto

<sup>6</sup> Moreno Ospino German. Fundamentos e ingeniería de las puestas a tierra.

por aspectos del terreno y las condiciones propias que constituyen un problema para medir y obtener una buena puesta a tierra.

Entre los aportes teóricos más importantes del diseño e implementación de un Sistema Puesta a Tierra están, Sverak<sup>7</sup>, quien mostró un método estocástico y lo introdujo en el modelo de Montecarlo. F. Dawalibi<sup>8</sup>, realizando un análisis paramétrico de mallas de tipo rectangular, comenzando con mallas de 10 m X 10 m aumentando hasta finalizar con una malla de 60 m por 60 m. Se ha convertido en referencia, para comparar diversos métodos en la evaluación de sistemas de puestas a tierra.

Por otra parte, Olsen y M. Willis<sup>9</sup> introdujeron el concepto del comportamiento de la malla en altas frecuencias, se dedicaron a realizar el análisis a través de la subdivisión de circuitos con el método de los momentos. El método de Galerkin ha sido planteado por Y. Chow en el artículo, "Voltajes de superficie y la resultante de la conexión a tierra de la rejilla y las barras en dos - Tierra de capa por Método del momento rápido de Galerkin", donde propone la solución de una malla fragmentada por los componentes de cada electrodo, sean éstos, horizontales o verticales. Así mismo en su trabajo "Análisis de sistemas de puesta a tierra complejos consistentes de sistemas de puesta a tierra de cimentación con rejillas externas" M. Kostic, introduce el concepto de sistemas complejos para el análisis de sistemas de puesta a tierra.

W. Xiong y F. Dawalibi<sup>10</sup> son reconocidos como los primeros en proponer el efecto de la corriente del rayo en la puesta a tierra de una subestación. Para caso especial de este documento es importante destacar a L. Grcev<sup>11</sup> quien desarrolló un estudio de transitorios electromagnéticos incluyendo los sistemas de puesta a tierra para un sistema de distribución.

---

<sup>7</sup> A Probabilistic Method for the Design of Power Grounding Systems.

<sup>8</sup> Behaviour of Grounding Systems in Multilayer Soils: A Parametric Analysis

<sup>9</sup> A Comparison of Exact and Quasi – Static Methods for Evaluating Grounding Systems at High Frequencies.

<sup>10</sup> Transient Performance of Substation Grounding Systems Subjected to Lightning and Similar Cavirents.

<sup>11</sup> Computer Analysis of Transient Voltages in Large Grounding Systems.

Recientemente en la aplicación de la metodología de sistemas puesta a tierra M. Trlep<sup>12</sup> muestra una tendencia para resolver la ecuación diferencial a través del método de elementos finitos, revisando la no linealidad del tensor de conductividad en el suelo y así mismo M. Angeli, M.<sup>13</sup> se ha dedicado a trabajar con la eficiencia del punto equipotencial y el SPT frente a la descarga electrostática.

### 1.3 Marco conceptual

Una de las medidas establecidas por el RETIE (para salvaguardar la seguridad de las personas, proteger las instalaciones y garantizar la compatibilidad electromagnética (EMC), es que toda instalación eléctrica cubierta por este reglamento, excepto que se indique lo contrario, debe disponer de un sistema de puesta a tierra (SPT)<sup>14</sup>.

Los SPT son componentes importantes en los sistemas eléctricos, puesto que además de permitir la conducción hacia el suelo de cargas eléctricas originadas por rayos, electricidad estática o fallas en el sistema, deben poseer capacidad de dispersión y disipación de fallas, sin que se presenten potenciales peligrosos en la superficie.

Los SPT tienen un concepto vinculado a la seguridad de las personas, porque éstas se hallan a su mismo potencial por estar pisando el suelo. Si cualquier aparato está a ese mismo potencial no habrá diferencia o será mínima entre el aparato y la persona, por lo que no habrá descarga eléctrica peligrosa.

El propósito de aterrizar los sistemas eléctricos es para limitar cualquier diferencia de potencial elevada que pueda ser producto de descargas atmosféricas, fenómenos de inducción o de contactos no intencionales con cables de voltajes más altos. Se logra uniéndolo mediante un conductor apropiado a la corriente de falla a tierra total del sistema, una parte del sistema eléctrico al planeta tierra. Las razones por las cuales los sistemas y circuitos son puestos a tierra se pueden sintetizar en dos acuerdos:

---

<sup>12</sup> The Analysis of Complex Grounding Systems by FEM. IEEE Transactions on Magnetics Vol. 34 No 5 September.

<sup>13</sup> Interaction Between Grounding Systems and Electrostatic Discharge Events. IEEE Transactions on Magnetics Vol. 34 No 5 September.

<sup>14</sup> RETIE artículo 15, Capítulo II

1. Protección personal.
2. Protección de los equipos.

Los sistemas que deben conectarse a tierra, según las normas establecidas son:

- Sistemas eléctricos de potencia.
- Equipos eléctricos y estructuras metálicas.
- Sistemas con señales electrónicas.
- Sistemas de protección atmosféricas.

Las normas indican, conectar a tierra sistemas de alimentación y circuitos para limitar el voltaje debido a descargas atmosférica, sobre voltajes transitorios y contacto accidental con líneas de alto voltaje con el fin de estabilizar el voltaje durante operaciones normales y facilitar la operación de interruptores.

### **1.3.1 Funciones**

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

- 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
- Transmitir señales de RF en onda media.

La exigencia de puestas a tierra para instalaciones eléctricas cubre el sistema eléctrico como tal y los apoyos o estructuras que, ante una sobretensión temporal, puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red.

### 1.3.2 Componentes básicos

#### a. Electrodo de puesta a tierra:

Conductor o grupo de ellos en contacto con el suelo, que proporciona una conexión eléctrica con el terreno. Puede ser una varilla, un tubo, una placa o un cable como se muestra en la tabla 2, resistentes a la humedad y a la acción química del terreno. Para efectos del RETIE serán de obligatorio cumplimiento que los electrodos de puesta a tierra, cumplan los requisitos dados en el Capítulo II, artículo 15, apartado 3.1 del reglamento; adoptados de las normas IEC 60364-5-54, BS7430, AS 1768, UL 467, UNESA 6501FY NTC 2050.

Tabla 2. Requisitos para electrodos de puesta a tierra.

Tipo de electrodo	Materiales	Dimensiones mínimas			
		Diámetro (mm)	Área (mm <sup>2</sup> )	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 electro depositado de Cobre	14			250
	Acero con recubrimiento total en cobre	15			2000
Tubo	Cobre	20		2	
	Acero inoxidable	25		2	
	Acero galvanizado e 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	Cobre		250000	1.5	
	Acero inoxidable		360000	6	

Fuente: RETIE

**b. Conductor de puesta a tierra:**

Conductores utilizados para conectar el circuito puesto a tierra de una instalación, al electrodo o electrodos de puesta a tierra de la instalación. (la conexión se debe dar con soldadura exotérmica o conector certificado).

**c. Conductor del electrodo de puesta a tierra:**

Conductor que es intencionalmente conectado a una puesta a tierra, desde el punto neutro, bien sólidamente o a través de una impedancia limitadora de corriente. El conductor para baja tensión, se debe seleccionar tomando como base en la tabla 3, tomada de la 250-94 de la NTC 2050, Así mismo el conductor de baja tensión debe cumplir con lo dispuesto en la misma.

Tabla 3. Conductor del electrodo por baja tensión de puesta a tierra.

SECCION TRANSVERSAL DEL MAYOR CONDUCTOR DE ACOMETIDA O SU EQUIVALENTE PARA CONDUCTORES EN PARALELO				SECCION TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA			
COBRE		ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		COBRE		ALUMINIO O ALUMINIO REVESTIDO DE COBRE	
$mm^2$	AWG O kcmil	$mm^2$	AWG O kcmil	$mm^2$	AWG O kcmil	$mm^2$	AWG O kcmil
33,62 o menor	2 menor	53,5 o menor	1/0 o menor	8,36	8	13,29	6
42,2 o 53,5	1 o 1/0	67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	13,29	6	21,14	4
67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	107,21 o 126,67	4/0 o 250 kcmil	21,14	4	33,62	2
107,21 a 177,34	4/0 o 350 kcmil	152,01 a 253,35	300 a 500 kcmil	33,62	2	53,50	1/0
202,68 a 304,02	400 a 600 kcmil	278,67 a 456,03	550 a 900 kcmil	53,50	1/0	85,02	3/0
329,35 a 557,37	650 a 1100 kcmil	506,70 a 886,73	1000 a 1750 kcmil	67,44	2/0	107,21	4/0
608,04 y mas	1200 kcmil o mas	812,06 y mas	1800 y más kcmil	85,02	3/0	126,67	250 kcmil

Fuente: NTC 2050

**d. Barraje equipotencial de tierra:**

Conductor de tierra colectiva, usualmente una barra de cobre o un cable que permite la unión de dos o más conductores y garantiza el mismo potencial, la tabla 4 muestra la capacidad de corriente para barrajes de distintas dimensiones.

Tabla 4. Capacidad de corriente en Barrajes

Dimensiones		Área efectiva (mm <sup>2</sup> )	Capacidad de corriente (A)	
Ancho	Espesor		Desnudo	Pintado
12	2	23.5	110	125
15	3	44.5	170	185
20	3	59.5	220	245
25	3	74.5	270	300
25	5	124	350	395
40	5	199	520	600
50	5	249	630	720
50	10	499	920	1030
80	5	399	970	1070
100	10	999	1700	1880

Fuente: NTC 2050

**e. Puente equipotencial principal:**

Conexión entre el conductor puesto a tierra (barraje neutro) y el barraje equipotencial de tierra o punto depuesta a tierra.

**f. Impedancia limitadora:**

Resistencia o reactancia de potencia, dimensionada adecuadamente para conectar el punto neutro del transformador o generador y el punto de puesta a tierra. Su función es proteger el equipo y la instalación, al limitar la corriente de cortocircuito.

**g. Barraje de neutro:**

Barra de cobre para la conexión de los conductores neutros del sistema.

**h. Conductor de puesta a tierra de equipo o puesta a tierra de protección:**

Conductor usado para conectar partes metálicas que no conducen corriente, como canalizaciones y gabinetes. El conductor para baja tensión, debe cumplir con lo dispuesto en Tabla 250-95 de la NTC 2050, demás requisitos exigidos en el



Capítulo II, artículo 15, apartado 3.3 del RETIE, véase tabla 5.

Tabla 5. Calibre mínimo del conductor de continuidad de tierra para ducterías y equipos.

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes del equipo, tubos conduit. Etc. (Amperios)	Sección transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre	
	mm <sup>2</sup>	AWG	mm <sup>2</sup>	AWG
15	2,08	14	3,30	12
20	3,3	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,19	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,2	1	67,44	2/0
800	53,5	1/0	85,02	3/0
1000	67,44	2/0	107,21	4/0
1200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5000	354,69	700 kcmil	608,04	1200 kcmil
6000	405,36	800 kcmil	608,04	1200 kcmil

Fuente: NTC 2050

- i. **Neutro:** Conductor activo conectado al punto neutro.
- j. **Conexión equipotencial:** Conexión eléctrica entre dos o más puntos, de tal forma que ante el paso de una corriente quedan al mismo potencial.
- k. **Conductor aislado de puesta a tierra de equipos:** Conductor de tierra de equipos electrónicos, aislados, que recorre las mismas conducciones o canalizaciones que los conductores de alimentación.

### 1.3.3 Estructuras metálicas del edificio:

Para las estructuras metálicas de los edificios el RETIE da los siguientes requisitos: Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el

hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos. Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.

- a. **Suelo o terreno:** Capa de productos de meteorización, llena de vida, que se encuentra en el límite de la roca inerte de la corteza y la atmósfera. El suelo o terreno tiene una característica fundamental en los sistemas de puesta a tierra que es la resistividad (véase tabla 6) , la cual es la relación entre la diferencia de potencial en un material y la densidad de corriente que resulta en el mismo. Es la resistencia específica de una sustancia, que se da en ohmios metro ( $\Omega\cdot m$ ). El RETIE dentro del procedimiento básico sugerido se encuentra la investigación de las características del suelo, especialmente la resistividad.

Tabla 6: Resistividad de terrenos

Tipo de terreno	Resistividad del terreno $\rho$ ( $\Omega\cdot m$ )	
	Margen de valores	Valor medio
Terreno pantanoso	2 - 30	30
Barro mezclado con paja	2 - 200	40
Terreno fangoso y arcilloso, humus	20 - 200	100
Arena y terreno arenoso	50 - 3000	200 (húmedo)
Turba	> 1200	200
Grava (Húmeda)	50 - 3000	1000 (húmedo)
Terreno pedregoso y rocoso	100 - 8000	2000
Hormigón: 3 partes de cemento+3 partes de arena	50 - 300	150
1 parte de cemento+5 partes de grava	100 - 8000	400

Fuente: NORMAS TÉCNICAS “medida de resistividad eléctrica del suelo” EPM.

- b. **Bajantes de pararrayos:** Elemento conectado eléctricamente entre los pararrayos y la puesta a tierra respectiva, cuya función es conducir las corrientes de rayo que puedan incidir sobre la instalación que se va a proteger y disminuir los efectos del campo magnético en el interior de una instalación. En general todos los componentes del sistema integral de protección contra rayos (SIPRA) deberán cumplir los requisitos establecidos por el RETIE en el Capítulo VII, artículo 42, adoptados de la norma técnica colombiana NTC 4552 de protección contra rayos, siempre y cuando la evaluación del nivel de riesgo así lo determine. Se debe tener

especial cuidado en las instalaciones donde se tenga concentración de personas tales como, hospitales.

- c. Tomacorrientes con polo a tierra:** Son aquellos con una tercera clavija que hace el primer contacto eléctrico al conectar el equipo. Algunos vienen con la tierra unida a la caja y otros con la tierra aislada (para equipos sensibles). Ver anexo A del presente trabajo sobre tierras aisladas.

### **1.3.4 Requisitos mínimos de un sistema de puesta a tierra (SPT)**

Dentro de los requisitos mínimos que debe tener un sistema de puesta a tierra están:

- a) El valor de resistencia debe ser el adecuado para cada tipo de instalación.
- b) La variación de la resistencia debido a cambios ambientales debe ser mínima.
- c) Su vida útil debe ser mayor a 20 años.
- d) Debe ser resistente a la corrosión.
- e) Su costo debe ser el más bajo posible sin que se comprometa la seguridad.
- f) Debe permitir su mantenimiento periódico.
- g) Debe cumplir los requerimientos de las normas y especificaciones.

Todo esto se debe tener en cuenta al realizar una propuesta técnico - económica para un sistema de puesta a tierra.

### **1.3.5 Efectos fisiológicos**

Para entender las técnicas analíticas que involucran la puesta a tierra es necesario entender las características de la parte más importante del circuito, El cuerpo humano.

Las pruebas a lo largo del tiempo has establecido que los efectos de una descarga eléctrica son el resultado de la corriente y no del voltaje.

**10-25 miliamperios- causan dolor muscular**

**100 – miliamperios – causan fibrilación ventricular**

Las altas corrientes pueden parar el corazón o causar quemaduras severas, las altas corrientes eléctricas pasando a través de las partes vitales del cuerpo depende de la duración, magnitud y frecuencia de la corriente.

Los humanos somos muy vulnerables a los efectos de la corriente eléctrica a 50 y 60 Hz. De acuerdo a los estudios realizados se ha concluido que el cuerpo humano puede tolerar una corriente de 25Hz y aproximadamente 5 veces más la corriente directa. Ha frecuencias de 3000- 10000 Hz las corrientes altas pueden ser toleradas.

Los efectos fisiológicos más comunes son: contracción muscular, inconsciencia, fibrilación del corazón, bloqueo del nervio respiratorio y calcinación.

La corriente de 1 miliamperio generalmente se percibe, esto es, es la magnitud de la corriente que la persona puede justamente soportar con una sensación en sus manos o dedos causados por el paso de la corriente.

Corrientes de 1 a 6 miliamperios.

Corrientes de 9 a 25 miliamperios.

Por tal razón es importante conocer la naturaleza de los peligros eléctricos, donde las tres principales fuentes de muerte son: descarga eléctrica, arco de corriente y sofocación o envenenamiento.

### **1.3.6 Descargas eléctricas**

Existen dos tipos de descargas eléctricas, micro y macro. La descarga macro es la originada fuera de la piel, la descarga micro se origina del catéter introducido a través de la piel. Un circuito básico tiene 3 componentes VOLTAJE, CORRIENTE Y RESISTENCIA<sup>15</sup>, donde el componente de la muerte es la corriente, (véase figura 1).

Teniendo en cuenta la ley de ohm se obtiene que la magnitud de la corriente es directamente proporcional al voltaje como lo muestra la ecuación de OHM (véase ecuación 1.1), donde la corriente es igual a el voltaje sobre la resistencia.

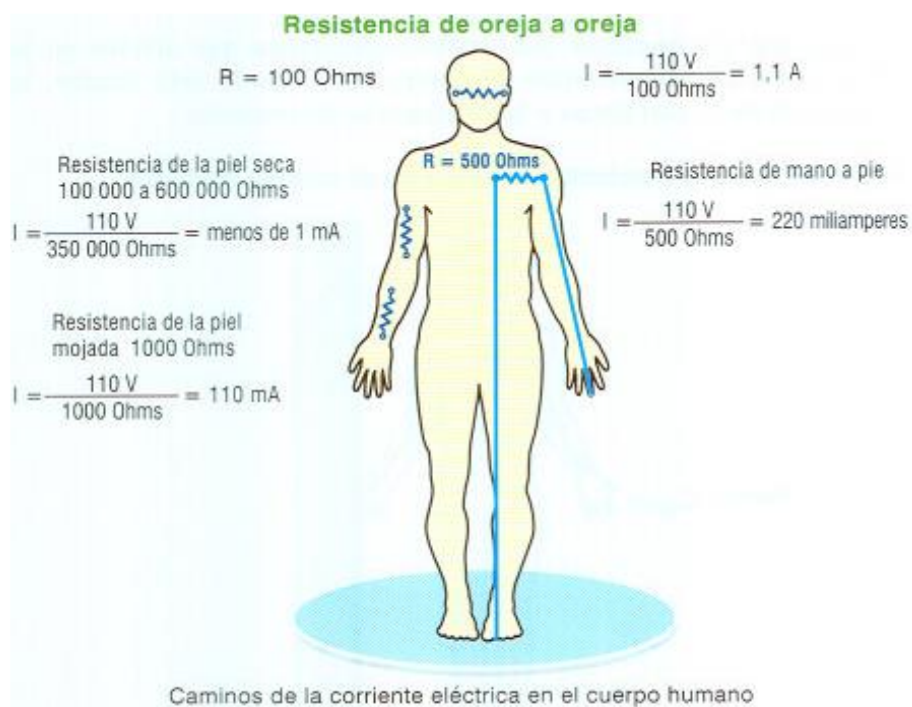
---

<sup>15</sup> OROPEZA, Javier "libro de oro de puesta a tierra universal" México DF: 2005.

$$I = \frac{V}{R} \quad (1.1)$$

Es por eso que los accidentes en media tensión son 10 veces mayores que para baja tensión.

Figura 1: resistencias del cuerpo humano.



Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

La resistencia de la piel humana varía en función del contenido de humedad en las capas interna y externa del cuerpo humano, El contenido de humedad cambia con la temperatura ambiente, cansancio, alta humedad, ansiedad.

Los valores típicos de la resistencia de la piel están en el rango de:

Piel húmeda - 500Ω.

Piel seca - 300Ω.

La duración del contacto con partes energizadas trae efectos en la velocidad a la cual el tejido es destruido. Cuando esto ocurre, la resistencia de la piel decae y la corriente se incrementa.

Entre los principales conceptos o términos de un sistema puesta a tierra, el RETIE describe los siguientes:

**Conductor neutro:** conductor activo conectado intencionalmente al punto neutro de un transformador o instalación y que contribuye a cerrar un circuito de corriente.

**Conductor a tierra:** también llamado conductor del electrodo de puesta a tierra, es aquel que conecta un sistema o circuito eléctrico intencionalmente a una puesta a tierra.

**Conexión equipotencial:** conexión eléctrica entre dos o más puntos, de manera que cualquier corriente que pase no genere una diferencia de potencial sensible entre ambos puntos.

**Contacto directo:** es el contacto de personas o animales con conductores activos o partes energizadas de una instalación eléctrica.

**Contacto eléctrico:** acción de unión de dos elementos con el fin de cerrar un circuito. puede ser de frotamiento, de rodillo, líquido o de presión.

**Contacto indirecto:** es el contacto de personas o animales con elementos o partes conductivas que normalmente no se encuentran energizadas. pero en condiciones de falla de los aislamientos se puedan energizar.

**Distribución de energía eléctrica:** transferencia de energía eléctrica a los consumidores, dentro de un área específica.

**Electrodo de puesta a tierra:** es el conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con el suelo.

**Equipotencializar:** es el proceso, práctica o acción de conectar partes conductivas de las instalaciones, equipos o sistemas entre sí o a un sistema de puesta a tierra, mediante una

baja impedancia, para que la diferencia de potencial sea mínima entre los puntos interconectados.

**Norma técnica:** documento aprobado por una institución reconocida, que prevé, para un uso común y repetido, reglas, directrices o características para los productos o los procesos y métodos de producción conexos, servicios o procesos, cuya observancia no es obligatoria.

**Norma técnica colombiana (ntc):** norma técnica aprobada o adoptada como tal por el organismo nacional de normalización.

**Norma técnica extranjera:** norma que se toma en un país como referencia directa o indirecta, pero que fue emitida por otro país.

**Norma técnica internacional:** documento emitido por una organización internacional de normalización, que se pone a disposición del público.

**Norma técnica regional:** documento adoptado por una organización regional de normalización y que se pone a disposición del público.

**Operador de red:** empresa de servicios públicos encargada de la planeación, de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un sistema de transmisión regional o un sistema de distribución local.

**Red de distribución:** conjunto de circuitos y subestaciones, con sus equipos asociados, destinados al servicio de los usuarios de un municipio.

**Red equipotencial:** conjunto de conductores del sistema de puesta a tierra que no están en contacto con el suelo o terreno y que conectan sistemas eléctricos, equipos o instalaciones con la puesta a tierra.

**Reglamento técnico:** documento en el que se establecen las características de un producto, servicio o los procesos y métodos de producción, con inclusión de las disposiciones administrativas aplicables y cuya observancia es obligatoria.

**Resistencia de puesta a tierra:** es la relación entre el potencial del sistema de puesta a tierra a medir, respecto a una tierra remota y la corriente que fluye entre estos puntos.

**Sistema de puesta a tierra (spt):** conjunto de elementos conductores continuos de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.

**Sistema de puesta a tierra de protección:** conjunto de conexión, encerramiento, canalización, cable y clavija que se acoplan a un equipo eléctrico, para prevenir electrocuciones por contactos con partes metálicas energizadas accidentalmente.

sistema de puesta a tierra de servicio: es la que pertenece al circuito de corriente; sirve tanto para condiciones de funcionamiento normal como de falla.

**Sistema de puesta a tierra temporal:** dispositivo de puesta en cortocircuito y a tierra, para protección del personal que interviene en redes desenergizadas. Así mismo el IEEE Std 811983 y ASTM G 5795<sup>a</sup> define los conceptos que a continuación se presentan.

**Electrodo de Puesta a Tierra:** Conductor en íntimo contacto con el suelo, para proporcionar una conexión eléctrica con el terreno. Puede ser una varilla, tubo, placa, cinta, o cable.

**Puesta a tierra:** Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuyen las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende: Electrodos, conexiones y cables enterrados. También se le conoce como toma de tierra o conexión a tierra.

**Puesto a Tierra:** Toda conexión intencional o accidental del sistema eléctrico con un elemento considerado como una puesta a tierra. Se aplica a todo equipo o parte de una instalación eléctrica (neutro, centro de estrella de transformadores o generadores, carcasas, incluso una fase para sistemas en delta, entre otros), que posee una conexión intencional o accidental con un elemento considerado como puesta a tierra.



**Tierra:** Para sistemas eléctricos, es una expresión que generaliza todo lo referente a sistemas de puesta a tierra. En temas eléctricos se asocia a suelo, terreno, tierra, masa, chasis, carcasa, armazón, estructura o tubería de agua. El término “masa” solo debe utilizarse para aquellos casos en que no es el suelo, como en los aviones, los barcos, los carros y otros.

**Conductor del Electrodo de Puesta Tierra:** Conductor que es intencionalmente conectado a una puesta a tierra, sólidamente para distribuir la tierra a diferentes sitios de una instalación.

**Resistividad del Suelo:** Representa la resistencia específica del suelo a cierta profundidad, o de un estrato del suelo; se obtiene indirectamente al procesar un grupo de medidas de campo; su magnitud se expresa en (Ohm-m) o (Ohm-cm), es inversa a la conductividad.

**Resistividad eléctrica ( $\rho$ ):** Es la relación entre la diferencia de potencial en un material y la densidad de corriente que resulta en el mismo. Es la resistencia específica de una sustancia. Numéricamente es la resistencia ofrecida por un cubo de 1 m x 1 m x 1 m, medida entre dos caras opuestas.

**Resistividad Aparente:** Es la resistividad obtenida con una medida directa en el suelo natural, bajo el esquema geométrico especificado por el método de cuatro (4) electrodos, aplicado con circuitos independientes de corriente y potencial, sólo es representativo para un punto de la característica del suelo estratificado.

**Resistencia Mutua de Electroodos:** Fenómeno resistivo que aparece entre electrodos de puesta a tierra o puntos próximos en el suelo, mediante el cual, la corriente que se dispersa a través de uno de ellos, modifica el potencial del otro. Su unidad es el (Ohm).

**Potencial Eléctrico:** Es la diferencia de carga eléctrica entre un punto y alguna superficie equipotencial que generalmente es la superficie del suelo, la cual es seleccionada arbitrariamente como de potencial cero o tierra remota. Un punto el cual tiene un potencial más alto que el cero se llama potencial positivo y en caso contrario potencial negativo.

**Tierra Remota:** También denominada Tierra de Referencia, es el lugar o la zona de mínima resistencia, más próxima del suelo subyacente a una instalación eléctrica o a una puesta a tierra, respecto de las cuales se le atribuye por convención el Potencial cero.

## 2. Metodología

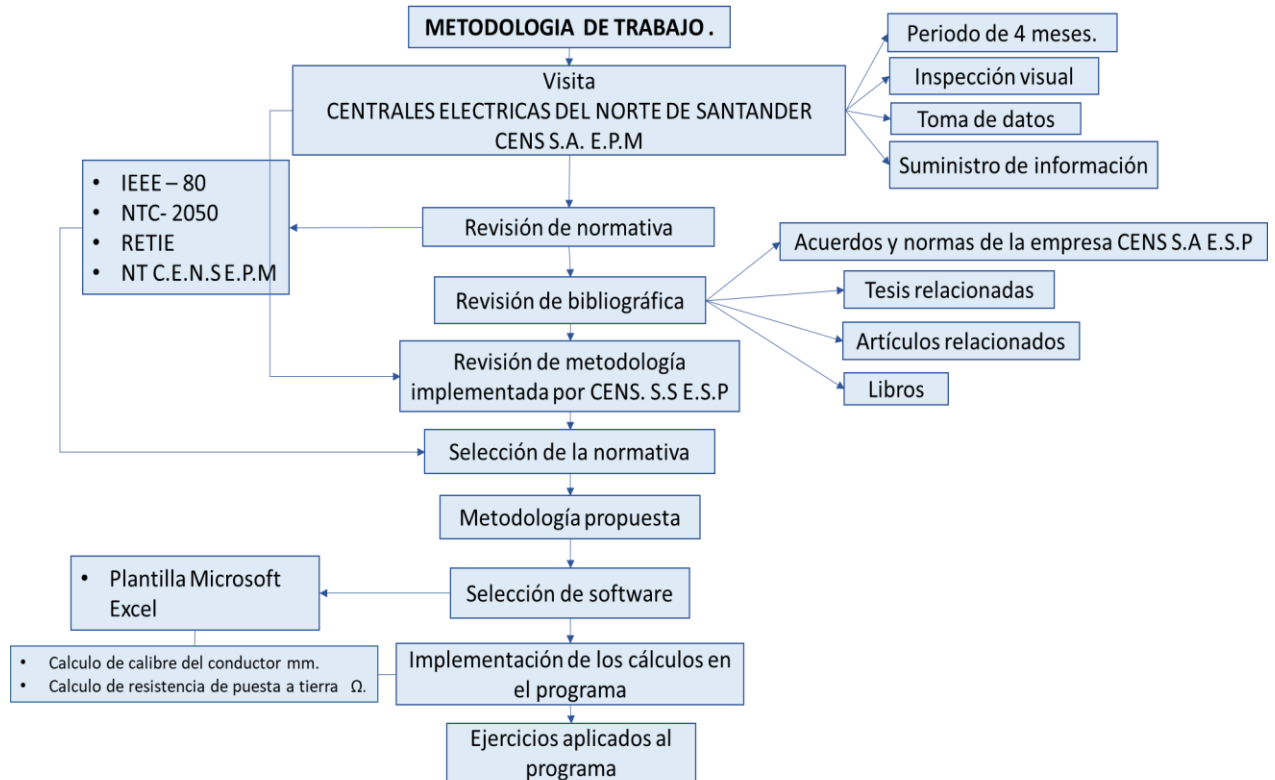
La elaboración del proyecto, se basa en el proceso de SPT que implementa la empresa CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER (CENS) donde, se obtuvo información de cada uno de los pasos que se llevan a cabo, por medio de inspección visual y documentación suministrada por dicha entidad, así mismo la aplicación de la norma a los procesos. Para esta propuesta inicialmente se realiza utilizando lo descrito por el estándar IEEE80-2000 que lo indica la norma colombiana en el RETIE y el código eléctrico colombiano NTC 2050 donde describe un amplio análisis para las diferentes configuraciones geométricas con electrodos verticales los cuales son usados en subestaciones aéreas y redes de distribución, es decir se enmarca en la normativa vigente.

Se toma como base las indicaciones dispuestas legalmente por el RETIE y la norma 2050 que se encuentran descritas en el estándar IEEE80-2000. La norma IEEE80-2000 propone una metodología de cálculo para encontrar el diseño final que cumpla con los criterios de tensión de contacto y tensión de paso tolerables por el cuerpo humano.

Esta metodología utiliza los conocimientos normados para medir la resistividad del terreno. Interpretando las medidas de resistividad de suelos datos de corrientes de cortocircuito y falla en el punto, datos que, generalmente son suministrados por el operador de red. Cálculo del calibre del conductor de los electrodos que se enterrarán en forma vertical. Se aplica la metodología de cálculo según el estándar IEEE80-2000, digitalizando los valores al ingresarlos en una plantilla del programa Excel, calculando el conductor de puesta a tierra, la resistencia eléctrica y el cálculo de electrodo o varilla, buscando cumplir con los valores de tensión de toque, de paso y transferidas tolerables.

Al finalizar y utilizando la herramienta computacional, se encuentran dos propuestas de diseños de puestas a tierras para redes de distribución partiendo de la utilización adecuadas de otros tipos de electrodos. Basado en la información obtenida, la normativa seleccionada y la metodología que implementa la empresa se propone una nueva metodología que mejore los procesos y beneficie directamente la empresa y sus trabajadores así mismo se muestra un breve análisis económico que evidencia la ventaja financiera de la nueva metodología. La propuesta metodología se aplica al programa computacional seleccionado (véase figura 2), describiendo su uso mediante la presentación de un manual, y validando los resultados con otro programa que se encuentre regido por el estándar IEEE-80.

Figura 2. Diagrama metodología de trabajo.



Fuente: propia.

### 3. Selección de la normativa

Las aplicaciones de la ingeniería y de cualquier procedimiento, no se desarrollan de manera independiente, sino que se debe soportar y basar en las normas internacionales o las adaptaciones nacionales según sea el caso. En cuanto a la ingeniería eléctrica y más precisamente el sistema de puesta a tierra, se establecen normas tanto para los cálculos, diseño e implementación de dicho sistema. Entre las principales normas se encuentran, NEC / NTC 2050 / RETIE / IEC 60364 aplicable para los sistemas de baja tensión, ANSI C2 / IEEE 1410 aplicada para distribución y la IEEE 80 / IEEE 837 que se encarga de reglamentar la generación. En la tabla 7, se muestran las normas y los temas a los que hacen referencia.

Para efectos de esta metodología y las condiciones óptimas de un diseño de puesta a tierra es necesario tomar como base las referencias teóricas como: normativas, estándar y reglamentos vigentes y actualizados que gocen de credibilidad y rijan procedimientos técnicos aceptados a nivel nacional e internacional por eso se ha considerado como principales referencias las siguientes:

- IEEE STD80 - 2000 Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- NTC2050 NORMA ICONTEC norma técnica colombiana (sección 250 puesta a tierra)
- RETIE VIGENTE 2013 reglamento técnico de instalaciones eléctricas (capítulo 2 artículos 15 sistemas de puestas a tierra).
- CENS normas técnicas capítulo 2 sección 2.11.
- EPM normas técnicas RA6 – 014, RA6 – 018.

En la propuesta, la norma que se aplica, es la actualmente vigente en Colombia EL RETIE, que es el reglamento técnico de instalaciones eléctricas expedido por el ministerio de Minas y energía mediante el decreto 18038 de 2004, siendo este de obligatorio cumplimiento en el país. En este se establecen las medidas para la seguridad tanto de las personas como de animales y vida vegetal. Así mismo incorpora los parámetros para prevenir, minimizar o eliminar los riesgos de origen eléctrico.

Inicialmente el reglamento tendría una vigencia de 3 años, luego la vigencia se amplió a 5 años. Sin embargo, ha sufrido algunas modificaciones y ha tenido algunos hitos importantes, empezó en el 2004, luego se realizaron cambios importantes en la versión del 2008, y por ultimo tener la resolución vigente del 2013. Cada año se ha venido actualizando y corrigiendo. Para efectos de actualizaciones anteriores lo informa el ministerio de minas así:

“Artículo tercero. Revisión y actualización del reglamento técnico: El presente reglamento técnico podrá ser revisado en cualquier tiempo durante su vigencia por el ministerio de minas y energía a través de la dirección de energía. Si en la revisión se determina que resulta innecesaria la modificación al reglamento, se entenderá renovado automáticamente el término de la vigencia de esta resolución”.

Este reglamento debe ser aplicado a toda instalación nueva o ampliación, productos utilizados y personas que intervienen en los distintos procesos ya sea generación, transmisión, transformación, distribución y utilización final de energía eléctrica, requisitos exigibles en condiciones normales o nominales de la instalación.

Así mismo el RETIE obliga a cumplir los siete primeros capítulos de la Norma Eléctrica Colombiana NTC2050, específicamente el artículo 27.1 “aplicación de normas técnicas”:

“Debido a que el contenido de la NTC 2050 Primera Actualización (Código Eléctrico Colombiano), del 25 de noviembre de 1998, basada en la norma técnica NFPA 70 versión 1996, encaja dentro del enfoque que debe tener un reglamento técnico y considerando que tiene plena aplicación en las instalaciones para la utilización de la energía eléctrica, incluyendo las de edificaciones utilizadas por empresas prestadoras del servicio de electricidad, se declaran de obligatorio cumplimiento los primeros siete capítulos con las

tablas relacionadas (publicados en el Diario Oficial No 45.592 del 27 de junio de 2004) incluidas las tablas del capítulo 9 de NTC 2050 y la introducción en los aspectos que no contradigan el presente reglamento.”

Estos apartes de la citada norma hacen parte integral del reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.

Las normas suministran los límites para establecer la metodología del diseño e instalación que se deben cumplir, así mismo los reglamentos indican como debe diseñarse un sistema puesta a tierra SPT específicamente para una red de distribución. El RETIE en el artículo 15 de la resolución del 29 de abril 2005, establece las exigencias y las condiciones que deben cumplir las puestas a tierras de un sistema de distribución de tal manera que se garantice la seguridad de las personas y el correcto funcionamiento de los equipos.

La norma técnica establecida por E.P.M. para las puestas a tierra de redes de distribución, aplica para el aterrizamiento de los sistemas de distribución de energía de media tensión (7.62, 13.2 y 44 kV) y las redes secundarias de baja tensión (120/240 V), donde se requiere poner a tierra el sistema para efectos de control de sobretensiones temporales y de tipo atmosférico. Así mismo aplica en el aterrizamiento de transformadores de distribución ubicados en poste, puesta a tierra de pararrayos, puesta a tierra de los diferentes equipos de maniobra y protección, del mismo modo la puesta a tierra de poste secundarios y de acometidas a ser instalados en el sistema. Dicha norma técnica establece las configuraciones básicas de puesta a tierra a emplearse en el sistema con el fin de cumplir las exigencias del RETIE, garantizar la seguridad de las personas y obtener la resistencia de puesta a tierra adecuada de acuerdo a la resistividad que posea el terreno.

Las normas RA6014 “Medida de resistividad eléctrica del suelo” Las diferentes técnicas de medida son descritas en detalle en la IEEE Std 811983 “*IEEE Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potencial of a ground system*”. Para efectos de esta norma, se asume como adecuado el método de Wenner o método de los cuatro puntos, se indica que en caso de ser muy difícil su aplicación, podrá apelarse a otro método referenciado por la IEEE Std 811983.

“Medida resistencia de puesta a tierra” En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse como referencia los siguientes valores máximos de RPT adoptados de las normas técnicas IEC 603644442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, NTC 4552.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 15 del RETIE, la resistencia de puesta a tierra establecida como referencia para los sistemas de distribución es de 10 Ohmios. Sin embargo, dado que técnica y económicamente en algunos sitios del sistema que poseen altos valores de resistividad del suelo, será impráctico obtener dicho valor; el reglamento establece que se debe garantizar que las tensiones de paso y contacto aplicadas al ser humano, en caso de una falla a tierra, no superen las máximas permitidas de acuerdo a lo establecido en la norma ANSI/IEEE 80 (véase tabla 7).

Tabla 7: tensión de contacto admisible

Tiempo de despeje de la falla	Máxima tensión de contacto admisible (rm c.a). según IEC para 95% de la población. (público general)	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEEE para personas de 50 kg. (ocupacional)
Mayor a dos segundos	50 voltios	82 voltios
Un segundo	55 voltios	116 voltios
700 milisegundos	70 voltios	138 voltios
500 milisegundos	80 voltios	164 voltios
400 milisegundos	130 voltios	183 voltios
300 milisegundos	200 voltios	211 voltios
200 milisegundos	270 voltios	259 voltios
150 milisegundos	300 voltios	299 voltios
100 milisegundos	320 voltios	366 voltios
50 milisegundos	345 voltios	518 voltios

Fuente: RETIE.

Las tensiones de paso y de contacto son de gran importancia al momento de diseñar un sistema de puesta a tierra, porque es aquí en donde se manejan voltajes muy altos y sus mediciones son obligatorias para proyectos de subestaciones como lo indica el reglamento técnico de instalaciones eléctricas ( RETIE artículo 15.5.3).

“las tensiones de paso y de contacto calculadas deben comprobarse antes de la puesta en servicio de la subestaciones de alta tensión y extra alta tensión para verificar dentro de los límites admitidos. Deben seguirse los siguientes criterios adoptados de la IEEE 81.2.



Esta medición no se requiere para los apoyos o estructuras de las líneas de transmisión asociada a las subestaciones, a excepción de las dos primeras estructuras de cada línea” para proyectos en baja tensión la información sobre tensiones de paso y de contacto es muy reducida ya que este tema se trata más en alta tensión.

En cuanto al proceso de diseño de un sistema puesta a tierra, el RETIE sugiere una serie de pasos para el proceso de diseño del sistema de puesta a tierra los cuales son los siguientes:

- Investigar el comportamiento de la resistividad del suelo y como esta puede llegar a relacionarse con diversas variables climáticas esto con el objetivo de considerar la resistividad del suelo en su valor más alto.
- Determinar la corriente máxima de falla a tierra que el sistema de puesta a tierra puede llegar a transportar en cierto instante de tiempo.
- Determinar el tiempo de duración de la falla y con esto poder determinar los calibres de los conductores del sistema de puesta tierra de tal manera que los mismos soporten la corriente de falla sin verse afectados.
- Investigar el tipo de carga.
- Calcular de forma preliminar la resistencia de puesta tierra, esta dependerá de la resistividad del suelo y del tipo de configuración que se utilice.
- Calcular las tensiones de paso de contacto y transferidas de tal manera que se encuentren dentro de los rangos aceptables según normatividad.
- Si se requiere ajustar el diseño preliminar para que cumpla con los requisitos.

Un buen diseño de puesta a tierra debe reflejarse en el control de las tensiones de paso y de contacto, sin embargo, la limitación de las tensiones transferidas principalmente en subestaciones de media y alta tensión es igualmente importante. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse como referencia los siguientes valores máximos de resistencia de puesta a tierra adoptados de las normas técnicas IEC 603644442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552. Según IEEE STD80 - 2000 *Institute of Electrical and Electronics Engineers* referente a “diseños de puestas a Tierra” los valores recomendados de resistencias de sistemas puesta a tierra se muestran en la tabla 8.

Tabla 8: Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

<b>APLICACIÓN</b>	<b>VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA</b>
Estructuras de líneas de transmisión. (y metálicas o con cable de guarda de distribución)	20 $\Omega$
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 $\Omega$
Subestaciones de media tensión.	10 $\Omega$
Protección contra rayos.	10 $\Omega$
Neutro de acometida en baja tensión.	25 $\Omega$
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 $\Omega$

Fuente: RETIE

El RETIE VIGENTE 2013 reglamento técnico de instalaciones eléctricas (capítulo 2 artículos 15 sistemas de puestas a tierra indica requisitos técnicos esenciales estableciendo que,

“toda instalación eléctrica cubierta por el presente reglamento, excepto donde se indique expresamente lo contrario debe de disponer un sistema de puesta a tierra de tal forma que cualquier punto del interior o exterior, normalmente accesible a personas que puedan transitar o permanecer allí no están sometidos a tensiones de paso de contacto o transferidas que superen los umbrales de soportabilidad cuando se presente una falla. El reglamento hace las siguientes especificaciones.

- Funciones de un sistema puesta a tierra.
- Márgenes de soportabilidad del cuerpo humano.
- Diseño de puesta a tierra.
- Requisitos generales.
- Materiales a usarse.
- Valores de resistencia de puesta a tierra.
- Medición de parámetros relacionados con la puesta a tierra.
- Puesta a tierra temporales.

La NTC2050 NORMA ICONTEC norma técnica colombiana (sección 250 puesta a tierra), El código eléctrico colombiano establece la NTC 2050 norma técnica colombino en su

sección 250 “puestas a tierra “varios literales que se dividen en requisitos generales de puestas a tierra y requisitos específicos.

- Puestas a tierra de circuitos y sistemas eléctricos.
- Ubicación de las conexiones de las puestas a tierra de los sistemas.
- Puesta a tierra de los equipos.
- Sistemas de electrodos de puestas a tierra.
- Conductores del electrodo de puesta a tierra.
- Transformadores de instrumentos, relés etc.
- Puestas a tierra de sistemas y circuitos de alta tensión 1KV o más.

La norma NTC 2050 en su capítulo 2, sección 250 establece las disposiciones y especificaciones de obligatorio cumplimiento. Trata de los requisitos generales de puesta a tierra y de conexiones equipotenciales de las instalaciones eléctricas y de los requisitos específicos entre los que se tienen:

- a) Sistemas, circuitos y equipos que se exige, se permite o no se permite que estén puestos a tierra.
- b) El conductor del circuito que debe ser puesto a tierra en los sistemas puestos a tierra.
- c) Ubicación de las conexiones de puesta a tierra.
- d) Tipos y calibres de los conductores de puesta a tierra, de los conductores de conexión equipotencial y de los electrodos de puesta a tierra.
- e) Métodos de puesta a tierra y de conexión equipotencial.
- f) Condiciones en las cuales los encerramientos de protección, distancias de seguridad eléctrica o aislamiento hacen que no se requiera puesta a tierra.

Entre las especificaciones que la norma enmarca están:

- a) En sistemas, circuitos y equipos en los que se exige, se permite o donde no se permite que estén puestos a tierra.
- b) El conductor del circuito que es puesto a tierra en sistemas de puestas a tierra
- c) Ubicación de las conexiones a tierra.
- d) Tipos y tamaños no minales de los conductores, puentes de unión y electrodos de conexión para puestas a tierra.

e) Métodos de puesta a tierra.

Los sistemas se conectan a tierra para:

- a. Limitar las sobretensiones eléctricas debidas a descargas atmosféricas.
- b. Limitar los transitorios en la red o contacto accidental con líneas de alta tensión.
- c. Estabilizar la tensión eléctrica a tierra durante su funcionamiento normal.

Así mismo en el capítulo 5 de la misma sección, el código eléctrico nacional NTC 2050, hace relación a los Circuitos y sistemas de corriente alterna (c.a.) que se deben poner a tierra, entre los que se describe:

a) circuitos de corriente alterna de menos de 50 V.

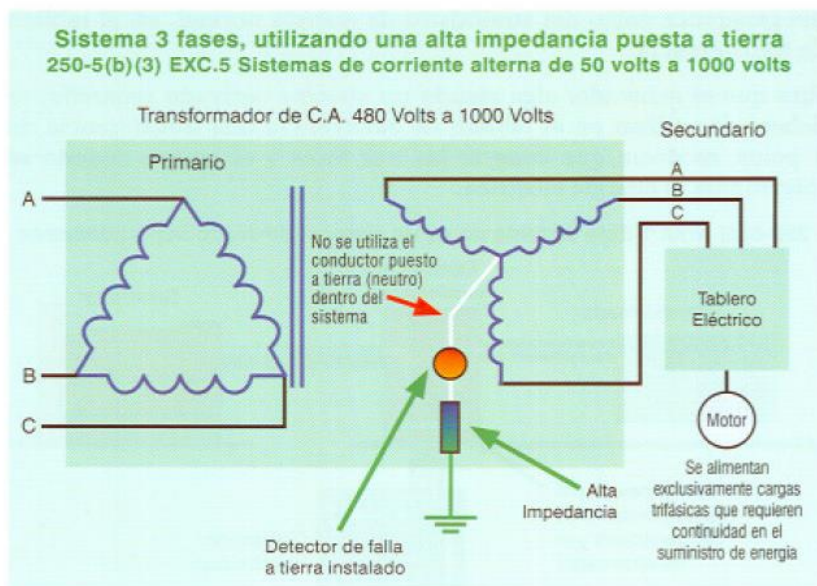
- 1) Cuando estén alimentados por transformadores, si el sistema de alimentación del transformador supera los 150 V a tierra.
- 2) Cuando estén alimentados por transformadores si el sistema de alimentación del transformador no está puesto a tierra.
- 3) Cuando estén instalados como conductores aéreos fuera de las edificaciones.

b) Instalaciones de corriente alterna de 50 a 1.000 V.

- Cuando el sistema se pueda poner a tierra de modo que la tensión máxima a tierra de los conductores no puestos a tierra no supere los 150 V.
- Cuando sea un sistema trifásico tetrafilar conectado en estrella en el que se utilice el neutro como conductor del circuito.
- Cuando el sistema sea trifásico tetrafilar conectado en delta en el que el punto medio del bobinado de una fase se utilice como un conductor del circuito.
- Cuando un conductor de acometida puesto a tierra no sea aislado.
- Los sistemas con neutro puesto a tierra a través de alta impedancia, en los que la impedancia de puesta a tierra, generalmente una resistencia, limite al mínimo el valor de la corriente por falla a tierra. Se permiten sistemas con neutro puesto a tierra a través de alta impedancia en instalaciones trifásicas de c.a. de 480Va 1.000 V (véase figura 3), siempre que se cumplan todas las siguientes condiciones:
  - a. Que las condiciones de mantenimiento y supervisión garanticen que sólo personas calificadas atienden la instalación.

- b. Que se requiera continuidad en el servicio.
- c. Que el sistema tenga instalados detectores de falla a tierra.
- d. Que el sistema no alimente cargas de línea a neutro.
- e. Instalaciones de corriente alterna de 1 kV y más. Los sistemas de c.a. que alimentan equipos móviles o portátiles, se deben poner a tierra como se especifica en el Artículo 250-154. Si alimentan a otros equipos que no sean los portátiles, se permite que tales sistemas se pongan a tierra. Cuando lo estén deben cumplir las disposiciones de esta Sección que les sean aplicables.
- f. Sistemas derivados independientes. Un sistema de alambreado de un predio que esté alimentado por el devanado de un generador, transformador o convertidor y no tenga conexión eléctrica directa, ni siquiera con un conductor del circuito sólidamente puesto a tierra, para alimentar conductores que arranquen de otro sistema, en caso que se requiera que esté puesto a tierra según los anteriores apartados a) o b), se debe conectar a tierra como se indica en el Artículo 250-26.

Figura 3. sistemas puesta a tierra a través de una alta impedancia.



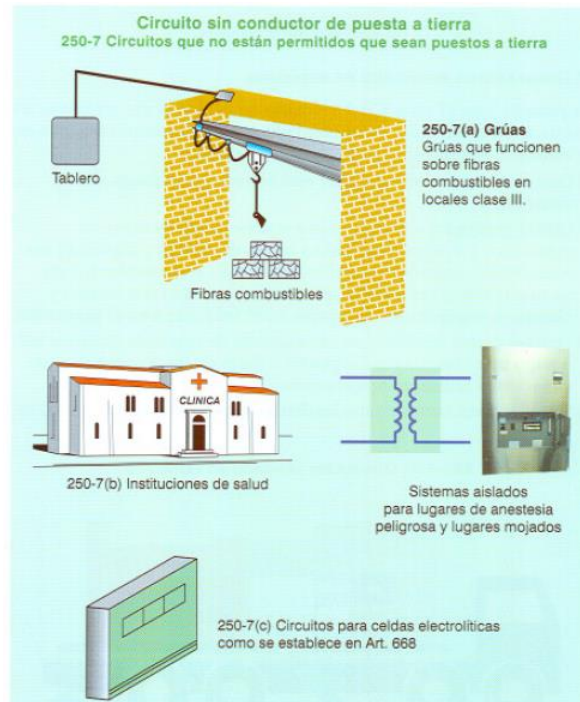
Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

En cuanto a Circuitos que no se deben poner a tierra, el capítulo 7 considera que, no se deben poner a tierra los siguientes circuitos (véase figura 4):

- a) Grúas. Los circuitos de grúas eléctricas que funcionen sobre fibras combustibles en lugares de Clase III, como establece el Artículo 503-13.
- b) Instituciones de asistencia médica. Los circuitos que establece la Sección 517.

## c) Celdas electrolíticas

Figura 4. Circuitos que no deben ser puestos a tierra.

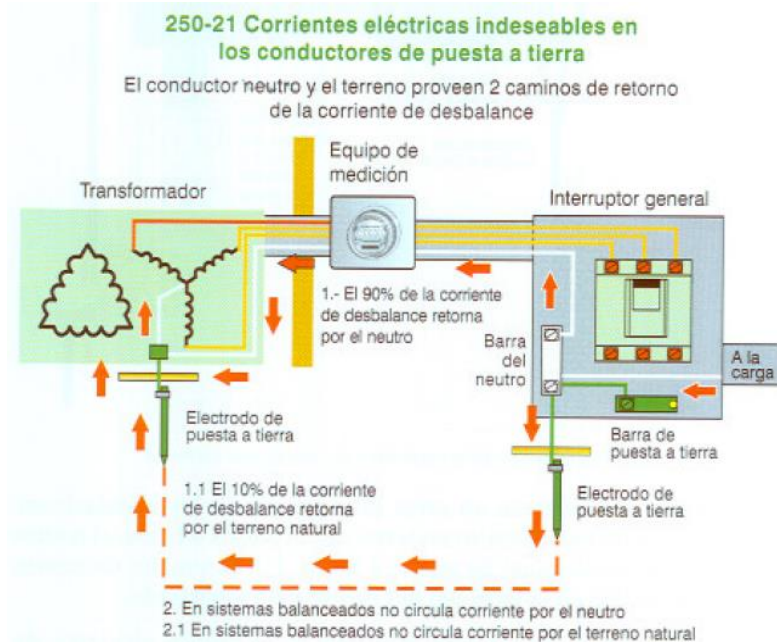


Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

Las corrientes indeseables en los conductores de puesta a tierra son descritas en la sección 250, capítulo 21 y considera que,

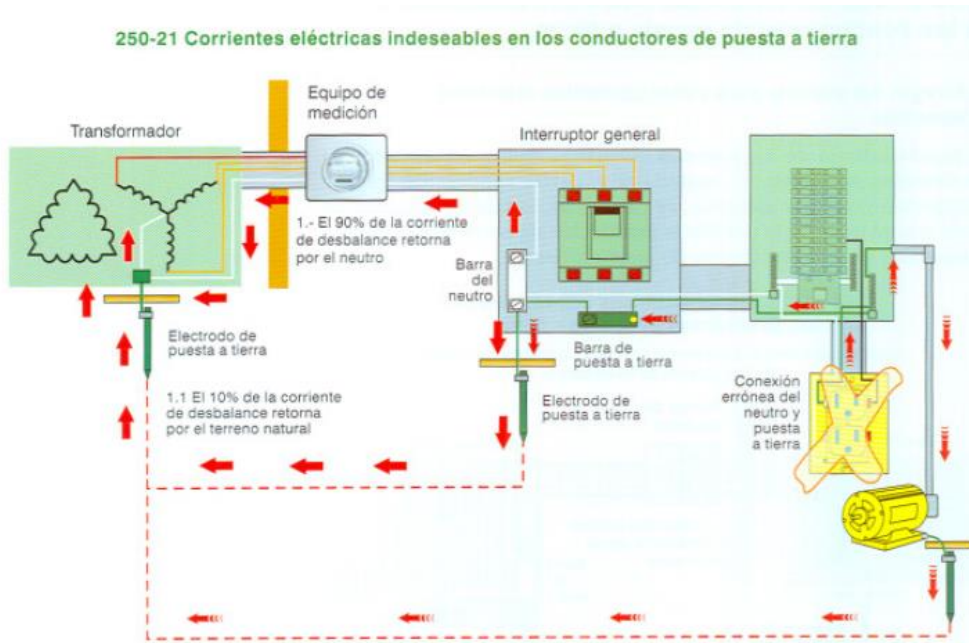
- a) Arreglos para evitar corrientes indeseables (véase figura 5). La puesta a tierra de instalaciones eléctricas, conductores de circuitos, pararrayos y materiales y equipos conductores no portadores de corriente, se debe instalar y disponer de modo que se evite el paso de corrientes indeseables (véase figura 6 y 7), por los conductores de puesta a tierra o por las trayectorias de la puesta a tierra.

Figura 5. corrientes eléctricas indeseables en los conductores de puesta a tierra.



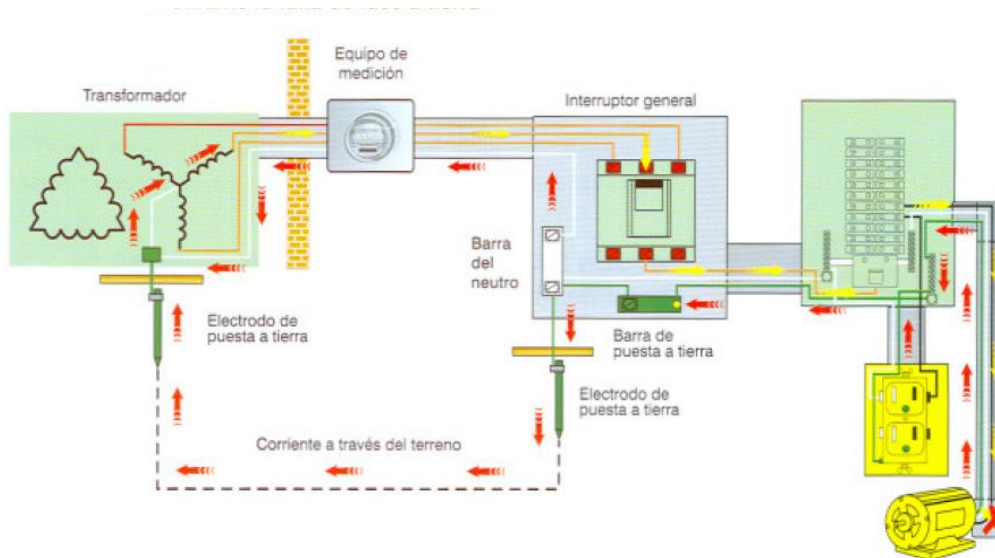
Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

Figura 6. corrientes indeseables en los conductores de puesta a tierra.



Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

Figura 7. camino de la corriente de cortocircuito de una falla a tierra



Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

- a) Conexiones de puesta a tierra del sistema. El sistema de alambrado de un predio que arranque desde una acometida de c.a. puesta a tierra, debe tener en cada acometida un conductor del electrodo de puesta a tierra conectado a un electrodo de puesta a tierra que cumpla lo establecido en la Parte H de la Sección 250. El conductor del electrodo de puesta a tierra debe estar conectado al conductor de la acometida puesto a tierra en cualquier punto accesible entre el lado de la carga de la acometida aérea o subterránea y el terminal o el bus al que esté conectado el conductor de la acometida puesto a tierra en el medio de desconexión de la acometida, inclusive. Cuando el transformador de alimentación de la acometida esté situado fuera de la edificación, se debe hacer como mínimo otra conexión de puesta a tierra desde el conductor de la acometida puesto a tierra hasta el electrodo de puesta a tierra, en el transformador o en cualquier otro punto fuera de la edificación. No se debe hacer ninguna conexión de puesta a tierra con ningún conductor del circuito puesto a tierra en el lado de la carga del medio de desconexión de la acometida.
- b) Conductor puesto a tierra llevado hasta el equipo de acometida. Cuando se ponga a tierra en cualquier punto un sistema de c.a. de menos de 1 000 V, el conductor puesto a tierra se debe llevar hasta cada medio de desconexión de la acometida y conectarlo equipotencialmente al armario de cada uno de ellos. Este conductor se



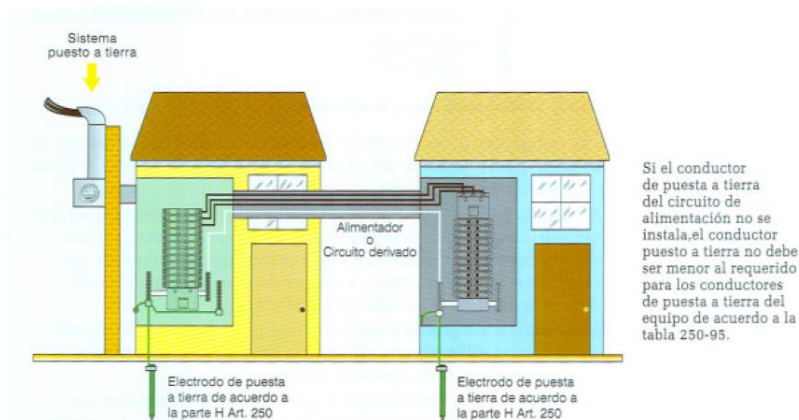
debe llevar con los conductores de fase y no debe ser de calibre menor al conductor del electrodo de puesta a tierra requerido y, además, para los conductores de fase de acometida de sección transversal superior a 557,37 mm<sup>2</sup>(1100 kcmils) en cobre o 886,73 mm<sup>2</sup>(1750 kcmils) en aluminio, el calibre del conductor puesto a tierra no debe ser menor al 12,5 % del área del mayor conductor de fase de acometida. Cuando los conductores de fase de acometida se conecten en paralelo, el calibre del conductor puesto a tierra se debe calcular sobre la base de una sección equivalente para conductores en paralelo.

El capítulo 24 de la norma 2050, en la misma sección considera, Dos o más edificaciones o estructuras alimentadas desde una acometida común.

a) Sistemas puestos a tierra. Cuando desde la misma acometida de c.a. se alimenten dos o más edificios o estructuras, el sistema puesto a tierra en cada edificio o estructura debe tener un electrodo de puesta a tierra, como se describe en la Parte H, conectado al armario metálico del medio de desconexión de la edificación o estructura y al conductor puesto a tierra de la instalación de c.a., a la entrada del medio de desconexión de la edificación o estructura (véase tabla 8). Cuando el conductor de puesta a tierra del equipo, descrito en el Artículo 250-91.

b) no vaya con los conductores del alimentador, el calibre del conductor puesto a tierra de la instalación de c.a. a la entrada del medio de desconexión no debe ser menor al calibre especificado Tabla 250-95 para los conductores de puesta a tierra de los equipos.

Figura 8. suministro de energía a dos o más edificios



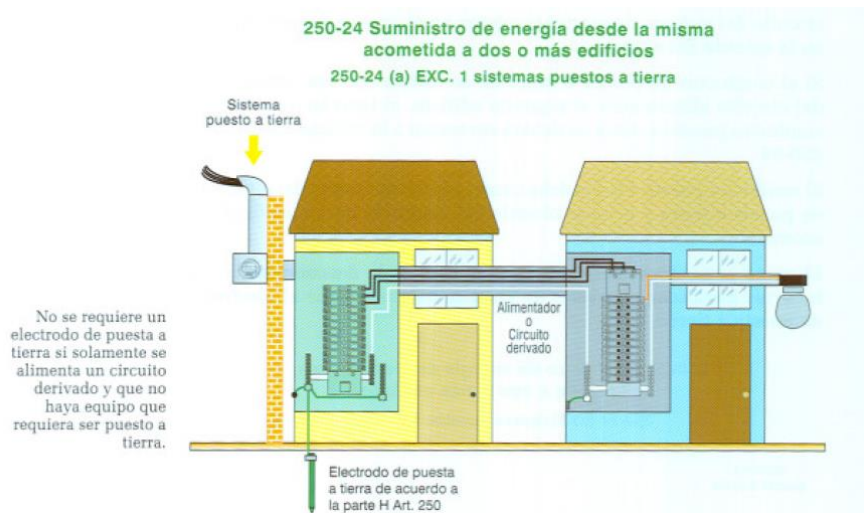
Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

Para el suministro de energía en dos edificaciones, existen excepciones que se deben tener en cuenta, la primera excepción sugiere que no se exige la instalación de un electrodo puesta a tierra en una segunda edificación, siempre y cuando, solo se alimenta un solo circuito (véase figura 9) y no existe equipos que requieran puesto a tierra.

Una excepción más que enmarca la normativa (véase figura 10), establece que no será necesario conectar el conductor puesto a tierra del circuito al electrodo en la segunda edificación, siempre y cuando cumpla que: se instala un conductor de puesta a tierra con los conductores del circuito alimentador al segundo edificio, el conductor pt del equipo es unido al medio de desconexión del segundo edificio y a los electrodos de puesta a tierra.

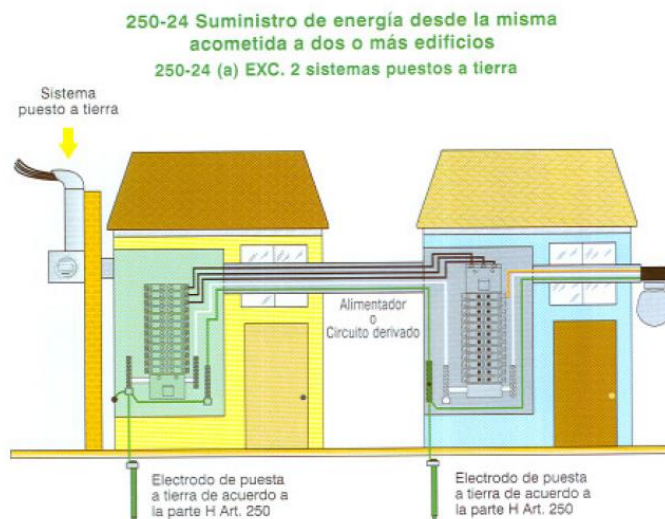
Así sí mismo no existen electrodos de puesta a tierra, se debe instalar un electrodo de puesta a tierra, cuando el edificio se alimente por más de un circuito.

Figura 9. excepción 1. Segunda edificación sin electrodo de puesta a tierra.



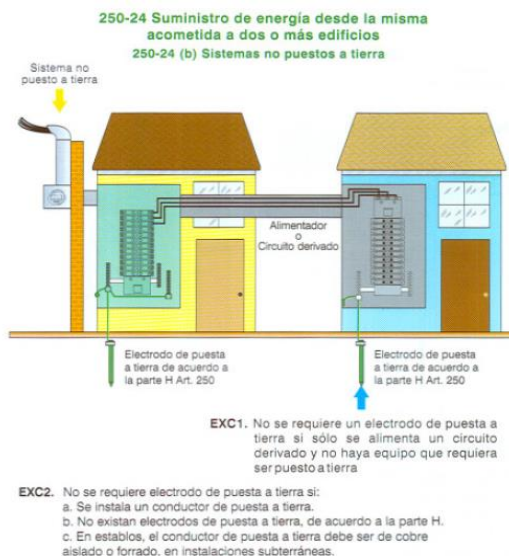
Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

Figura 10. Excepción 2 se instala el conductor de puesta a tierra.



Los sistemas denominados no puestos a tierra en libro de oro de puestas a tierra del ingeniero Javier Oropeza, indican que si dos o más edificios se alimentan por una acometida común con un sistema no puesto a tierra entonces en cada edificio o inmueble deberá instalarse un electrodo de puesta a tierra el cual deberá unir a la envolvente de los edificios, como se muestra en la figura 11.

Figura 11. Dos o más edificaciones alimentadas por una acometida por una acometida no puesta a tierra.

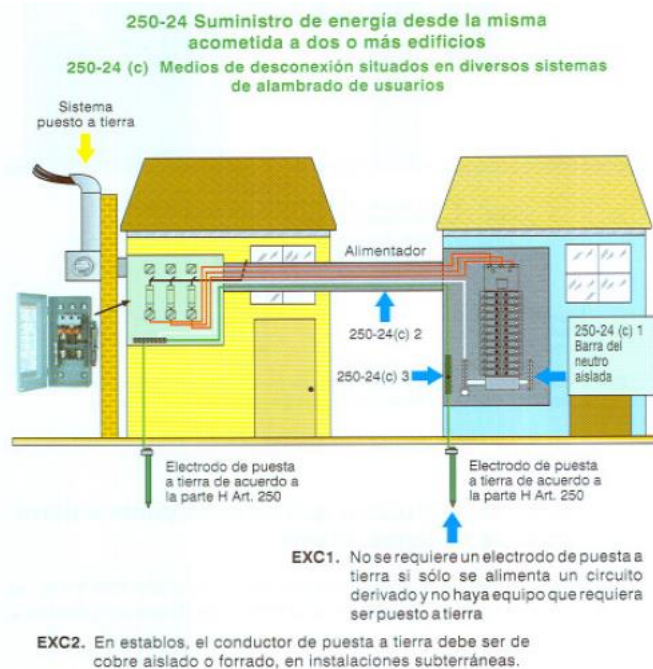


Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

Cuando uno o más medios de desconexión alimentan a uno o más edificios bajo la misma administración y dichos medios de desconexión (véase figura 12) estén bien ubicados en los edificios, se debe cumplir que:

No se debe realizar la conexión del conductor puesto a tierra del circuito al electrodo puesto a tierra del segundo edificio, así mismo se instala un conductor de puesta a tierra con los conductores del circuito alimentador al segundo edificio, para la puesta de cualquier parte metálica.

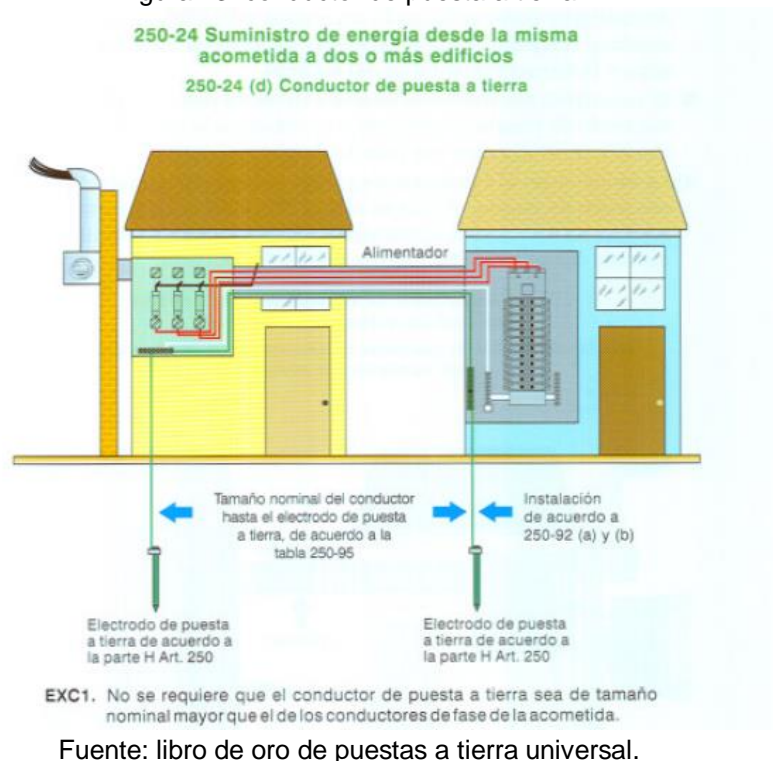
Figura 12. Medios de desconexión ubicados en diferentes sistemas de alambrados de usuarios.



Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

El tamaño nominal del conductor de puesta a tierra se debe seleccionar en base al valor del dispositivo de protección contra sobrecorriente del alimentador del segundo edificio, si los conductores se calculan por caída de tensión, el conductor de puesta a tierra se debe incrementar proporcionalmente.

Figura 13. conductor de puesta a tierra.



Conductor que se debe poner a tierra en sistemas de corriente alterna, capítulo 25. En sistemas de alambrado de c.a. en las propiedades, el conductor que se debe poner a tierra es el que se especifica en los siguientes apartados 1) a 5):

- 1) Instalaciones monofásicas bifilares: un conductor.
- 2) Instalaciones monofásicas trifilares: el conductor de neutro.
- 3) Instalaciones polifásicas con un conductor común a todas las fases: el conductor común.
- 4) Instalaciones polifásicas en las que se deba poner a tierra una fase: el conductor de una fase.
- 5) Instalaciones polifásicas en las que una fase se utilice como se indica en 2) anterior: el conductor de neutro.

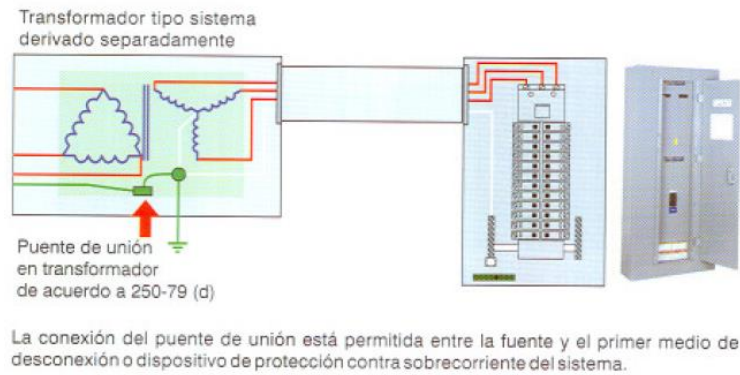
En el capítulo 26 de la misma sección, Puesta a tierra de sistemas derivados independientes de corriente alterna. Una instalación de c.a. derivada independiente que se deba poner a tierra, se debe conectar según se especifica en los siguientes apartados a) a d).

a) Puente de conexión equipotencial. Se debe instalar un puente de conexión equipotencial de calibre que cumpla lo establecido en el Artículo 250-79 d) para los conductores de fase

derivados, para conectar los conductores de puesta a tierra del equipo de la instalación derivada al conductor puesto a tierra. Salvo si lo permiten las Excepciones No. 4 o 5 del Artículo 250-23.a), esta conexión se debe hacer en cualquier punto del sistema derivado independiente, desde su arranque hasta el primer medio de desconexión o dispositivo de protección contra sobrecorriente de la instalación, o se debe hacer en el arranque del sistema derivado independiente que no tenga medio de desconexión o dispositivo de protección contra sobrecorriente.

Se deberá instalar un puente de unión para conectar los conductores de puesta a tierra del equipo del sistema derivado al conductor puesto a tierra. (Véase en la figura 14)

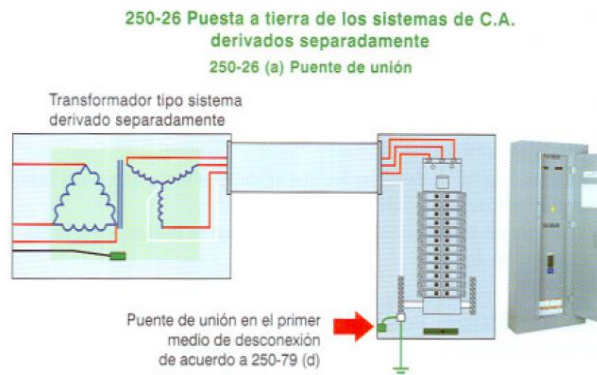
Figura 14. puesta a tierra de sistemas derivados separados



Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

Se deberá instalar un conductor del electrodo de puesta a tierra para conectar al conductor puesto a tierra con el electrodo de puesta a tierra. (Véase figura 15).

Figura 15. puesta a tierra de sistemas derivados separados

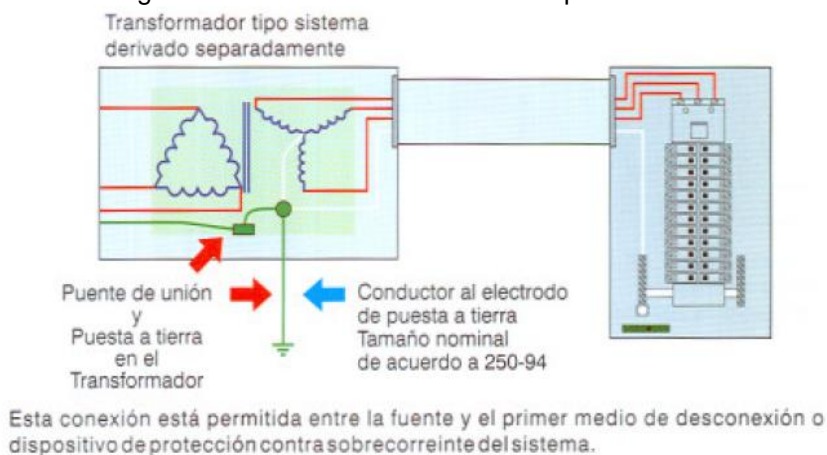


Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.



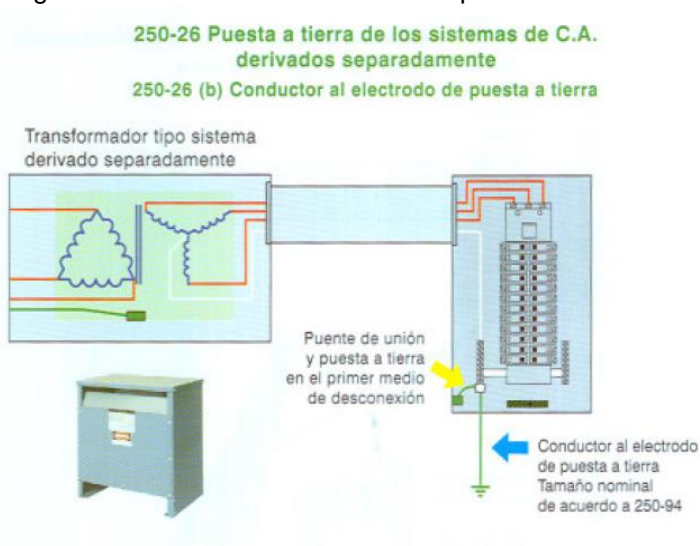
Se deberá instalar un conductor del electrodo puesta tierra para conectar al conductor puesto a tierra con el electrodo de puesta a tierra (véase en la figura 16- 17)

Figura 16. conductor del electrodo de puesta a tierra



Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

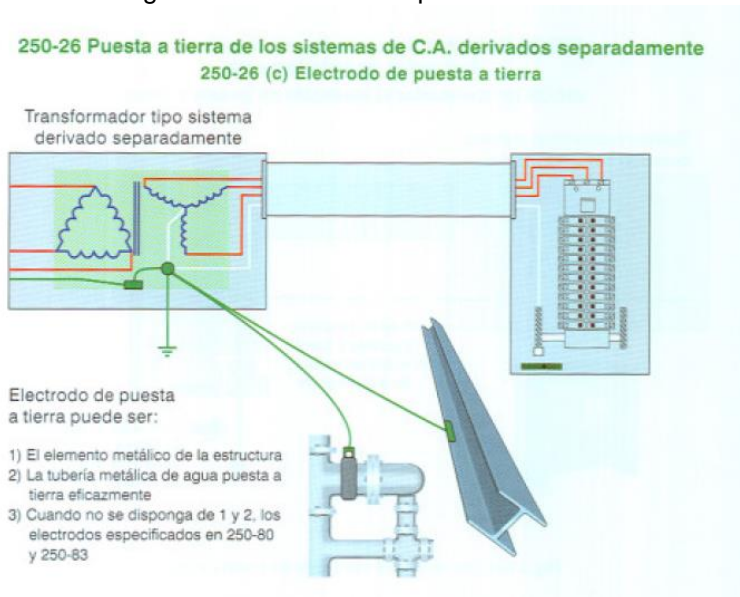
Figura 17. conductor del electrodo de puesta a tierra



Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

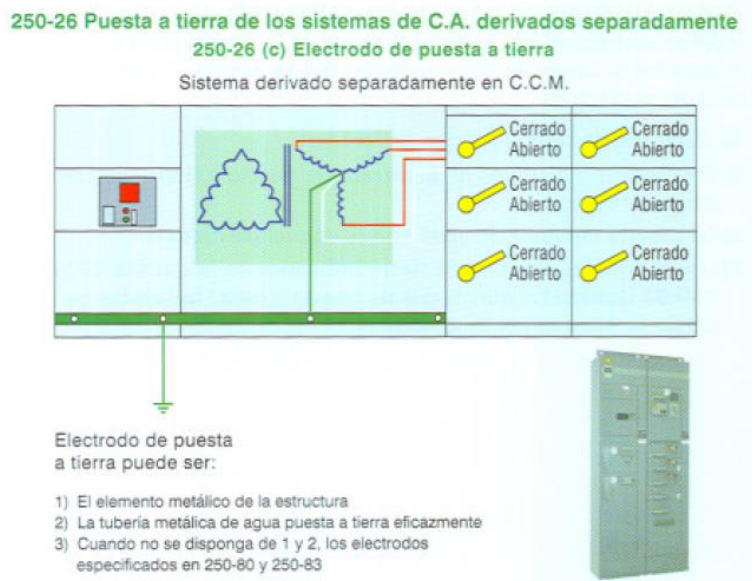
El electrodo de puesta tierra deberá instalar lo más cerca posible y deberá ser accesible preferiblemente en la misma zona donde se encuentre la conexión del conductor del electrodo de puesta a tierra al sistema eléctrico. (Véase figura 18).

Figura 18. Electrodo de puesta a tierra



Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

Figura 19. electrodo de puesta a tierra de un sistema derivado separado instalado dentro de un C.C.M.



Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

Conexiones de un sistema con neutro puesto a tierra a través de alta impedancia, capítulo 27. Las instalaciones con neutro puesto a tierra a través de alta impedancia, tal como permite el Artículo 250-5. b. (véase figura 20).



Excepción No. 5, deben cumplir las siguientes condiciones a) a f). a) Ubicación de la impedancia de puesta a tierra. La impedancia de puesta a tierra debe instalarse entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y el neutro de la instalación. Cuando no haya neutro, la impedancia de puesta a tierra se debe instalar entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y el neutro derivado de un transformador de puesta a tierra.

b) Conductor de neutro. El conductor de neutro desde el punto neutro del transformador o generador hasta su punto de conexión con la impedancia de puesta a tierra, debe estar completamente aislado. El conductor neutro debe tener una capacidad de corriente no menor a la corriente máxima nominal de la impedancia de puesta a tierra. En ningún caso el conductor de neutro debe ser de sección transversal menor a 8,36 mm<sup>2</sup> (8 AWG) en cobre o 13,29 mm<sup>2</sup> (6 AWG) en aluminio o aluminio recubierto de cobre.

c) Conexión del neutro del sistema. El neutro del sistema no se debe poner a tierra excepto a través de la impedancia de puesta a tierra.

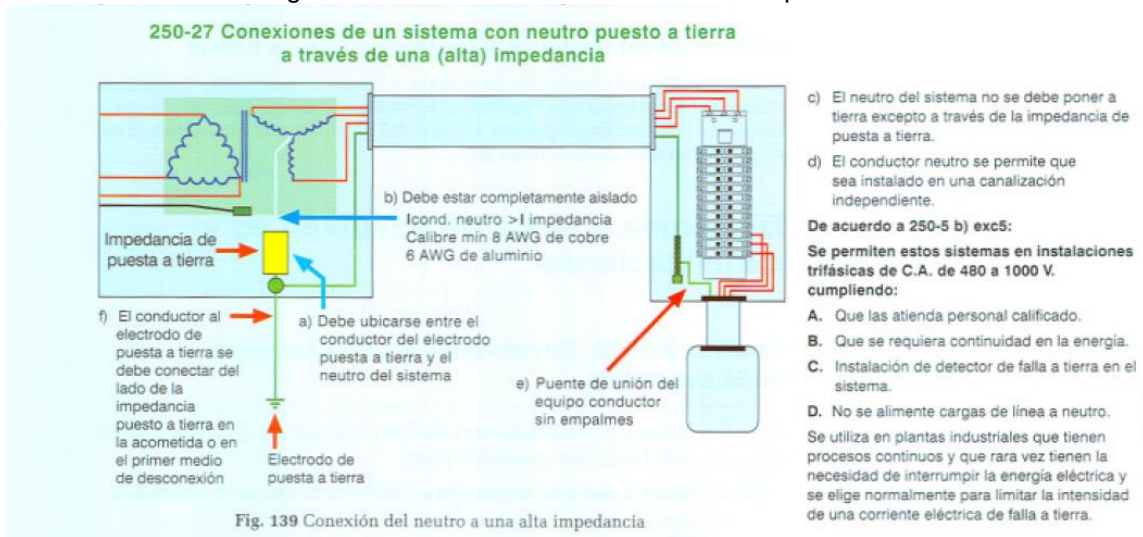
d) Tendido del conductor de neutro. Se permite instalar el conductor que conecta el punto neutro de un transformador o generador a una impedancia de puesta a tierra en una canalización independiente. No es necesario que este conductor vaya con los conductores de fase hasta el primer medio de desconexión o dispositivo contra sobrecorriente de la instalación.

e) Puente de conexión equipotencial de los equipos. El puente de conexión equipotencial de los equipos (la conexión entre los conductores de puesta a tierra del equipo y la impedancia de puesta a tierra) debe ser un conductor sin empalmes que vaya desde el primer medio de desconexión del sistema o dispositivo de protección contra sobrecorriente hasta el lado de puesta a tierra de la impedancia de puesta a tierra.

f) Ubicación del conductor del electrodo de puesta a tierra. El conductor del electrodo de puesta a tierra se debe conectar en cualquier punto desde el lado puesto a tierra de la impedancia de puesta a tierra hasta la conexión de puesta a tierra de los equipos en el equipo de la acometida o el primer medio de desconexión del sistema.

g) Protección de falla a tierra. En estos sistemas se debe instalar un relé de protección de falla a tierra.

Figura 20. conexión del neutro a una alta impedancia



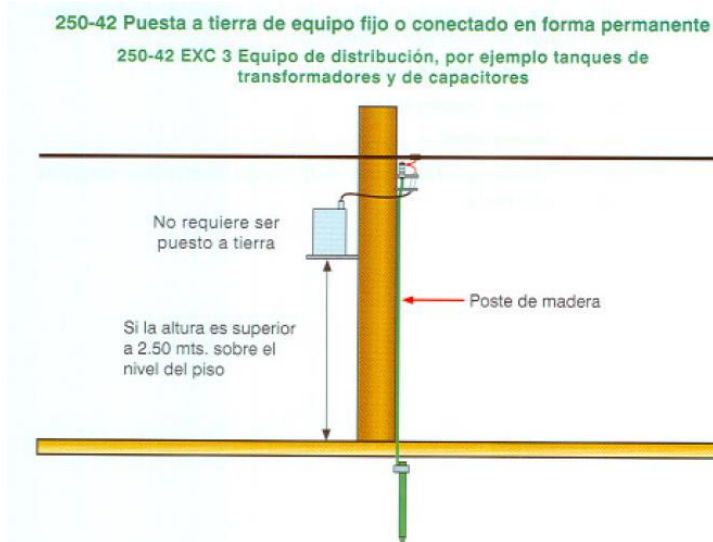
Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

La puesta a tierra de equipos esta descrito en el capítulo 42 titulado, Equipos fijos o conectados por métodos de alambrado permanente. Las partes metálicas expuestas no portadoras de corriente de los equipos fijos que se puedan llegar a energizar, se deben poner a tierra si se da cualquiera de las siguientes condiciones de. a) a f): (véase en la figura 21)

- a) Distancias horizontales y verticales. Si están a menos de 2,40 m en vertical o de 1,50 m en horizontal de la tierra o de objetos metálicos puestos a tierra y que puedan entrar en contacto con las personas.
- b) Lugares mojados o húmedos. Cuando estén ubicadas en lugares mojados o húmedos y no estén aisladas.
- c) Contacto eléctrico. Cuando estén en contacto eléctrico con metales.
- d) En lugares peligrosos (clasificados). Cuando estén en un lugar peligroso (clasificado) como se especifica en las Secciones 500 a 517.
- e) Métodos de alambrado. Cuando estén alimentadas por cables de forro metálico, recubiertas de metal, en canalizaciones metálicas u otro método de alambrado que pueda actuar como tierra del equipo, excepto lo que permite el Artículo 250-33 para tramos cortos de encerramientos metálicos.

f) De más de 150 V a tierra. Cuando el equipo funcione con cualquiera de sus terminales a más de 150 V a tierra.

Figura 21. excepción 3 equipos que deben ser puestos a tierra.



Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

En el capítulo 46, Separación con respecto a las bajantes de pararrayos, los conductos, encerramientos, estructuras y otras partes metálicas de equipos eléctricos no portadores de corriente, se deben mantener alejados como mínimo a 1,80 m de los conductores de las bajantes de los pararrayos; cuando la distancia a los conductores de las bajantes sea menor a 1,80 m, se deben conectar equipotencialmente a dichas bajantes. (véase en la figura 22).

Figura 22. separación de los conductores de bajada del sistema de protección contra descargas atmosféricas.



Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

La instalación de electrodo de puesta a tierra del sistema se encuentra en el capítulo 81 de la misma norma, Si en un predio, en cada edificio o estructura perteneciente al mismo, existen todos los elementos a) a d) que se indican a continuación y algún electrodo instalado de acuerdo con el Artículo 250-83.C) y d), se deben conectar equipotencialmente entre sí para formar la instalación del electrodo de puesta a tierra.

El puente o puentes de conexión equipotencial se deben montar de acuerdo con los Artículos 250-92.a) y b) y deben tener un calibre según lo establecido en el Artículo 250-94 e ir conectados como se indica en el Artículo 250-115. Se permite que el conductor del electrodo de puesta a tierra sin empalmes llegue hasta cualquier electrodo de puesta a tierra del sistema convenientemente situado en la instalación. Debe tener un calibre suficiente tomando el mayor conductor del electrodo de puesta a tierra exigido entre todos los electrodos disponibles (véase figura 23).

c) Electrodo de barras y tuberías. Los electrodos de barras y tuberías no deben tener menos de 2,40 m de longitud, deben ser de los materiales que se especifican a continuación (véase figura 23 y 24) y estar instalados del siguiente modo:

1) Los electrodos consistentes en tuberías o conductos no deben tener una sección transversal menor al tamaño comercial de 19 mm (3/4") y, si son de hierro o acero, deben tener su superficie exterior galvanizada o revestida de cualquier otro metal que los proteja contra la corrosión.

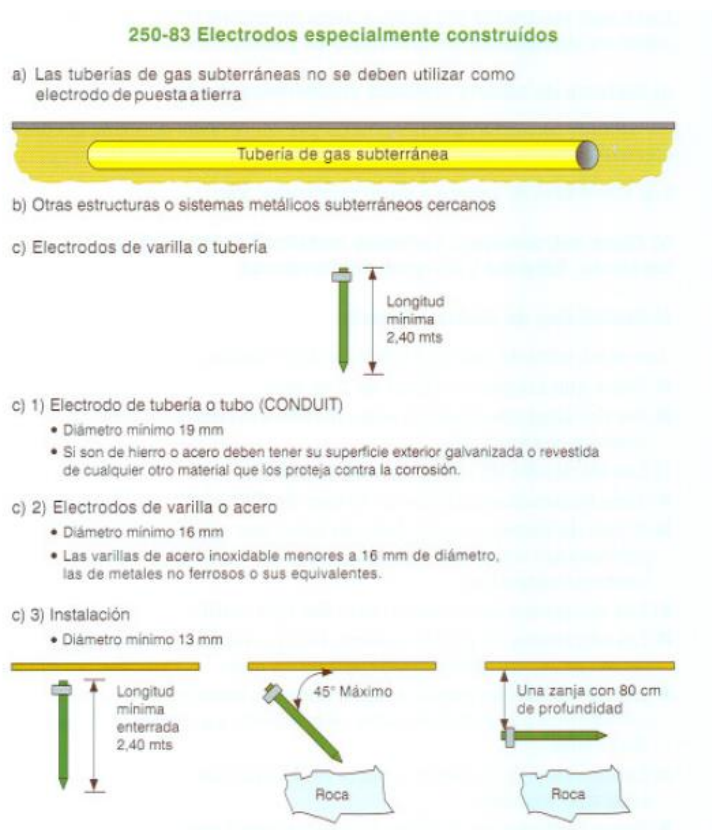
2) Los electrodos de barras de hierro o acero deben tener como mínimo un diámetro de 15,87 mm (5/8 de pulgada). Las barras de acero inoxidable deben ser de al menos 15,87 mm (5/8 de pulgada) de diámetro, las de metales no ferrosos o sus equivalentes, deben estar certificadas y tener un diámetro no menor a 12,7 mm (1/2 pulgada).

3) El electrodo se debe instalar de modo que tenga en contacto con el suelo como mínimo 2,40 m de su longitud. Se debe clavar a una profundidad no menor a 2,40 m, excepto si se encuentra roca, en cuyo caso el electrodo se debe clavar con un ángulo oblicuo que no forme más de 45° con la vertical o enterrarse horizontalmente en una zanja que tenga como mínimo 0,75 m de profundidad.

El extremo superior del electrodo debe quedar al nivel del suelo o por debajo, excepto si el extremo superior del electrodo que quede por encima del suelo y la conexión con el conductor del electrodo de puesta a tierra están protegidos contra daños físicos como se especifica en el Artículo 250-117.

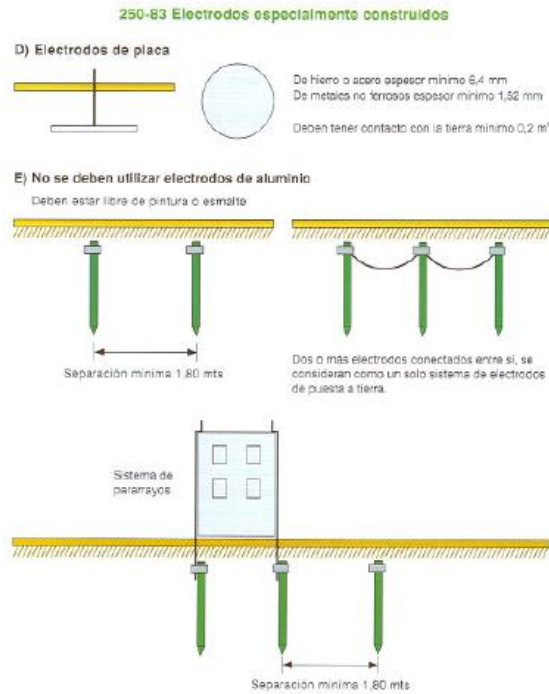
- d) Electrodo de placa. Los electrodos de placa deben tener un área mínima de 0,2 m<sup>2</sup> que esté en contacto directo con el suelo. Los electrodos de placas de hierro o acero deben tener un espesor mínimo de 6 mm. Los electrodos de metales no ferrosos deben tener un espesor mínimo de 1,5 mm.

Figura 23. electrodos de puesta a tierra fabricados



Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

Figura 24. electrodos de puesta a tierra fabricados



Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

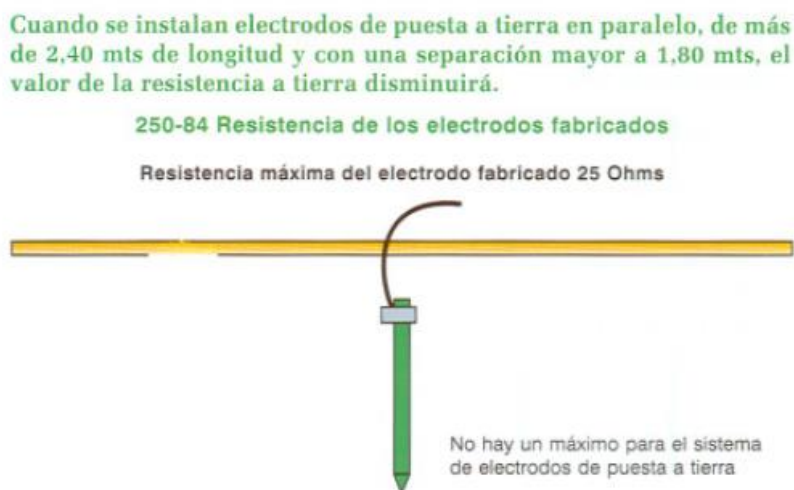
e) Electrodo de aluminio. No está permitido utilizar electrodos de aluminio.

250-84. Resistencia de los electrodos fabricados. Un electrodo único que consista en una barra o varilla, tubo o placa y que no tenga una resistencia a tierra de 25 ohmios o menos, se debe complementar con un electrodo adicional de cualquiera de los tipos especificados en los Artículos 250-81 o 250-83.

Cuando se instalen varios electrodos de barras, tuberías o placas para cumplir los requisitos de este artículo, deben tener entre sí una separación mínima de 1,80 m.

Nota. La eficiencia de la instalación en paralelo de barras de más de 2,40 m aumenta si se separan más de 1,80 m. (véase la figura 24)

Figura 25. valor de la resistencia a tierra de un electrodo de puesta a tierra fabricado.



Fuente: libro de oro de puestas a tierra universal.

Uso de la puesta a tierra de pararrayo, capítulo 83. Para la puesta a tierra de los sistemas eléctricos y equipos no se debe usar la puesta a tierra de pararrayos. Esta disposición no impide la conexión equipotencial requerida de los electrodos de puesta a tierra de distintos sistemas.

Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra en instalaciones de corriente alterna, capítulo.

El calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra de una instalación de c.a. puesta o no a tierra, no debe ser menor a los especificados en la NTC 2050 pág. 122 Del mismo el capítulo 95, Calibre de los conductores de puesta a tierra de los equipos donde se especifica el calibre de los conductores puesta a tierra de los equipos, de cobre, aluminio o aluminio recubierto de cobre, no debe ser menor al especificado.

Cuando haya conductores en paralelo en varios conductos o cables, como lo permite el Artículo 310-4, el conductor de puesta a tierra de los equipos, cuando exista, debe estar instalado en paralelo. Cada conductor de puesta a tierra de equipos instalado en paralelo debe tener un calibre determinado sobre la base de la corriente nominal del dispositivo de protección contra. Sobre corriente que proteja los conductores del circuito en el conducto o cable.

Cuando se instalen conductores de varios calibres para compensar caídas de tensión, los conductores de puesta a tierra de los equipos, cuando deban instalarse, se deberán ajustar proporcionalmente según su sección transversal. Cuando un conductor sencillo de puesta a tierra de equipos vaya con circuitos múltiples en el mismo conducto o cable, su calibre se debe determinar de acuerdo con el mayor dispositivo de protección contra sobrecorriente que proteja a los conductores del mismo conducto o cable.

Los capítulos 121, 122, 123, 124 y 125 hacen referencia a los transformadores de instrumentos, relés, etc.

Capítulo 121. Circuitos para transformadores de instrumentos. Los circuitos secundarios de transformadores de corriente y tensión para instrumentos deben ponerse a tierra cuando el bobinado del primario vaya conectado a circuitos de 300 V o más a tierra y, en los cuadros de distribución, independientemente del valor de la tensión.

Excepción. Los circuitos en los que el bobinado del primario vaya conectado a circuitos de menos de 1000 V sin partes energizadas o cables expuestos ni accesibles más que a personal calificado.

Capítulo 122. Carcasas de los transformadores de instrumentos. Las carcasas o armazones de transformadores de instrumentos se deben poner a tierra siempre que sean accesibles a personas no calificadas.

Excepción. Carcasas o armazones de transformadores de instrumentos cuyos primarios no tengan más de 150 V a tierra y que se utilicen exclusivamente para alimentar medidores.

Capítulo 123. Carcasas de instrumentos, medidores y relés a menos de 1 000 V.

Los instrumentos, Capítulo 124. Carcasas de instrumentos, medidores y relés a 1 kV y más. Cuando los instrumentos, medidores y relés tengan partes portadoras de corriente de 1 kV y más a tierra, se deben aislar elevándolas o protegiéndolas mediante barreras, cajas metálicas puestas a tierra o tapas o protectores aislantes adecuados. Sus carcasas no se deben poner a tierra.

Capítulo 125. Conductor de puesta a tierra de los instrumentos. El conductor de puesta a tierra de los circuitos secundarios de transformadores de instrumentos y de las carcasas de los instrumentos no debe ser de calibre menor a 3,3 mm<sup>2</sup>(12 AWG) en cobre o 5.25 mm<sup>2</sup>(10 AWG) en aluminio. Se considera que las carcasas de transformadores de



instrumentos, instrumentos, medidores y relés que vayan montados directamente sobre superficies o armarios metálicos puestos a tierra o paneles de instrumentos metálicos puestos a tierra, están también puestos a tierra y no se requiere usar un conductor adicional.

Puesta a tierra de instalaciones y circuitos de alta tensión (1 kV o más), consagrados en los capítulos 150, 151, 152, 153 de la sección 250 de la misma norma así:

250-150. Generalidades. Cuando se pongan a tierra instalaciones de alta tensión, deben cumplir todas las disposiciones aplicables de los anteriores Artículos de esta Sección y los siguientes Artículos, en cuanto complementen y modifiquen a los anteriores.

250-151. Sistema con neutro derivado. Se permite usar como puesta a tierra de sistemas de alta tensión el neutro de un sistema derivado de un transformador de puesta a tierra.

250-152. Sistemas con neutro sólidamente puesto a tierra.

a) Conductor de neutro. El nivel mínimo de aislamiento de conductores de neutro para sistemas sólidamente puestos a tierra debe ser de 600 V.

Excepciones:

1) Se permite usar conductores de cobre desnudos como neutro de la acometida y de las partes directamente enterradas de los circuitos de alimentación.

2) Se permite usar conductores desnudos como neutro de las instalaciones aéreas.

Nota. Véase el Artículo 225-4 sobre recubrimiento de los conductores que estén a menos de 3,0 m de cualquier edificio o estructura.

b) Puestas a tierra múltiples. Se permite que el neutro de un sistema con neutro sólidamente puesto a tierra esté puesto a tierra en más de un punto en el caso de:

1) Acometidas.

2) Partes directamente enterradas de alimentadores cuyo neutro sea de cobre desnudo.

3) Partes aéreas instaladas en el exterior.

c) Conductor de puesta a tierra del neutro. Se permite que el conductor de puesta a tierra del neutro sea un conductor desnudo si está aislado de los conductores de fase y protegido contra daños físicos.

250-153. Sistemas con neutro puesto a tierra a través de impedancia. Los sistemas con neutro puesto a tierra por medio de impedancia deben cumplir lo establecido en los siguientes apartados a) a d).

- a) Ubicación. La impedancia de puesta a tierra se debe intercalar en el conductor de puesta a tierra entre el electrodo de puesta a tierra del sistema de suministro y el punto neutro del transformador o generador de suministro.
- b) Identificación y aislamiento. Cuando se emplee el conductor neutro de un sistema con neutro puesto a tierra por medio de impedancia, se debe identificar así y debe estar totalmente aislado con el mismo aislamiento que los conductores de fase.
- c) Conexión con el neutro del sistema. El neutro del sistema no se debe poner a tierra si no es a través de la impedancia de puesta a tierra del neutro.
- d) Conductores de puesta a tierra de los equipos. Se permite que los conductores de puesta a tierra de los equipos sean cables desnudos y vayan conectados al cable de puesta a tierra y al conductor del electrodo de puesta a tierra del equipo de la acometida, prolongándolos hasta la tierra de la instalación.

En cuanto a los DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES, 280-25. Puesta a tierra. Excepto lo indicado en esta Sección, las conexiones de puesta a tierra de los descargadores de sobretensiones se deben hacer como se indica en la Sección 250. Los conductores de puesta a tierra no deben ir en un conducto metálico a no ser que estén conectados equipotencialmente a ambos extremos de dicho conducto.

Otra norma que se aplica para los sistemas puesta a tierra en redes de distribución, es la establecida por la empresa CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER, E.P.M, denominada normas técnicas específicamente en el capítulo 2 sección 2.11, así mismo la norma técnica de E.P.M. RA6 – 014, RA6 – 018. Estas empresas tienen sus normas constituidas, métodos de medición de la resistividad del terreno y métodos de medidas de resistencia puesta a tierra junto a aportes técnicos que tienen sus bases prácticas y teóricas en el RETIE.

Existen otros reglamentos que hacen referencia a la construcción de los sistemas puesta a tierra tales como: REBT, MIET, RAT, MITB, UTE De origen español, en las que se pueden observar conceptos similares en cuanto a regulación para este tipos de sistemas, pero es necesario aclarar que toda la documentación que se puede obtener al respecto está basada en los estándares internacionales como el de: IEEE, ANSI, IEC, NEC, NEMA, E.T.C

## 4. Metodología para el diseño y cálculo de Spt en redes de distribución.

En esta metodología sencilla se recurre a la ayuda de una herramienta computacional que agiliza el procedimiento del cálculo de conductores y la resistencia de puesta a tierra y se comprueba con el empleo de un procedimiento de cálculo reconocido por la práctica de la ingeniería actual, que los valores máximos de las tensiones de paso y de contacto a que puedan estar sometidos los seres humanos, no superen los umbrales de soportabilidad. A continuación, se muestran los pasos necesarios para el diseño de un sistema puesta a tierra en redes de distribución.

### PASOS DE LA METODOLOGÍA

1. DETERMINAR LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO.
2. CALCULAR EL CONDUCTOR POR MEDIO DE LA PLANTILLA DE **EXCEL**.
3. SELECCIÓN DEL TIPO DE ELECTRODO.
4. CALCULAR LA RESISTENCIA DE PUESTA TIERRA POR MEDIO DE LA PLANTILLA **EXCEL**.
5. DETERMINAR LAS TENSIONES MÁXIMA DE CONTACTO Y DE PASO.

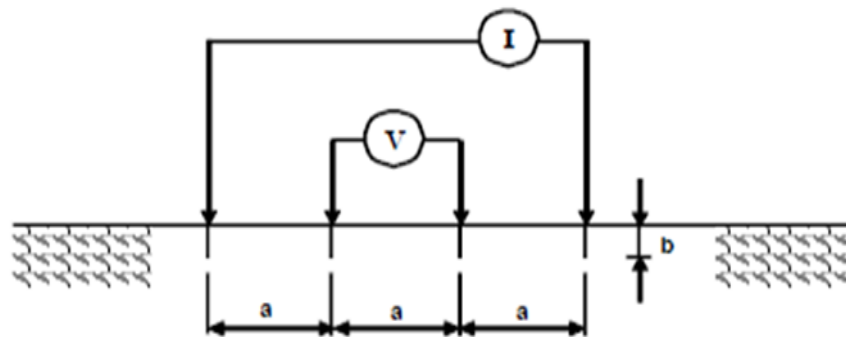
### DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

Inicialmente es indispensable conocer el valor de la resistividad del terreno donde se realizará la futura instalación del sistema puesta a tierra.

## 4.1 Determinar la resistividad del terreno.

Se selecciona el terreno en donde se ubicará el sistema así mismo se calcula la resistividad de terreno por el método de WENNER. El método de los cuatro puntos de Wenner es el método más preciso y popular<sup>16</sup>. Por medio de este se obtiene, la resistividad del suelo para capas profundas, sin necesidad de enterrar los electrodos a dichas profundidades (véase figura 26); tampoco se hace necesario un equipo pesado para realizar las medidas, los resultados no son afectados por la resistencia de los electrodos auxiliares o los huecos creados para hincarlos en el terreno. El método consiste en enterrar pequeños electrodos tipo varilla, en cuatro huecos en el suelo, a una profundidad “b” y espaciados (en línea recta) una distancia “a” como se ilustra en la figura

Figura 26. Esquema de medición de resistividad aparente.



Fuente: RETIE.

Una corriente “I” se inyecta entre los dos electrodos externos y el potencial “V” entre los dos electrodos internos es medido por el instrumento. El instrumento mide la resistencia R (=V/I) del volumen de suelo cilíndrico de radio “a” encerrado entre los electrodos internos. La resistividad aparente del suelo a, a la profundidad “a” es aproximada por la ecuación 4.1 que se presenta a continuación.

$$\rho = \frac{4\pi a R}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}\right)} \quad (4.1)$$

<sup>16</sup> Normas técnicas. Medida de resistividad eléctrica del suelo. RA6-014

Teniendo en cuenta que cuando el valor de la profundidad de enterramiento de los electrodos en metros ( $b$ ) es muy pequeño comparado con la resistividad aparente del suelo en ohmios metro ( $a$ ) se emplea la expresión que se enuncia en la ecuación 4.2.

$$\rho = 2\pi aR \quad (4.2)$$

Para determinar el cambio de la resistividad del suelo con la profundidad, el espaciamiento entre electrodos se varía desde unos pocos metros hasta un espaciamiento igual o mayor que la máxima dimensión esperada del sistema de puesta a tierra (por ejemplo, la mayor distancia posible entre 2 puntos de una malla, o la profundidad de las varillas). El espaciamiento “ $a$ ” del electrodo se interpreta como la profundidad aproximada a la cual se lee la resistividad del suelo. Para caracterizar la variación de la resistividad del suelo dentro de un área específica, se deben realizar varios grupos de medidas (perfiles) en diferentes direcciones.

Tabla 9: espaciamiento y perfiles de resistividad.

Espaciamiento “ $a$ ” en m.	Perfil 1 $\rho_1$ Norte – Sur	Perfil 2 $\rho_2$ Este- oeste	Perfil 3 $\rho_3$ Noreste – suroeste
1			
2			
4			
6			
	$\rho_{m=}$	$\rho_{m=}$	$\rho_{m=}$

Fuente: Normas técnicas. Medida de resistividad eléctrica del suelo. RA6-014

La puesta a tierra de equipos de distribución tales como: reguladores de tensión, reconectores, transformadores, descargadores de sobretensión, interruptores, etc, debe medirse como mínimo en dos direcciones perpendiculares<sup>17</sup>, hacia la parte central del terreno.

La resistividad de WENNER se determina por el promedio de las resistividades, utilizando la ecuación 4.3.

<sup>17</sup> Normas técnicas, RA6-014. Medida de resistividad eléctrica del suelo.

$$\rho = \frac{p_1 \text{perfil}_1 + p_2 \text{perfil}_2 + p_3 \text{perfil}_3}{3} \quad (4.3)$$

## 4.2 Calcular el conductor por medio de la plantilla de EXCEL.

El cálculo del conductor a tierra para media tensión debe ser seleccionado haciendo uso de la ecuación 4.4, con el parámetro entregado por el operador de red,  $I_f$  (corriente máxima de falla de puesta a tierra en amperios) y la  $\sqrt{t}$  (el tiempo de despeje de la falla en segundos), que es determinada por la curva característica del fusible.

$$A_{mm^2} = \frac{I * K_f * \sqrt{t_c}}{1,9737} \quad (4.4)$$

$A_{mm^2}$  = sección del conductor en  $mm^2$

$I$  = corriente de falla, suministrada por el operador.

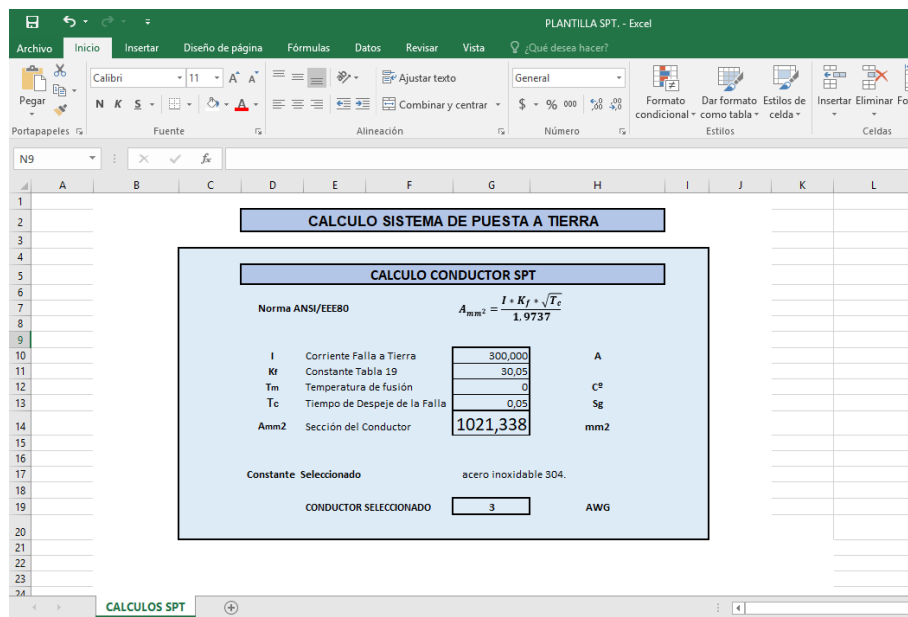
$t_c$  = tiempo de despeje de la falla y lo encontramos con la corriente de falla a tierra en la curva característica del fusible.

$K_f$  = es la constante para diferentes materiales.

Los valores de las constantes son tomados según la tabla 2 constantes de los materiales de la norma IEEE 80 descrita en el capítulo 1.

Teniendo los valores de las variables anteriormente mencionadas, se procede a ingresarlos a la hoja de cálculos de EXCEL, elaborada por el autor para obtener el cálculo aproximado del conductor, como se muestra en la figura 27.

Figura 27. cálculo de conductor plantilla Excel



Fuente: propia

### 4.3 Selección del tipo de electrodo.

Para seleccionar el electrodo de puesta a tierra, se considera que los electrodos que se ajustan a este tipo de sistemas es el de tipo varilla. Por medio de la tabla 2, denominada requisitos para electrodos de puesta a tierra descrita en el capítulo 1 del presente trabajo, se selecciona el tipo de material según las dimensiones mínimas que posee.

### 4.4 Calcular la resistencia de puesta tierra por medio de la plantilla EXCEL.

Una vez se tenga el valor de la resistividad del terreno  $\Omega.m$  y se haya definido el material que se utilizara en el diseño, se procede al cálculo de resistencia de puesta a tierra. La ecuación para calcular el valor de la resistencia se muestra a continuación, mediante la ecuación 4.5.

$$R = \left( \frac{\rho}{2\pi l} \right) \left( \ln \frac{4l}{a} - 1 \right) \quad (4.5)$$

Para aplicar el cálculo, se requiere el valor de la longitud de la varilla ( $l$ ), el radio de la varilla ( $a$ ) y como anteriormente se ha mencionado, la resistividad del terreno. Para efectos de esta metodología el cálculo no se hará de manera manual, sino recurriendo al uso de la plantilla Excel como se muestra en la figura, (véase figura 28), con la que se ha venido calculando otros valores.

Se hace el ingreso de los valores y de esta manera se obtiene la resistencia eléctrica.

Figura 28. cálculo de resistencia electrica plantilla Excel

The screenshot shows an Excel spreadsheet with a template for calculating the resistance of an electrode. The template is titled "CALCULO DE LA RESISTENCIA ELECTRICA PARA UN ELECTRODO" and is based on the CTU401 standard. It includes the following information:

- Norma CTU401**
- Formula:** 
$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left( \ln \frac{4l}{a} - 1 \right)$$
- Inputs and Results:**

$\rho$	Resistividad	10,00	Ohm*m
L	Longitud de la Varilla	5,000	m
a	Radio de la Varilla	0,005	m
$\pi$	PI	3,142	
R	Resistencia SPT	2,322	$\Omega$
- Quantity of rods required:** 1 VARILLA
- RPT DE REFERENCIA:** 10 Ohmios
- Summary:**
  - RESISTIVIDAD MENOR A 63 OHM = 1 VARILLA
  - RESISTIVIDAD HASTA 110 OHM = 2 VARILLAS

Fuente: propia



## 4.5 Determinar las tensiones máximas de contacto.

Mediante la ecuación 4.6 se presenta una desigualdad con la que es posible conocer si la puesta a tierra es peligrosa o no, para los transeúntes, los que puedan tocar el cable del electrodo, o el mismo transformador<sup>18</sup>.

$$0.729(1000\rho + 1.5\rho^2)(d1e + d1e^2) > I_g \times \sqrt{t} \quad (4.6)$$

Para la desigualdad se tiene que:

0.729: valor constante.

$\rho$  : resistividad del terreno  $\Omega$ .m.

$d1e$ : radio del electrodo m.

$I_g$ : corriente de falla A.

$\sqrt{t}$ : Tiempo de apertura del fusible, lo encontramos con la corriente de falla a tierra en la curva del fusible

Haciendo uso de la herramienta computacional, se ingresan los valores solicitados, buscando que se cumpla la desigualdad.

Figura 29. Plantilla Excel Tensiones máximas de contacto.

The image shows an Excel spreadsheet with a template for calculating maximum contact voltages. The template is titled "TENSIONES MAXIMAS DE CONTACTO" and contains the following information:

Equation:  $0.729(1000\rho + 1.5\rho^2)(d1e + d1e^2) > I_g \times \sqrt{t}$

$\rho$	Resistividad	17,60	Ohm*m
$d1e$	radio del electrodo(varilla)	0,008	m
$I_g$	corriente de falla	234,300	m
$t$	tiempo de despeje	0,040	sg

Tension Maxima: 106,196

Result: **Cumple** (Complies)

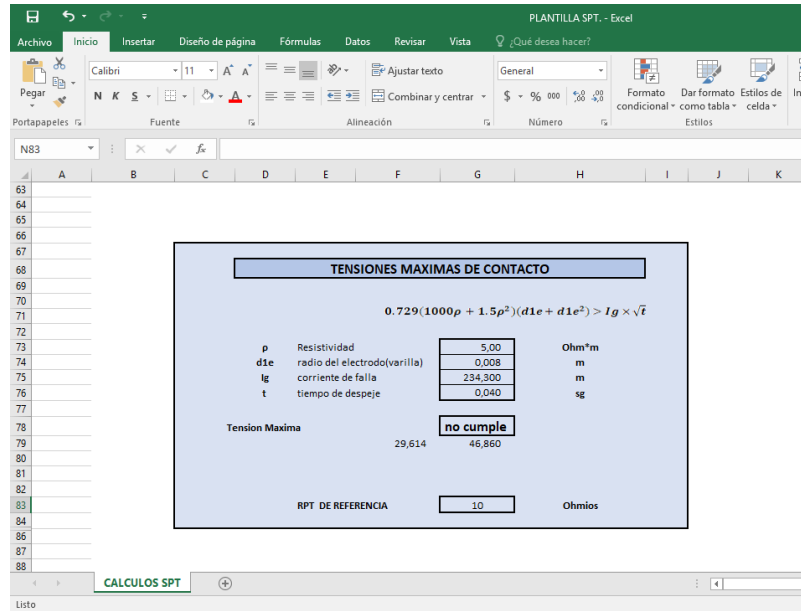
RPT DE REFERENCIA: 10 Ohmios

Fuente: propia

<sup>18</sup> Tensión de paso y de contacto en transformadores tipo poste puestos a tierra con una sola varilla electrodo, Roberto Ruelas- Gómez, IEEE senior Member.

Al ingresar los valores en la plantilla, ésta calcula los valores de tensiones máximas, donde sí se obtiene la desigualdad, aparece la palabra “cumple” y si no es así se indicará que “no cumple” como se muestra en la figura 29, avisando al diseñador que se requieren algunos cambios (véase figura 30).

Figura 30. Cálculo de tensiones máximas, plantilla Excel.



Fuente: propia

## 5. Ejercicios de aplicación

### 5.1 Aplicación para un electrodo tipo varilla.

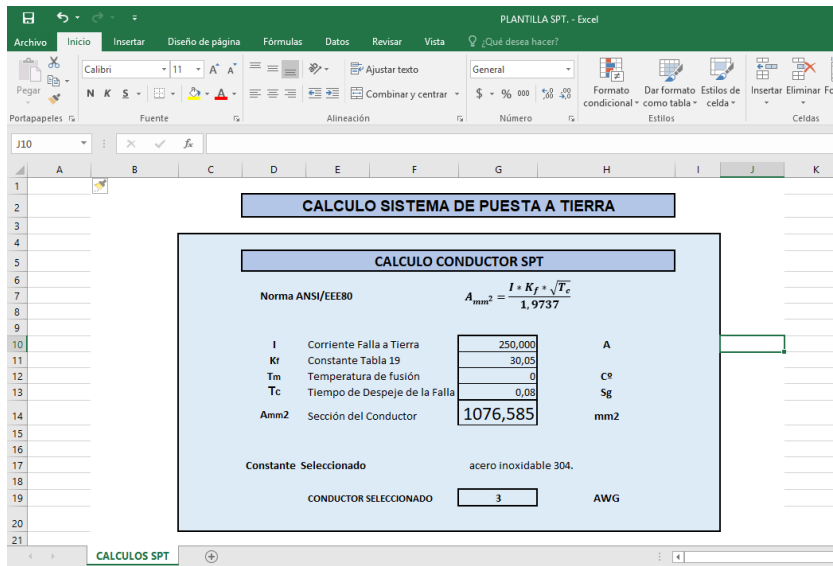
#### Ejercicio 1.

Diseñar y calcular el Sistema Puesta a Tierra (SPT) para un transformador de distribución de 112,5 Kva alimentado por una red de 13,2 Kv. La empresa suministra la corriente de falla de 240 A y protecciones para un tiempo de apertura  $t_c$  de 0,08 segundos. Tomando como referencia un electrodo tipo varilla de acero inoxidable (304) con 2,4 m de longitud y 10 mm de diámetro.

Paso 1. Considerando las mediciones realizadas por el método WENNER la resistividad tiene un valor de  $\rho = 11,31 \Omega/m$ .

Paso 2. Selección del conductor, mediante la ecuación 5. haciendo uso de la plantilla de EXCEL elaborada para la realización de cálculos de puesta a tierra, se ingresan los datos y se obtiene la sección aproximada del conductor.

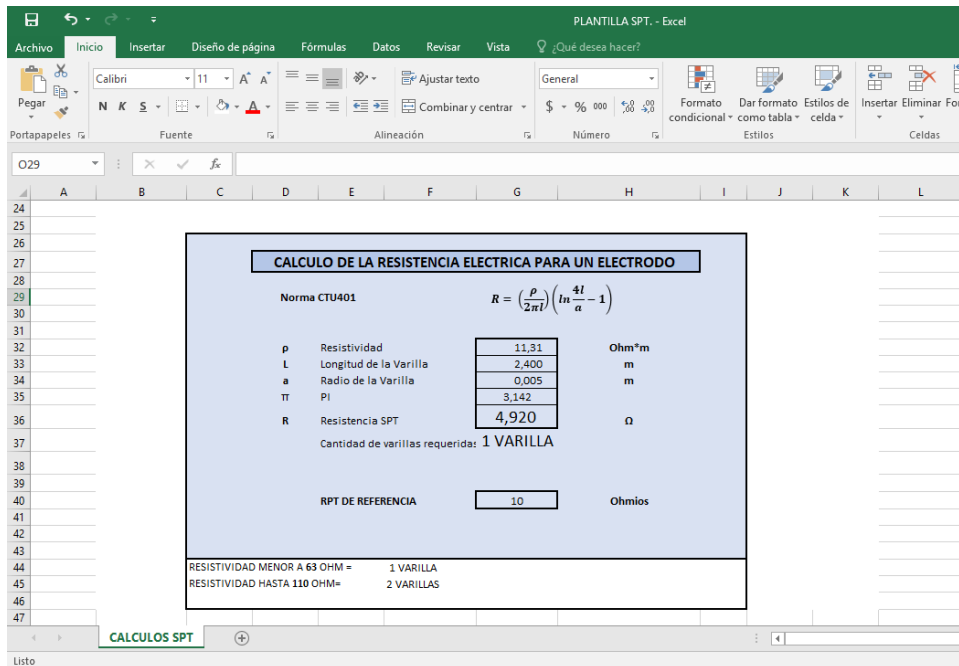
Figura 31. Cálculo de conductor, aplicación 1.



Fuente: plantilla SPT. Excel

Paso 3. Cálculo de la resistencia puesta a tierra. Al igual que en el paso anterior, se ingresan lo valores necesarios a la hoja de cálculo EXCEL, como se muestra en la figura 32, determinando la resistencia y la cantidad de varillas sugeridas.

Figura 32. Cálculo de resistencia para un electrodo, aplicación 1.



Fuente: plantilla SPT. Excel

La resistencia obtenida para el sistema es de  $4,920 \Omega$ , por lo que se requiere solo 1 varilla, según los valores de referencia citados en la tabla 7 de este documento.

Paso 4. Se determinan las tensiones máximas por medio de la plantilla EXCEL, buscando satisfacer la desigualdad, que cumple con los criterios de seguridad.

Figura 33. Cálculo de tensiones máxima de contacto, aplicación 1.

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following content:

**CALCULO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

**TENSIONES MAXIMAS DE CONTACTO**

$$0.729(1000\rho + 1.5\rho^2)(d1e + d1e^2) > I_g \times \sqrt{t}$$

$\rho$	Resistividad	11,31	Ohm*m
$d1e$	radio del electrodo(varilla)	0,05	m
$I_g$	corriente de falla	240,000	A
$t$	tiempo de despeje	0,080	sg

Tension Maxima: 440,205 vs 67,882. **Cumple**

RPT DE REFERENCIA: 10 Ohmios

Fuente: plantilla SPT. Excel

## Ejercicio 2.

Se pide realizar el diseño y cálculo del Sistema Puesta a Tierra (SPT) para un transformador de distribución de 600 Kva alimentado por una red de 13,2 Kv. La empresa suministra el valor de la corriente de falla de 300 A y protecciones para un tiempo de apertura  $t_c$  de 0,06 segundos. Tomando como referencia un electrodo tipo varilla de acero inoxidable (304) con 2,4 m de longitud y 10 mm de diámetro.

Paso 1. Considerando las mediciones realizadas por el método WENNER la resistividad tiene un valor de  $\rho = 18,20 \Omega/m$ .

Paso 2. Selección del conductor, mediante la ecuación 4.4, mediante el uso de la plantilla de EXCEL para la realización de cálculos de puesta a tierra, como se muestra la figura 34, ingresando los valores de corriente de falla, constante y tiempo de despeje.

Figura 34. Cálculo de conductor sistema puesta a tierra, aplicación 2.

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following content:

**CALCULO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

**CALCULO CONDUCTOR SPT**

Norma ANSI/IEEE80  $A_{mm^2} = \frac{I \cdot K_f + \sqrt{T_c}}{1.9737}$

I	Corriente Falla a Tierra	300,000	A
Kf	Constante Tabla 19	30,05	
Tm	Temperatura de fusión	0	Cº
Tc	Tiempo de Despeje de la Falla	0,06	Sg
Amm2	Sección del Conductor	1118,820	mm2

Constante Seleccionado: acero inoxidable 304.

CONDUCTOR SELECCIONADO: 3 AWG

Fuente: plantilla SPT. Excel

Paso 3. Cálculo de la resistencia puesta a tierra. Al igual que en el paso anterior, se ingresan los valores necesarios a la hoja de cálculo EXCEL, como se muestra en la figura 35, dando como resultado la resistencia del sistema, así mismo se evidencia el número de varillas que sugiere el programa según el valor de la resistencia hallada.

Figura 35. Cálculo de resistencia para un electrodo, aplicación 2.

**CALCULO DE LA RESISTENCIA ELECTRICA PARA UN ELECTRODO**

Norma CTU401  $R = \left(\frac{\rho}{2\pi l}\right) \left(\ln \frac{4l}{a} - 1\right)$

$\rho$	Resistividad	18,20	Ohm*m
L	Longitud de la Varilla	2,400	m
a	Radio de la Varilla	0,005	m
$\pi$	pi	3,142	
R	Resistencia SPT	7,918	$\Omega$
Cantidad de varillas requeridas: 1 VARILLA			
RPT DE REFERENCIA		10	Ohmios

RESISTIVIDAD MENOR A 63 OHM = 1 VARILLA  
RESISTIVIDAD HASTA 110 OHM = 2 VARILLAS

Fuente: plantilla SPT. Excel

Paso 4. Se determinan las tensiones máximas por medio de la plantilla EXCEL, (véase figura 36) buscando satisfacer la desigualdad, que cumple con los criterios de seguridad.

Figura 36. Tensiones máximas de contacto, aplicación 2.

**CALCULO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

**TENSIONES MAXIMAS DE CONTACTO**

$$0.729(1000\rho + 1.5\rho^2)(d1e + d1e^2) > Ig \times \sqrt{t}$$

$\rho$	Resistividad	18,20	Ohm*m
d1e	radio del electrodo(varilla)	0,05	m
Ig	corriente de falla	300,000	A
t	tiempo de despeje	0,060	sg
Tension Maxima		715,576	73,485
RPT DE REFERENCIA		10	Ohmios

Cumple

Fuente: plantilla SPT. Excel

## 5.2 Aplicación para una malla 2 x 2.

### Ejercicio 1.

Diseñar y calcular el Sistema Puesta a Tierra (SPT) para un transformador de distribución de 112,5 Kva alimentado por una red de 13,2 Kv. La empresa suministra la corriente de falla de 240 A y protecciones para un tiempo de apertura  $t_c$  de 0,08 segundos. Tomando como referencia una malla 2 X 2 de acero inoxidable (304) con 4 electrodos verticales tipo varilla de 2,4 m de longitud y 10 mm de diámetro.

Paso 1. Considerando las mediciones realizadas por el método WENNER la resistividad tiene un valor de  $\rho = 11,31 \Omega/m$ .

Paso 2. Selección del conductor, mediante la ecuación 4.4, haciendo uso de la plantilla de EXCEL elaborada para la realización de cálculos de puesta a tierra (véase figura 37), se ingresan los datos y se obtiene la sección aproximada del conductor.

Figura 37. Cálculo de conductor sistema puesta a tierra, para mallas aplicación 1.

CALCULO CONDUCTOR SPT			
Norma ANSI/IEEE80	$A_{mm^2} = \frac{I + K_f \cdot \sqrt{T_c}}{1,9737}$		
I	Corriente Falla a Tierra	240,000	A
Kf	Constante Tabla 19	30,05	
Tm	Temperatura de fusión	0	°C
Tc	Tiempo de Despeje de la Falla	0,08	Sg
Amm2	Sección del Conductor	1033,522	mm2
Constante Seleccionado	acero inoxidable 304.		
CONDUCTOR SELECCIONADO	3		AWG

Fuente: plantilla SPT. Excel



Paso 3. Cálculo de la resistencia puesta a tierra para una malla de 2 \* 2, se ingresan los datos a la plantilla como se muestra en la figura 38, obteniendo el valor de la resistencia para un sistema puesta a tierra en una malla 2 X 2.

Figura 38. Cálculo de malla sistema puesta a tierra, para mallas aplicación 1.

PLANTILLA SPT - Excel

**CALCULO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

**CALCULO DE MALLAS SPT**

Norma  $R = 0,443 \frac{\rho}{\sqrt{A}} + \left(\frac{\rho}{L}\right)$

$\rho$	Resistividad	11,310	Ohm*m
L	Longitud de la malla	2,400	m
A	Area de la malla	4,000	m <sup>2</sup>
R	Resistencia SPT	7,218	$\Omega$

Calculo del Conductor Resistencia electrodo **Mallas SPT** Tensiones Maximas

Fuente: plantilla SPT. Excel

Paso 4. Se determinan las tensiones máximas por medio de la plantilla EXCEL, buscando satisfacer la desigualdad, que cumple con los criterios de seguridad (véase la figura 39).

Figura 39. Cálculo de tensiones máximas de contacto, para mallas. Aplicación 1.

PLANTILLA SPT - Excel

**CALCULO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

**TENSIONES MAXIMAS DE CONTACTO**

$0.729(1000\rho + 1.5p^2)(d1e + d1e^2) > I_g \times \sqrt{t}$

$\rho$	Resistividad	11,31	Ohm*m
d1e	radio del electrodo(varilla)	0,05	m
Ig	corriente de falla	240,000	A
t	tiempo de despeje	0,060	sg

Tension Maxima **Cumple**

440,205 58,788

RPT DE REFERENCIA **10** Ohmios

Calculo del Conductor Resistencia electrodo Mallas SPT **Tensiones Maximas**

Fuente: plantilla SPT. Excel

## Ejercicio 2.

Realizar el diseño y cálculo del Sistema Puesta a Tierra (SPT) para un transformador de distribución de 112,5 Kva alimentado por una red de 13,2 Kv. La empresa suministra la corriente de falla de 300 A y protecciones para un tiempo de apertura  $t_c$  de 0,06 segundos. Tomando como referencia una malla 2 X 2 de acero inoxidable (304) con 4 electrodos verticales tipo varilla de 2,4 m de longitud y 10 mm de diámetro.

Se calcula la resistencia puesta a tierra considerando las mediciones obtenidas por el método WENNER, con una resistividad  $\rho = 18,20 \Omega$ .

Paso 1. Considerando las mediciones realizadas por el método WENNER la resistividad tiene un valor de  $\rho = 18,20 \Omega/m$ .

Paso 2. Selección del conductor, mediante la ecuación 4.4, mediante el uso de la plantilla de EXCEL para la realización de cálculos de puesta a tierra, se muestra la figura 40.

Figura 40. Cálculo de conductor sistema puesta a tierra, para mallas aplicación 2.

The image shows an Excel spreadsheet with a template for calculating the conductor size for an SPT system. The template is titled "CALCULO CONDUCTOR SPT" and is based on the ANSI/IEEE80 standard. It includes the following data:

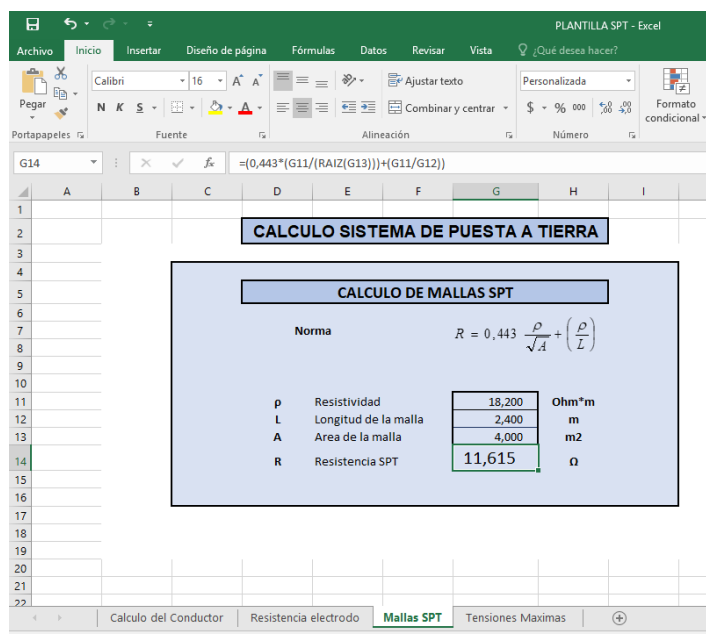
Variable	Value	Unit
I (Corriente Falla a Tierra)	300,000	A
Kf (Constante Tabla 19)	30,05	
Tm (Temperatura de fusión)	0	Cº
Tc (Tiempo de Despeje de la Falla)	0,06	Sg
Amm2 (Sección del Conductor)	1118,820	mm2
Constante Seleccionado	acero inoxidable 304.	
CONDUCTOR SELECCIONADO	3	AWG

The formula used for the calculation is: 
$$A_{mm^2} = \frac{I * K_f * \sqrt{T_c}}{1,9737}$$

Fuente: plantilla SPT. Excel

Paso 3. Cálculo de la resistencia puesta a tierra para una malla de 2 \* 2 (véase 41).

Figura 41. Cálculo de mallas sistemas puesta a tierra, para mallas. Aplicación 2.

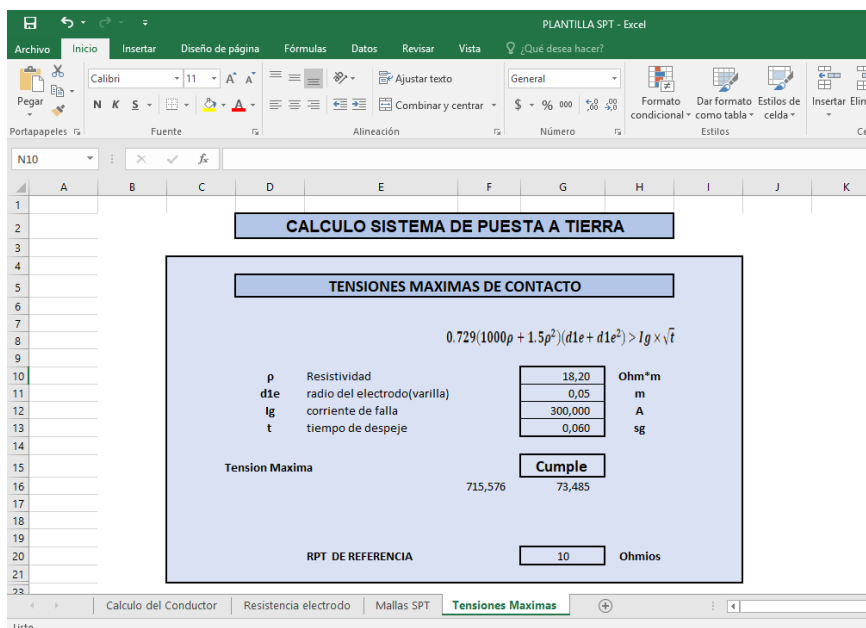


Fuente: plantilla SPT. Excel

La resistencia del sistema puesta a tierra para este caso, es de 5,686 Ω, lo que indica que el diseño cumple con los valores de referencia exigidos por la norma.

Paso 4. Se determinan las tensiones máximas por medio de la plantilla EXCEL, (véase figura 42), buscando satisfacer la desigualdad, que cumple con los criterios de seguridad.

Figura 42. Cálculo de tensiones máximas de contacto, para mallas aplicación 2.



Fuente: plantilla SPT. Excel

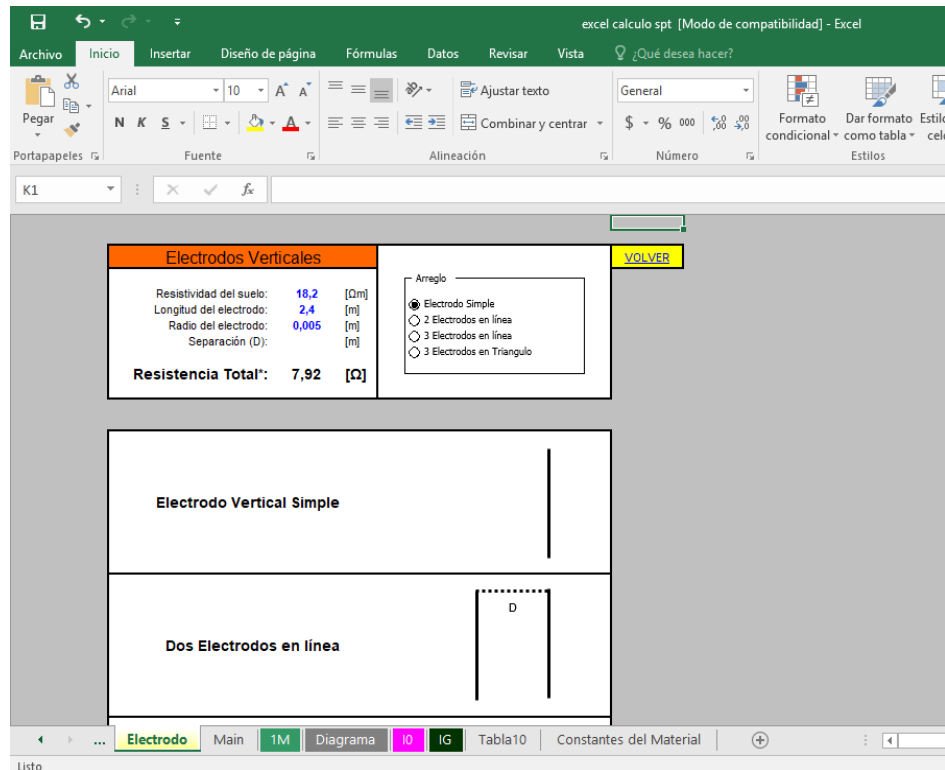
## 5.3 Validación de la metodología.

Validar la metodología comprende aplicar los ejercicios que se han propuesto y se han desarrollado; a en un software diseñado para ello, enmarcado en la normativa y regido por el estándar IEEE-80. Los ejercicios se han calculado inicialmente en el software desarrollado por el autor (PLANTILLA SPT) y dichos cálculos son validados en el software (Excel cálculo SPT) como se muestra en las figuras 43, comprobando que ambos cumplen con las formulas específicas de cálculos y los valores obtenidos son los mismos.

El software seleccionado es de uso libre en la web, y ha sido elaborado en formato Excel (véase figura 44 a la 47), Este software realiza el cálculo para un electrodo, distribuyendo las tablas de cálculos en varias hojas del mismo documento.

A continuación, se muestran los resultados de un ejercicio de aplicación, desarrollado en ambas herramientas computacionales.

Figura 43. Software seleccionado, Excel cálculo spt.



Fuente: Excel cálculo spt.

Figura 44. Cálculo de resistencia para electrodo plantilla SPT. Ejercicio 1.

PLANTILLA SPT. - Excel

Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista ¿Qué desea hacer?

alibri 11 A A Ajustar texto General

Fuente Alineación Número Estilos

B C D E F G H I J

**CALCULO DE LA RESISTENCIA ELECTRICA PARA UN ELECTRODO**

Norma CTU401  $R = \left(\frac{\rho}{2\pi l}\right) \left(\ln \frac{4l}{a} - 1\right)$

$\rho$	Resistividad	11,31	Ohm*m
L	Longitud de la Varilla	2,400	m
a	Radio de la Varilla	0,005	m
$\pi$	PI	3,142	
R	Resistencia SPT	4,920	$\Omega$

Cantidad de varillas requerida: 1 VARILLA

RPT DE REFERENCIA 10 Ohmios

RESISTIVIDAD MENOR A 63 OHM = 1 VARILLA  
RESISTIVIDAD HASTA 110 OHM = 2 VARILLAS

CALCULOS SPT

Fuente: propia

Figura 45. Cálculo de resistencia para electrodo, Excel cálculo spt. Ejercicio 1.

excel calculo spt [Modo de co

Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista ¿Qué desea hacer?

Arial 10 A A Ajustar texto General

Fuente Alineación Número

**Electrodos Verticales**

Resistividad del suelo:	11,31	[ $\Omega$ m]
Longitud del electrodo:	2,4	[m]
Radio del electrodo:	0,005	[m]
Separación (D):		[m]
<b>Resistencia Total*:</b>	<b>4,92</b>	<b>[<math>\Omega</math>]</b>

Arreglo


Electrodo Simple

2 Electrodos en línea


3 Electrodos en línea

3 Electrodos en Triangulo

**Electrodo Vertical Simple**



**Dos Electrodos en línea**



ElectrodoH Electrodo Main 1M Diagrama IG Tabla10 Constantes del I

Fuente: Excel cálculo spt.

Figura 46. Cálculo de resistencia para electrodo plantilla SPT. Ejercicio 2.

**CALCULO DE LA RESISTENCIA ELECTRICA PARA UN ELECTRODO**

Norma CTU401  $R = \frac{\rho}{2\pi l} \left( \ln \frac{4l}{a} - 1 \right)$

$\rho$	Resistividad	18,20	Ohm*m
L	Longitud de la Varilla	2,400	m
a	Radio de la Varilla	0,005	m
$\pi$	pi	3,142	
R	Resistencia SPT	7,918	$\Omega$

Cantidad de varillas requeridas: **1 VARILLA**

RPT DE REFERENCIA: **10** Ohmios

RESISTIVIDAD MENOR A 63 OHM = 1 VARILLA  
RESISTIVIDAD HASTA 110 OHM = 2 VARILLAS

Fuente: propia

Figura 47. Cálculo de resistencia para electrodo, Excel cálculo spt. Ejercicio 1.

**Electrodos Verticales**

Resistividad del suelo:	18,2	[ $\Omega$ m]
Longitud del electrodo:	2,4	[m]
Radio del electrodo:	0,005	[m]
Separación (D):		[m]

**Resistencia Total:** 7,92 [ $\Omega$ ]

Arreglo:

- Electrodo Simple
- 2 Electrodo en línea
- 3 Electrodo en línea
- 3 Electrodo en Triangulo

**Electrodo Vertical Simple**

**Dos Electrodo en línea**

D

Fuente: Excel cálculo spt.

Como se evidencia en las figuras anteriores (véase figura 44 - 47), los valores obtenidos de la resistencia para electrodos, da igual resultado en el software (PLANTILLA SPT) planteado por el autor, y el software (Excel cálculo spt) regido por el estándar IEEE- 80, en la tabla 10, se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 10. Cuadro comparativo, resultados.

<b>VALIDACIÓN METODOLOGÍA</b>			
		<b>PLANTILLA SPT (autor)</b>	<b>Excel cálculo spt (software libre)</b>
Resistencia	electrodo	4,920 $\Omega$	4,92 $\Omega$
ejercicio 1.			
Resistencia	electrodo	7,918 $\Omega$	7,92 $\Omega$
ejercicio 2.			

Fuente: propia.





## 6. Análisis económico.

Para la implementación de un sistema puesta a tierra, se requieren materiales y elementos específicos, que garanticen la funcionalidad y protección del sistema. En la tabla 11 y tabla 12 se describen los materiales y su costo real, en pesos colombianos (COP) a la fecha para cada unidad, dando una noción de lo que puede costar un sistema puesta a tierra sea una malla 2 x 2 o para un electrodo.

Tabla 11. Kit sistema de puesta a tierra acero inoxidable austenítico 304 Media Tensión para transformadores.

Ítem	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO
1	Conductor bajante plano tipo fleje de acero inoxidable austenítico 304 de 11 m x 7/8" x 1.2 mm, (incluye perforación de 1/2" con centro a 2 cm en el extremo superior y preforma en el extremo inferior para adaptarlo con el conector fleje – varilla en acero inoxidable ajustable con tornillo al electrodo tipo varilla de acero inoxidable austenítico 304 de 2.40 m X 10 mm de diámetro)	UND	1	\$ 99.000
2	Conductor plano tipo fleje de acero inoxidable austenítico 304 entre DPS de 2.20 m x 7/8" x 1.2 mm, incluye perforación de 1/2" con centro a 2 cm de uno de los extremos	UND	1	\$ 23.000
3	Conductor plano tipo fleje de acero inoxidable austenítico 304 carcasa del transformador de 1 m x 7/8" x 1.2 mm, incluye perforación de 1/2" con centro a 2 cm de uno de los extremos	UND	1	\$ 9.000
4	Electrodo tipo varilla de acero inoxidable austenítico 304, de 2,4 m x 10 mm de diámetro	UND	1	\$ 22.000
5	Abrazadera de acero inoxidable austenítico 304 de 3/8" x 1,5m x 0,70 mm con hebilla	UND	6	\$ 15.000
6	Conector fleje – varilla en acero inoxidable austenítico 304 ajustable con tornillo 10-14 mm	UND	1	\$ 2.200

7	Conector fleje - fleje ajustable mecánicamente mediante perno con cabeza hexagonal de 3/16" acero inoxidable austenítico 304	UND	1	\$ 2.200
8	Conector DPS – fleje ajustable mecánicamente mediante perno con cabeza hexagonal de 3/16" acero inoxidable austenítico 304	UND	2	\$ 5.100
9	Llave bristol 3/16"	UND	1	\$ 2.000
Total kit sistema puesta a tierra acero inoxidable para transformadores.		-	-	\$173.500

Fuente: CENS -EPM

Tabla 12. Kit sistema de puesta tierra acero inoxidable austenítico 304 MT para transformadores con malla 2M X 2M con 4 varillas

Ítem	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO
1	Conductor plano tipo fleje de acero inoxidable austenítico 304 de 2 m x 30 mm x 3 mm, (incluye doblez de 90 grados a 150 mm y preforma en uno de sus extremos para adaptarlo con el conector fleje – varilla en acero inoxidable ajustable con tornillo al electrodo tipo varilla de acero inoxidable austenítico 304 de 2.40 m x 10 mm de diámetro, el otro extremo queda libre)	UND	4	\$ 36.000
2	Conductor bajante plano tipo fleje de acero inoxidable austenítico 304 de 11 m x 7/8" x 1.2 mm, (incluye perforación de 1/2" con centro a 2 cm en el extremo superior y preforma en el extremo inferior para adaptarlo con el conector fleje – varilla en acero inoxidable ajustable con tornillo al electrodo tipo varilla de acero inoxidable austenítico 304 de 2.40 m X 10 mm de diámetro)	UND	1	\$ 99.000
3	Conector de dos placas a presión ajustable mecánicamente mediante perno con cabeza hexagonal de 3/16" acero inoxidable austenítico 304 que permita el acople de 2 o más flejes (incluye pernos y tuercas)	UND	4	\$ 8.800
4	Conector fleje – varilla en acero inoxidable austenítico 304 ajustable con tornillo 10-14 mm	UND	4	\$ 8.800
5	Electrodo tipo varilla de acero inoxidable austenítico 304, de 2,4 m x 10 mm de diámetro	UND	4	\$ 88.000
Total Kit sistema de puesta a tierra acero inoxidable austenítico 304 para transformadores		-	-	\$ 232.600

Fuente: CENS -EPM

Aparte de los materiales en el proyecto de un sistema puesta a tierra, intervienen otros costos que hacen parte de la fase de diseño, implementación; como son los costos operativos, mano de obra y documentación.

Un proyecto de sistema puesta a tierra para un electrodo tiene un costo estimado en materiales \$173.500, mientras que el mismo sistema para mallas 2X2 tiene un costo de \$ 232.600 (véase tabla 11 -12). Se evidencia que el SPT para mallas son más costosas debido a que en ella se requiere mayor cantidad de materiales (electrodos).



## 7. Manual de metodología y software.

La metodología se apoya en una herramienta computacional que realiza los cálculos del conductor, resistencia del electrodo, resistencia de la malla y las tensiones máximas de contacto

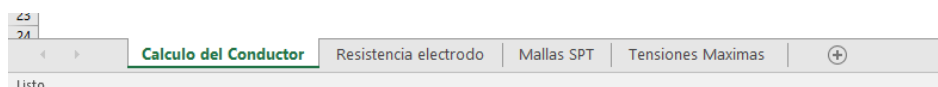
Esta herramienta es elaborada en el programa Microsoft Excel versión 2016, mediante fórmulas establecidas por el RETIE y el estándar IEEE- 80. Para poder manejar la herramienta se requiere de datos iniciales que son proporcionados por el operador de red, constantes de los materiales y las mediciones provenientes del terreno

### 7.1 Descripción de la herramienta computacional.

El libro Excel, está compuesto por 4 hojas de cálculo como lo muestra la figura 48. Cada una de ellas permite el cálculo de un valor necesario que permite el diseño del Sistema Puesta a Tierra, sea tipo electrodo o malla.

La plantilla permite calcular el conductor, la resistencia para electrodo tipo varilla o mallas y finalmente, las tensiones máximas.

Figura 48. Hojas plantilla sistema puesta a tierra.



Fuente: plantilla SPT. Excel

### 7.1.1 Cálculo del conductor.

El cálculo del electrodo se realiza en primera hoja del libro de cálculo denominado plantilla spt.

En la hoja “cálculo del conductor” (véase la figura 49), se ingresan los valores de corriente de falla, constante y tiempo de despeje de falla. la corriente de falla es suministrada por el operador de red, y el tiempo de despeje de falla es obtenida de acuerdo a las protecciones establecidas.

El valor de la celda F14, no debe ser modificada puesto que en ella se contiene la fórmula que realiza los cálculos.

figura 49. cálculo de conductor sistema puesta a tierra.

CALCULO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA			
CALCULO CONDUCTOR SPT			
Norma ANSI/IEEE80		$A_{mm^2} = \frac{I * K_f * \sqrt{T_c}}{1.9737}$	
I	Corriente Falla a Tierra	240,000	A
Kf	Constante Tabla 19	30,05	
Tm	Temperatura de fusión	0	C°
Tc	Tiempo de Despeje de la Falla	0,08	Sg
Amm2	Sección del Conductor	1033,522	mm2
Constante Seleccionado		acero inoxidable 304.	
CONDUCTOR SELECCIONADO		3	AWG

Calculo del Conductor

Fuente: plantilla SPT. Excel

El cálculo del conductor para el sistema puesta tierra, se calcula mediante la fórmula de

## 7.1.2 Cálculo de la resistencia de electrodos.

La hoja número 2 denominada “resistencia electrodo” permite hallar la resistencia del sistema para un electrodo (véase figura 50). Los valores a ingresar son la resistividad, la longitud y radio de la varilla.

Es importante recordar que las celdas F14 Y F15 no son modificables puesto que, la celda F14 representa la constante pi  $\pi$ . Y la celda F15 contiene la fórmula que realiza el cálculo. Al encontrar el valor de la resistencia del electrodo la plantilla sugiere la cantidad de varillas requeridas tomado como base que si la resistividad es menor a 63 ohm se requiere una varilla, pero si dicha resistividad es mayor de 63 ohm y menor a 110 ohm la cantidad de varillas sería 2 (véase figura 51).

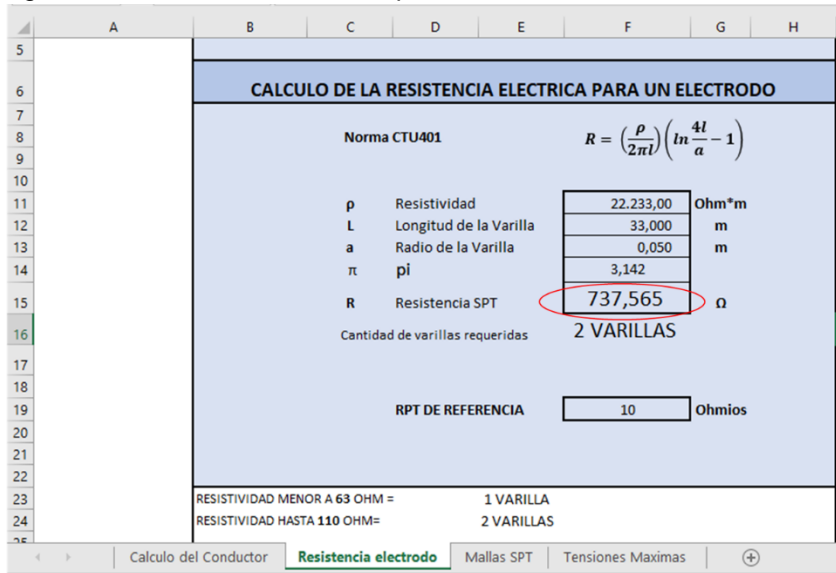
Figura 50. Cálculo de resistencia para un electrodo.

CALCULO DE LA RESISTENCIA ELECTRICA PARA UN ELECTRODO			
Norma CTU401		$R = \left(\frac{\rho}{2\pi l}\right) \left(\ln \frac{4l}{a} - 1\right)$	
$\rho$	Resistividad	18,20	Ohm*m
L	Longitud de la Varilla	2,400	m
a	Radio de la Varilla	0,050	m
$\pi$	pi	3,142	
R	Resistencia SPT	5,138	$\Omega$
Cantidad de varillas requeridas		1 VARILLA	
RPT DE REFERENCIA		10	Ohmios
RESISTIVIDAD MENOR A 63 OHM =		1 VARILLA	
RESISTIVIDAD HASTA 110 OHM=		2 VARILLAS	

Calculo del Conductor | **Resistencia electrodo** | Mallas SPT | Tensiones Maximas

Fuente: plantilla SPT. Excel

Figura 51. Cálculo de resistencia para un electrodo, cantidad de varillas.

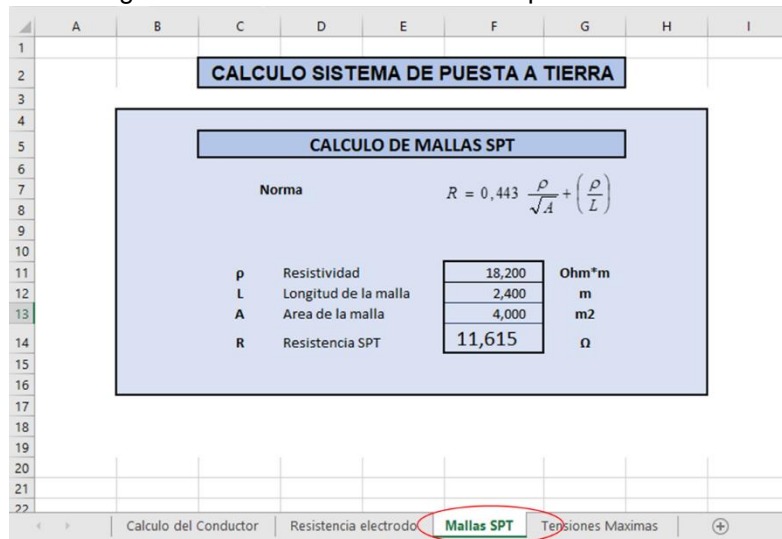


Fuente: plantilla SPT. Excel

### 7.1.3 Cálculo de resistencia para mallas

El documento Excel permite el cálculo de resistencia para electrodos y mallas. Para hallar la resistencia de una malla se ingresa a la hoja 3 (véase figura 52), denominada “mallas SPT”. Para este cálculo se requieren los valores de resistividad, longitud y área de la malla, generalmente proporcionados por el operador de red. Se recuerda no modificar la celda F14 donde se contiene la fórmula que realiza el cálculo.

Figura 52. Cálculo de malla sistema puesta a tierra.



Fuente: plantilla SPT. Excel



### 7.1.4 Cálculo de tensiones máximas.

Para calcular las tensiones bien se para electrodos o mallas, se ingresa a la hoja 4 “tensiones máximas”. Se requiere ingresar el valor de la resistividad, el radio de la varilla, la corriente de falla y el tiempo de despeje como se muestra en la figura 53.

La plantilla realiza los cálculos necesarios, donde, si la desigualdad se cumple, se mostrará “Cumple” y si es el caso contrario indica “No cumple” (véase figura 54).

Figura 53. Tensiones máximas de contacto.

CALCULO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA			
TENSIONES MAXIMAS DE CONTACTO			
$0.729(1000\rho + 1.5\rho^2)(d1e + d1e^2) > I_g \times \sqrt{t}$			
$\rho$	Resistividad	11,31	Ohm*m
$d1e$	radio del electrodo(varilla)	0,05	m
$I_g$	corriente de falla	240,000	A
$t$	tiempo de despeje	0,060	sg
Tension Maxima		<b>Cumple</b>	
		440,205	58,788
RPT DE REFERENCIA		10	Ohmios

Fuente: plantilla SPT. Excel

Figura 54. Tensiones máximas de contacto.

CALCULO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA			
TENSIONES MAXIMAS DE CONTACTO			
$0.729(1000\rho + 1.5\rho^2)(d1e + d1e^2) > I_g \times \sqrt{t}$			
$\rho$	Resistividad	11,31	Ohm*m
$d1e$	radio del electrodo(varilla)	0,06	m
$I_g$	corriente de falla	350,000	A
$t$	tiempo de despeje	6,000	sg
Tension Maxima		<b>No cumple</b>	
		533,277	857,321
RPT DE REFERENCIA		10	Ohmios

Fuente: plantilla SPT. Excel.



## 8. Conclusiones y recomendaciones

### 8.1 Conclusiones

- Los profesionales que participen en un proyecto de diseño, construcción y pruebas de un sistema puesta a tierra adecuado deben considerar los siguientes factores: las tensiones de contacto peligrosas, la corriente que se va a drenar y la resistividad del terreno.
- El cálculo aquí presentado para las tensiones máximas de contacto utiliza un solo valor de resistividad, que es obtenido con la medición real del electrodo, y es conocida como Resistividad Aparente del Electrodo.
- Para subestaciones aéreas la máxima resistencia de puesta a tierra no puede superar los  $10\Omega$ .
- Para descartar picos de tensiones peligrosas de contacto se considera necesario aplicar el cálculo de tensiones máximas como lo indica el último paso de la metodología.
- Mediante la elaboración de este trabajo de grado se presentó la formulación de procedimientos claros y sencillos para diseñar y construir sistemas puesta a tierra basados en los conocimientos adquiridos a lo largo del proceso de formación superior y en función de la aplicabilidad de las normas IEEE 80, RETIE, NTC 2050, norma técnica CENS-EPM a fin de establecer criterios, metodología y especificaciones técnicas que se deben seguir.

- Se comprobó la metodología mediante dos ejemplos y se puede verificar las tensiones máximas de contacto quedaron menores que las admitidas brindando así confiabilidad al diseño.

## 8.2 Recomendaciones

- Antes de realizar cualquier diseño de puesta tierra, es recomendable hacer las mediciones del terreno, en vez de guiarse por las tablas de referencias existentes, y así obtener una mejor aproximación del valor real y los cálculos para el diseño de SPT sea aún más exacto.
- Utilizar el método de la caída de potencial (WERNNER) para determinar la resistividad del de cualquier tipo de terreno estratificado debido a lo fácil, sencillez y buena resolución y mínimo error.
- Para disminuir la resistencia puestas a tierra se debe considerar el tratamiento químico del terreno con sales y minerales o suelo artificial de baja impedancia esto aporta una mejor conductividad al terreno de manera notable.
- Se recomienda elaborar para cada punto de puesta a tierra un pozo de revisión que permita la verificación y el mantenimiento de la puesta tierra instalada, debiendo construirse con hormigón dotado con tapa y su respectiva señalización.

## Bibliografía.

- IEEE.STD 80. IEEE Guide for Safety in AC substation Grounding. Approved 30 January 2000.
- IEEE. 81. (1983). Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System, Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- VEGA Ortega Miguel. "Problemas de ingeniería de puesta a tierra". Tercera edición. Editorial Limusa. 2009.
- NTC 2050 sección 250 pág. 100 "puesta a tierra "Código eléctrico de colombiano.
- NORMAS TÉCNICAS "puesta a tierra en redes de distribución" EPM área de ingeniería de distribución junio 2011 Medellín 14 pág.
- NORMAS TÉCNICAS "medida de resistividad eléctrica del suelo" EPM área de ingeniería de distribución mayo 2008 Medellín 20 pág.
- NORMA TÉCNICA capítulo 2.11 "parámetros de diseño" CENS - GRUPO EPM centrales eléctricas de norte de Santander 2015.
- RETIE. Capítulo 15.2. "Requisitos Generales De Las Puestas A Tierra". Resolución No. 18 – 1294 de agosto 6 de 2008.
- RETIE. Capítulo 15 "requisitos generales de las puestas a tierra "resolución 9 0708 de agosto 30 de 2013.
- RUELAS GOMEZ, Roberto "tensión de paso y de contacto en transformadores tipo poste puestos a tierra con una sola varilla electrodo" 4 Págs., RUE-RT-112 junio 2012 – Rev. Julio 2012.
- OROPEZA, Javier "libro de oro de puesta a tierra universal" México DF: 2005. 311 paginas.
- DE LA VEGA ORTEGA, Miguel "Problemas de ingeniería de puesta a tierra", Editorial Limusa, 2001.
- MORENO Ospino German. Fundamentos e ingeniería de las puestas a tierra.
- CASAS Ospina Fabio. "TIERRAS – Soporte de la seguridad". Cuarta edición. Agosto 2008.
- FIERRO Richad, FLORES Mario "diseño del sistema de puesta a tierra de la subestación eléctrica del nuevo campus de la universidad Politécnica Salesiana".

Guayaquil: 2010, 118 pág. trabajo de grado ingeniero eléctrico, universidad  
politécnica salesiana de Guayaquil.