



**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN
ESP**

Unidad Centro de Excelencia Técnica Normalización
y Laboratorios

GM-04

Guía Metodológica: Cálculo del sistema de puesta a tierra

EPM-UCET-NYL-GM-04

Septiembre 2019

Elaboración, Revisión y Aprobación

Actividad	Tema	Nombre
Elaboró	Guía Metodológica: Cálculo del sistema de puesta a tierra	Consultoría Colombiana S.A
Revisó		José Daniel Acosta Moreno
Aprobó		Mónica Rueda Aguilar

Requeridores

Destinatario	Cargo	No. de Copias
Johan Sebastián Higuera Higuera	Profesional Gestión Proyectos e Ingeniería	1
Gabriel Jaime Romero Choperena	Profesional Gestión Proyectos e Ingeniería	1

Revisiones

Revisión	Fecha dd/mm/aaaa	Descripción de la revisión
01	27/09/2019	Versión inicial

© Copyright: Empresas Públicas de Medellín ESP. No está permitida su reproducción por ningún medio impreso, fotostático, electrónico o similar, sin la previa autorización escrita del titular de los derechos reservados.

CONTENIDO

1	OBJETO	6
2	ALCANCE.....	7
3	DOCUMENTOS DE REFERENCIA	8
4	DEFINICIONES	10
5	ASPECTOS TÉCNICOS.....	13
5.1	GENERALIDADES.....	13
5.2	PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	13
5.3	MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO	14
5.4	ANÁLISIS Y MODELAMIENTO DEL SUELO	14
5.4.1	Modelo de suelo homogéneo.....	15
5.4.2	Modelo de suelo de dos capas	16
6	DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	18
6.1	PARÁMETROS PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPT) 18	
6.1.1	Resistencia del cuerpo humano.....	18
6.1.2	Corriente efectiva de falla	18
6.1.3	Tensiones de paso y contacto tolerables por el cuerpo humano.....	24
6.1.4	Cálculo de conductores en un SPT.....	29
6.2	PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO	31
6.2.1	Sistemas de puesta a tierra en corriente alterna.....	32
6.2.2	Sistemas de puesta a tierra en corriente directa	40
6.3	VALIDACIÓN DE PARÁMETROS CALCULADOS	41
7	MEDICIÓN Y VALIDACIÓN DE SISTEMAS DE PUESTAS A TIERRA.....	42
7.1	MÉTODOS DE MEDICIÓN DE RESISTENCIA EN SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	42
7.2	MÉTODOS DE MEDICIÓN DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO.....	43
7.3	MATERIALES PARA SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	43
	ANEXO A DIAGRAMA DE FLUJO GENERAL PARA DISEÑO DEL SPT.....	45
	ANEXO B PUESTAS A TIERRA TEMPORALES	46
	ANEXO C PUESTAS A TIERRA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y CARGADORES DE AUTOS ELÉCTRICOS	47
	ANEXO D EJEMPLO CÁLCULO DE ANÁLISIS DE RESISTIVIDAD.....	51
	ANEXO E EJEMPLO CÁLCULO DE DISEÑO DE SPT – IEEE 80.....	52
	ANEXO F MAPA DE REFERENCIA RESISTIVIDADES TÍPICAS REDES GRUPO EPM	57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Constantes del material	29
Tabla 2 Valor de k para el cálculo de sección por cortocircuito	30
Tabla 3 Especificaciones de bobina de choque [5]	41
Tabla 4 Valores de referencia de Resistencia de Puesta a Tierra según RETIE [3]	42
Tabla 5 Criterios para evaluar potencial corrosivo en suelos a instalar SPT	44

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Modelo de suelo de dos capas [4].....	16
Figura 2 Gráfica de resistividad vs distancia entre electrodos [4]	16
Figura 3 Falla monofásica a tierra en un sistema RST	19
Figura 4 Falla monofásica a tierra en un sistema RSTN	20
Figura 5 Circuito equivalente de la falla monofásica a tierra en un sistema RSTN	20
Figura 6 Falla monofásica a tierra en un sistema TN	21
Figura 7 Falla monofásica a tierra en un sistema RST-Guarda.....	21
Figura 8 Análisis por método de parámetros concentrados [8].....	22
Figura 9 Circuito equivalente asociado a la tensión de contacto durante una falla.....	24
Figura 10 Circuito equivalente asociado a la tensión de paso durante una falla.....	25
Figura 11 Circuito equivalente de tensiones transferidas en sistemas de distribución [23]27	27
Figura 12 Configuraciones de sistemas de puesta a tierra por tipo de infraestructura.....	31
Figura 13 Diagrama de flujo para el diseño de SPT con IEEE 80 – 2013 [10].....	33
Figura 14 Diagrama de cálculo de coeficientes k1 y k2 [10].....	35
Figura 15 Sistema de puesta a tierra típico en media tensión	39
Figura 16 Diagrama de flujo general para diseño del SPT	45
Figura 17 Montaje de sistema de puesta a tierra temporal.....	47
Figura 18 Sistema de puesta a tierra típico de una instalacion fotovoltaica.....	49
Figura 19 Sistema de puesta a tierra de un sistema de cargador de vehiculos electricos	49

	Unidad Centro de Excelencia Técnica Normalización y Laboratorios Guía Metodológica N° GM-04: Cálculo del sistema de puesta a tierra
---	---

1 OBJETO

Establecer la metodología para el cálculo, diseño, instalación y verificación del sistema de puesta a tierra, para las redes de distribución en media y baja tensión del Grupo EPM, incluyendo sistemas de corriente directa e instalaciones particulares como centros de generación fotovoltaica y centros de carga para vehículos eléctricos.

2 ALCANCE

La presente guía además de incluir los aspectos metodológicos del diseño de sistemas de puesta a tierra enmarca los aspectos de validación y sustentación de la actualización de las normas de EPM RA6-010 y RA6-014, en el contexto de las características del sistema de distribución de energía del Grupo EPM.

3 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- [1] AENOR, Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Parte 1: Aspectos generales. (IEC/TS 60479-1:2005 + Corrigendum 1:2006), Madrid, AENOR, 2007.
- [2] C. M. Diez Henao, Instalaciones Electricas - Actualizado con el Reglamento Tecnico de Instalaciones Electricas (RETIE 2013), Medellin, Cidet, 2014.
- [3] Ministerio de Minas y Energia, Resolucion No 90708, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), Bogotá Colombia, 30 de agosto de 2013.
- [4] IEEE , Std 81-2012 - IEEE Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a grounding system, 2012.
- [5] F. C. Ospina, Tierras - Soporte seguridad electrica, Bogota, Icontec, 2010.
- [6] Area Ingenieria Distribucion Energia - Grupo EPM, Norma RA6-015 - Medida de resistencia de puesta a tierra, Medellin: EPM, 2008.
- [7] C. F. a. M. F. P. Dalziel, Let-go currents and voltages, AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1956.
- [8] Electric Power Research Institute EPRI, Transmission line grounding Volume 1, EPRI.
- [9] IEEE, Std 1048-2016 – IEEE Guide for protective grounding of power lines, 2016.
- [10] IEEE, Std 80-2013 - Guide for safety in AC substation grounding, 2013
- [11] IEEE, Std 142 - IEEE Recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems.
- [12] IEEE, Std 367 - IEEE Recommended practice for determining the electric power station ground potential rise and induced voltage from a power fault.
- [13] IEEE, Std 1100-2000 - IEEE Recommended practice for powering and grounding electronic equipment.
- [14] IEEE, Std C62.92.4 - IEEE Guide for the application of neutral grounding in electrical utility systems, Part IV: Distribution.
- [15] IEEE, Std C62.92.1 - IEEE guide for the application of neutral grounding in electrical utility systems, Part I: Introduction.
- [16] ANSI/IEEE, Std C62.92-1987 - IEEE Guide for the application of neutral grounding in electrical utility systems, Part I Introduction, 1987.
- [17] IEEE, Std 1048 - IEEE Guide for protective grounding of power lines.
- [18] IEEE, Std 524A - IEEE Guide to grounding during the installation of overhead transmission line conductors.
- [19] ASTM, G162 - Standard practice for conducting and evaluating laboratory corrosions tests in soils.
- [20] ASTM, G 162-99 - Standard practice for conducting and evaluating laboratory corrosions tests in soils.
- [21] ASTM, G57-95A - Standard test method for field measurement of soil resistivity using the wenner four electrode method.
- [22] ASTM, D 3633-98 - Standard test method for electrical resistivity of membrane pavement systems.

[23] Acharya, Janak R., Wang Yunfei, Xu, Wilsun. Temporary overvoltage and GPR characteristics of distribution feeders with multigrounded neutral, IEEE transactions on power delivery, Vol 25, No. 2, abril 2010

[24] IEC, 60479-1 - Guide for protective grounding of power lines, 2016

4 DEFINICIONES

Acero inoxidable austenítico [5]: aceros al cromoníquel (16% a 30% Cr y 6% a 22% Ni) con bajo contenido de carbón (0.20% máximo), los cuales presentan elevada resistencia a la corrosión, ductilidad y gran facilidad de limpieza; se endurecen por trabajo en frío y no son magnéticos.

Acero inoxidable martensítico [5]: aceros al cromo (11.5% a 18%) con alto contenido de carbón (0.15% a 1.2%). Presentan elevada dureza y resistencia mecánica, se endurecen por tratamiento térmico y son magnéticos.

Bajante [5]: conductor conectado eléctricamente entre los DPS, conductores de guarda y neutro, según aplique, 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.

Compatibilidad electromagnética [5]: capacidad de un equipo o sistema para funcionar satisfactoriamente en un ambiente electromagnético, sin dejarse afectar ni afectar otros equipos por energía electromagnética radiada o conducida.

Conector [5]: dispositivo que une dos o más conductores con el objeto de suministrar una trayectoria eléctrica continua.

Contacto directo [5]: contacto de personas o animales con conductores activos de una instalación.

Contacto indirecto [5]: contacto de personas o animales con elementos puestos accidentalmente bajo tensión o en contacto con cualquier parte activa a través de un medio conductor.

Corriente de falla a tierra: porcentaje de la corriente de cortocircuito que se disipa por el sistema de puesta a tierra durante una falla.

Dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias (DPS) [5]: dispositivo para protección de equipos eléctricos, el cual limita el nivel de la sobretensión, mediante la absorción de la mayor parte de la energía transitoria, minimizando la transmitida a los equipos.

Cortocircuito [5]: fenómeno eléctrico ocasionado por una unión accidental o intencional de muy baja resistencia entre dos o más puntos de diferente potencial de un mismo circuito.

Electrodo de puesta a tierra [5]: conductor o grupo de ellos en contacto con el suelo, para proporcionar una conexión eléctrica con el terreno. Puede ser una varilla, tubo, placa, cinta, cable o malla de conductores.

Falla a tierra [5]: conducción de corriente a tierra producto del contacto, bien sea intencional o accidental, entre cualquiera de los conductores activos de una sistema eléctrico y la tierra o los materiales conductivos que están puestos a tierra

Falla [5]: degradación de componentes, alteración intencional o fortuita de la capacidad de un sistema, componente o persona, para cumplir una función requerida

Máximo potencial de tierra (GPR) [5]: máxima elevación de potencial de una puesta a tierra respecto de una puesta a tierra remota, cuando fluye a través de ella una corriente desde o hacia el terreno.

Puesta a tierra temporal [5]: dispositivo de puesta a tierra y en cortocircuito, para protección del personal que interviene en redes desenergizadas. Se debe considerar como un sistema de puesta a tierra.

Puesta a tierra [5]: 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 los electrodos, conexiones y cables enterrados. También se le conoce como toma de tierra o conexión a tierra.

Puesto a tierra [5]: se aplica a todo equipo o parte de una instalación eléctrica que posee una conexión intencional o accidental del sistema eléctrico con un elemento considerado como una puesta a tierra.

Régimen de conexión a tierra (RTC) [5]: modo de conexión del punto neutro con la tierra.

Resistencia mutua de electrodos [5]: 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 Ohmio.

Resistividad aparente [5] 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. Esta resistividad sólo es representativa para un punto de la característica del suelo estratificado.

Resistividad del suelo [5]: representa la resistencia específica del suelo o de un estrato de este a cierta profundidad. Se obtiene indirectamente al procesar un grupo de medidas de campo y su magnitud se expresa en Ohmio metro. Este valor es el inverso de la conductividad.

Resistividad eléctrica (ρ) [5]: es la relación entre la diferencia de potencial en un material y la densidad de corriente que resulta a través de este. Por lo tanto, 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.

Sistema de puesta a tierra (SPT) [5]: conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que unen los equipos eléctricos con la puesta a tierra de la instalación. En algunos casos, como en los aviones, los barcos, los carros y otros, la unión no es con el suelo propiamente dicho, en cuyo caso se emplea el término masa. Comprende la puesta a tierra y todos los elementos puestos a tierra.

Suelo [5]: sistema natural, resultado de procesos físicos, químicos y biológicos, con componentes principalmente minerales y sólidos inertes que le dan estabilidad, en conjunto con líquidos y gases, que definen su comportamiento eléctrico.

Suelo artificial [5]: compuesto preparado industrialmente, de baja resistividad, para potenciar la conductividad de un electrodo enterrado.

Telurómetro [5]: equipo diseñado para medición de resistividad y resistencias de sistemas de puesta a tierra. Esta medición tiene como principio general el inyectar una intensidad de corriente alterna conocida, a una determinada frecuencia, diferente a 60 Hz, y se mide la caída de tensión, de forma que el cociente entre la tensión medida y la corriente inyectada proporciona el valor de la resistencia de puesta a tierra.

Tensión a tierra [5]: para circuitos puestos a tierra, es la tensión entre un conductor dado y el conductor del circuito puesto a tierra o a la puesta a tierra, es la mayor tensión entre un conductor dado y algún otro conductor del circuito.

Tensión [5]: diferencia de potencial eléctrico entre dos conductores, que hacen que fluyan electrones a través de este, según sea su valor de resistencia. Tensión es una magnitud, cuya unidad es el Voltio.

Tiempo de despeje de falla [5]: tiempo que transcurre desde el inicio de una falla, hasta el momento en que se despeje por medio de un dispositivo de desconexión accionado por una protección. Comprende tiempos de despeje, comparación, decisión y acción.

Tierra remota [5]: es una zona lo suficientemente alejada con respecto a la puesta tierra considerada, en la cual se puede asumir que su potencial es cero y que no cambia aun habiendo una inyección de corriente en la puesta a tierra bajo estudio.

5 ASPECTOS TÉCNICOS

5.1 GENERALIDADES

El sistema de puesta a tierra proporciona protección a las personas y equipos en las cercanías de las redes de distribución. Su principal objetivo es evacuar efectivamente las corrientes de falla provenientes del sistema de distribución o de descargas eléctricas atmosféricas, aunque también cumple las siguientes funciones:

- Servir de referencia común al sistema eléctrico.
- Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostáticas y de rayo.
- Transmitir señales de RF en onda media y larga.
- Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Las corrientes de puesta a tierra dan lugar a aumentos de tensión potencialmente peligrosos, cuyas magnitudes dependen fundamentalmente de factores tales como:

- Magnitud de la corriente de puesta a tierra, que depende del sistema eléctrico de potencia y el fenómeno que la origine.
- Resistencia de puesta a tierra, que depende fundamentalmente de la resistividad del terreno donde se ubique el sistema de puesta a tierra.

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) [3], en su artículo 15 establece las exigencias y las condiciones que deben cumplir las puestas a tierra de un sistema de distribución, de tal manera que garanticen la seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos es controlar la máxima energía eléctrica que estos soportarían en caso de quedar expuestos a condición de falla, debido a las tensiones de paso, de contacto o transferidas. Aunque esto no se logra únicamente controlando el valor de resistencia de puesta a tierra, es siempre deseable tener un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra, para disminuir la máxima elevación de potencial o GPR (Ground Potential Rise, por sus siglas en inglés).

5.2 PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Como información de entrada el Operador de Red debe suministrar los datos relacionados con el sistema eléctrico y las condiciones de operación asociadas al punto de la red de distribución donde se instalará la puesta a tierra. Esta información está compuesta por:

- a. Corriente máxima de falla (corrientes asimétricas), derivada o asociada a la siguiente información:
 - Circuito

- Nivel de tensión
- Corriente de falla monofásica asimétrica
- Relación X/R trifásica
- Relación X/R monofásica
- R1 total (Ohmios)
- X1 total (Ohmios)

b. Configuración:

Se refiere al tipo de red, tales como:

- Red trifásica sin neutro y sin cable de guarda
- Red trifásica con neutro y sin cable de guarda
- Red trifásica sin neutro y con cable de guarda
- Red monofásica con neutro y sin cable de guarda
- Red Bifásica sin neutro con y sin cable de guarda. (obtenida de dos fases de un sistema trifásico).

c. Tiempo de operación para el despeje de fallas:

Al respecto el artículo 23.1 del RETIE [3] dice “...En los sistemas eléctricos de los distribuidores, grandes consumidores y transportadores, el tiempo máximo de despeje de falla de la protección principal, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que 150 milisegundos.”

5.3 MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO

La resistividad del suelo constituye otro de los datos de entrada en el diseño de un sistema de puesta a tierra. La medición de la resistividad se debe realizar de acuerdo con lo estipulado en el documento *RA6-014 Norma técnica: Mediciones para el sistema de puesta a tierra*, en donde se establecen las definiciones, conceptos técnicos básicos para las medidas de la resistividad del suelo, los mecanismos de análisis y modelamiento, así como el procedimiento para desarrollar una adecuada medición.

La medición de la resistividad del terreno para las redes del Grupo EPM se puede hacer por uno de los siguientes métodos:

- Método de Wenner
- Método de Schlumberger-Palmer
- Método de medición de una varilla
- Método para casos especiales

El procedimiento para la aplicación de estos métodos se detalla en el documento *RA6-014 Norma técnica: Mediciones para el sistema de puesta a tierra*.

5.4 ANÁLISIS Y MODELAMIENTO DEL SUELO

En esta sección se presentan los modelos del suelo de uso generalizado en el diseño de sistemas de puesta a tierra, además se dan los lineamientos para su selección e implementación.

5.4.1 Modelo de suelo homogéneo

Un suelo se considera homogéneo cuando las mediciones de resistividad presentan una dispersión menor al 30% y se modela como una capa con resistividad uniforme, cuyo valor se determina por medio de uno de los siguientes métodos:

- **Promedio simple:** Es la forma más sencilla para determinar la resistividad y ofrece buenos resultados cuando las mediciones presentan dispersiones muy bajas. Se calcula como se muestra en la siguiente ecuación [5]:

$$\rho_{a \text{ prom}} = \frac{\rho_{a1} + \rho_{a2} + \rho_{a3} + \dots + \rho_{an}}{n} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

- $\rho_{a \text{ prom}}$: es la resistividad aparente promedio.
- $\rho_{a1} + \rho_{a2} + \rho_{a3} + \dots + \rho_{an}$: son las resistividades aparentes medidas a diferentes espaciamientos siguiendo el método de Wenner.
- n : es el número total de medidas tomadas.

- **Box-Cox:** Cuando se tengan mediciones con mayor dispersión (pero menor al 30% para que siga siendo homogéneo) se aplica el método de Box-Cox descrito a continuación:

En una columna se tabulan los datos de resistividad aparente medida ρ_1 .

En otra columna se colocan los logaritmos naturales de cada una de las medidas $X_i = \ln(\rho_i)$.

Se halla la resistividad promedio x como se presenta en la siguiente ecuación:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \quad \text{Ecuación 2}$$

En otra columna se coloca el resultado de $(X_i - x)^2$

Se calcula la desviación estándar S como se muestra en la siguiente ecuación:

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - x)^2}{n}} \quad \text{Ecuación 3}$$

De la distribución normal se toma Z para 70%, que da 0,524411.

Se determina la resistividad (con probabilidad del 70% de no ser superada) por la siguiente ecuación:

$$\rho = \text{Anti Ln} (S \times Z \times x)$$

Ecuación 4

5.4.2 Modelo de suelo de dos capas

Cuando no sea posible usar los modelos de suelo homogéneo, se deberá utilizar este método que es una representación más exacta de las condiciones reales del suelo. Este modelo se basa en considerar una capa superior de profundidad finita con resistividad diferente a la de la segunda capa, ubicada en la parte inferior y de espesor infinito.

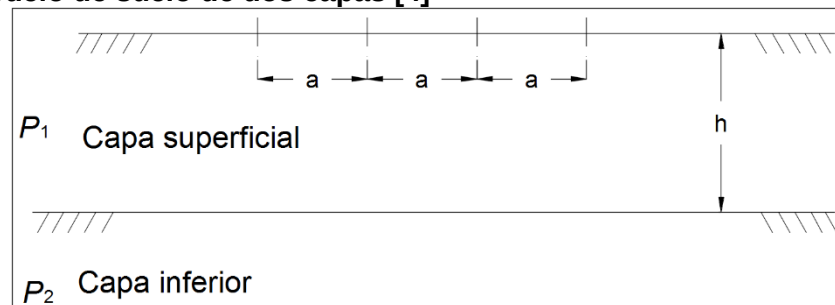
En la Figura 1, se presenta el modelo de dos capas del terreno, el cual se caracteriza a partir de los siguientes parámetros:

ρ_1 : Resistividad de la capa superficial

ρ_2 : Resistividad de la capa inferior

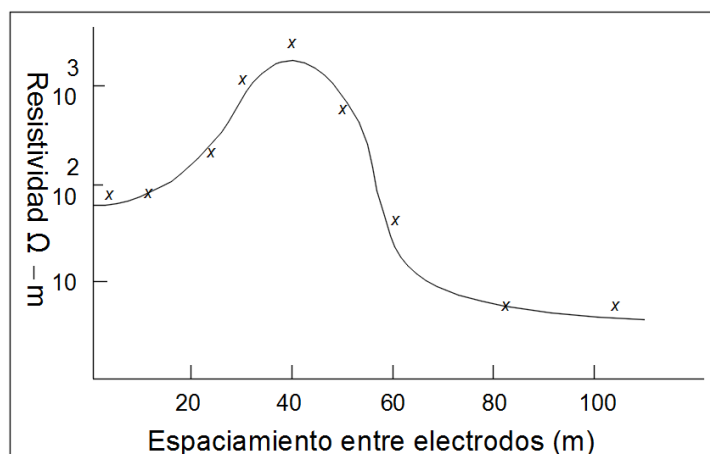
h : Profundidad de la capa superficial

Figura 1 Modelo de suelo de dos capas [4]



Para implementar el modelo de dos capas, inicialmente se deben determinar los valores de ρ_1 y ρ_2 ; para lo cual se recomienda construir una gráfica de resistividad vs distancia entre electrodos durante el proceso de medición, como se presenta en la Figura 2. Los valores de resistividad para esta gráfica se determinan a partir del procedimiento que se presentó anteriormente para el método de Wenner.

Figura 2 Gráfica de resistividad vs distancia entre electrodos [4]



A partir de una extrapolación se determinan los valores de ρ cuando el espaciamiento tiende a 0 (ρ_1) y cuando se comporta de manera asintótica por la derecha (ρ_2), una vez se determinen estos valores se encuentra h mediante la siguiente ecuación:

$$\rho(\alpha) = \rho_1 \left[1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{K^n}{\sqrt{1 + \left(\frac{2nh}{a}\right)^2}} - \frac{K^n}{\sqrt{4 + \left(\frac{2nh}{a}\right)^2}} \right) \right] \quad \text{Ecuación 5}$$

$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

- h : profundidad de la capa superficial
- $\rho(\alpha)$: es la resistividad aparente medida usando el método de Wenner.
- K : es el coeficiente de reflexión.
- a : espaciamiento entre electrodos.
- ρ_1 : resistividad de la capa superficial
- n : es el número total de medidas tomadas.

6 DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El diseño de sistemas de puesta a tierra es un proceso iterativo. El diseñador debe proponer una hipótesis inicial, calcular las tensiones de paso y contacto que se producirían durante una falla y compararlos con los respectivos valores límite tolerables. Si los valores calculados son menores a los límites máximos, la hipótesis propuesta se puede implementar.

En caso contrario, se debe plantear un sistema más robusto (nueva hipótesis) y repetir el proceso. Es posible que las tensiones de paso y/o de contacto calculadas para la hipótesis inicial estén muy por debajo de los límites tolerables y sea oportuno evaluar una segunda hipótesis con un sistema de menores características.

El planteamiento de la hipótesis inicial depende fundamentalmente de la experiencia del diseñador e influyen factores como: las características del terreno, la corriente a disipar con el SPT y el tipo de instalación a proteger. Se sugiere iniciar con formas simples, sin conductores al interior y con un par de electrodos de puesta a tierra.

A continuación, se establecen los métodos, variables y parámetros que deben ser considerados en el diseño del sistema de puesta a tierra para lograr los valores de tensión de paso y contacto o tensiones transferidas tolerables por una persona, tomando como referencia el estándar IEEE 80 de 2013, de acuerdo con lo establecido en el RETIE [3].

6.1 PARÁMETROS PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPT)

Se definen los parámetros requeridos en el diseño, instalación y operación de un SPT, necesarios para garantizar la seguridad de los seres humanos.

6.1.1 Resistencia del cuerpo humano

En sistemas de corriente alterna, a 50 o 60 Hz el cuerpo humano se puede modelar como una resistencia. La resistencia que ofrece el cuerpo de una persona al paso de la corriente a tierra varía de acuerdo con la constitución de la persona expuesta al evento y otros factores como la presencia de cicatrices en el punto de contacto.

En general se ha estimado que la resistencia que ofrece una persona promedio a la conducción de corrientes a tierra - considerando los caminos de mano a pie y de pie a pie - se puede aproximar a 1000Ω (R_B).

6.1.2 Corriente efectiva de falla

Para realizar el cálculo de la corriente de falla (I_f) se debe seguir el procedimiento de la guía metodológica GM-010 Análisis de cortocircuito y falla a tierra en redes de distribución de energía del Grupo EPM. En la presente guía se asume que la corriente de falla es un parámetro de diseño predefinido y solo procederá a orientar al diseñador para definir el porcentaje de esta que se va efectivamente a tierra, es decir, el factor S_f .

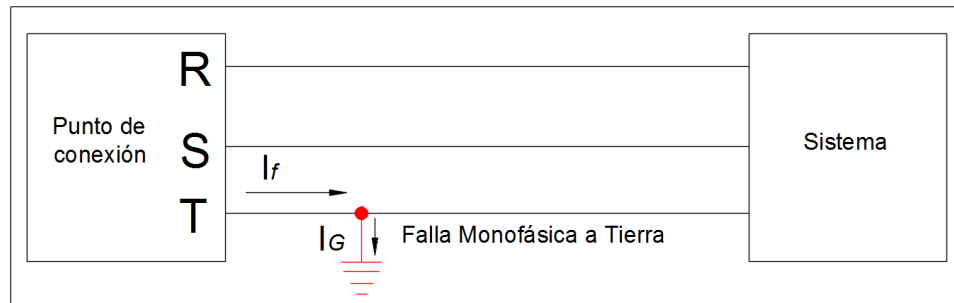
La fracción de corriente que fluye a tierra depende de múltiples factores, entre los que se encuentran la localización de la falla, la resistencia de puesta a tierra del sistema considerado y la topología de la red estudiada, entre otros. El elemento que tiene mayor incidencia en la determinación del factor S_f es la topología de la red considerada, por cuanto es el mismo sistema el que ofrecerá o no, uno o varios caminos a tierra para la corriente de falla.

En los siguientes numerales se presentan los modelos para determinar los S_f para los diferentes tipos de sistemas de distribución

6.1.2.1 Sistemas trifásicos trifilares sin cable de guarda (RST)

En la Figura 3, se presenta un esquema de lo que ocurre durante una falla monofásica a tierra en un sistema RST.

Figura 3 Falla monofásica a tierra en un sistema RST



Como se puede observar en la Figura 3, la corriente de falla solo se puede disipar por el sistema de puesta a tierra instalado, debido a que la topología de la red no le ofrece otros caminos a tierra, con lo que se concluye lo siguiente:

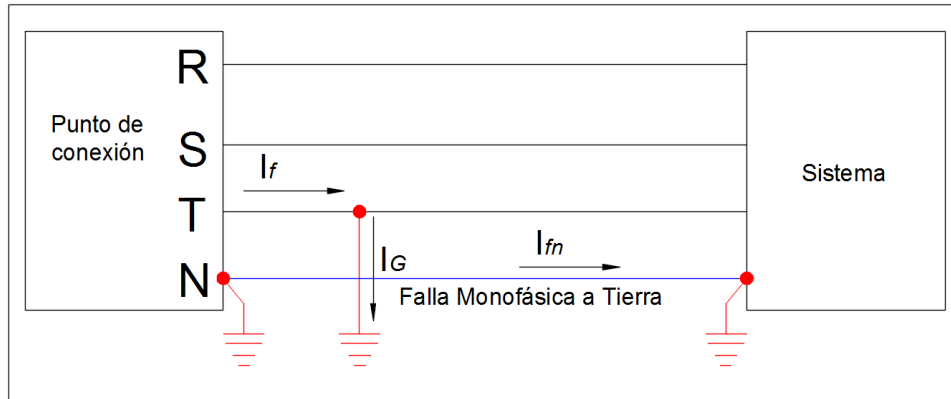
$$I_G = S_f * I_f \quad \text{Ecuación 7}$$

En este caso, dado que $S_f = 1$, se tiene:

$$I_G = I_f \quad \text{Ecuación 8}$$

En la Figura 4 se presenta un esquema de lo que ocurre durante una falla monofásica a tierra en un sistema RSTN, donde N es el conductor neutro.

Figura 4 Falla monofásica a tierra en un sistema RSTN



En este caso una fracción de la corriente de falla (I_G) se disipa por el sistema de puesta a tierra, mientras que la corriente restante (I_{fn}) circula por el neutro para buscar camino a tierra en los sistemas circundantes.

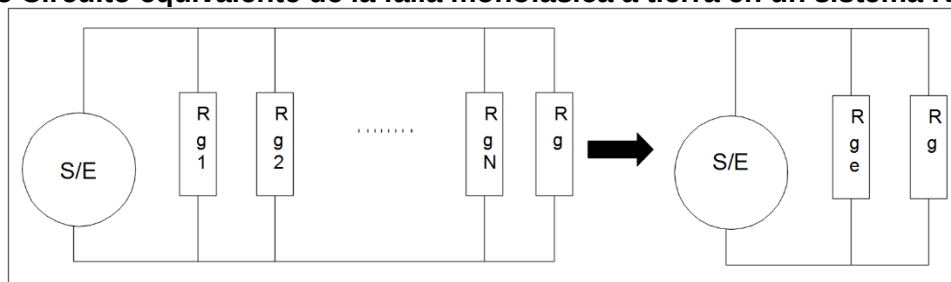
La corriente que circula por el sistema de puesta a tierra (I_G con resistencia R_g) se determina aplicando un divisor de corriente al circuito equivalente de la Figura 5 de la siguiente forma:

$$I_G = \frac{R_{ge}}{R_g + R_{ge}} * I_f \quad \text{Ecuación 9}$$

$$I_G = S_f * I_f \quad \text{Ecuación 10}$$

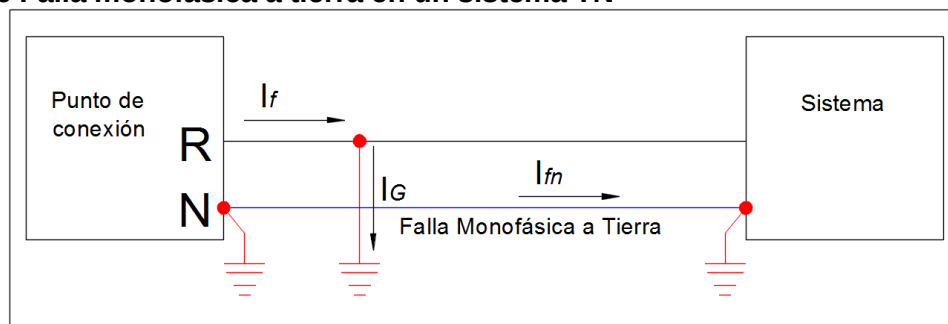
$$S_f = \frac{R_{ge}}{R_g + R_{ge}} \quad \text{Ecuación 11}$$

Figura 5 Circuito equivalente de la falla monofásica a tierra en un sistema RSTN



El mismo comportamiento anterior se presenta ante una falla monofásica, en un sistema monofásico como se presenta en la Figura 6.

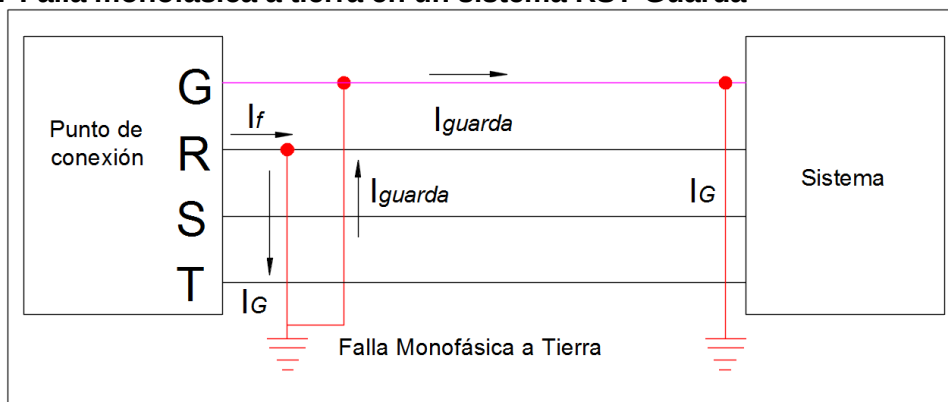
Figura 6 Falla monofásica a tierra en un sistema TN



6.1.2.2 Sistemas trifásicos trifilares con cable guarda (RST-Guarda)

En la Figura 7 se presenta un esquema de lo que ocurre durante una falla monofásica a tierra en un sistema RST-Guarda.

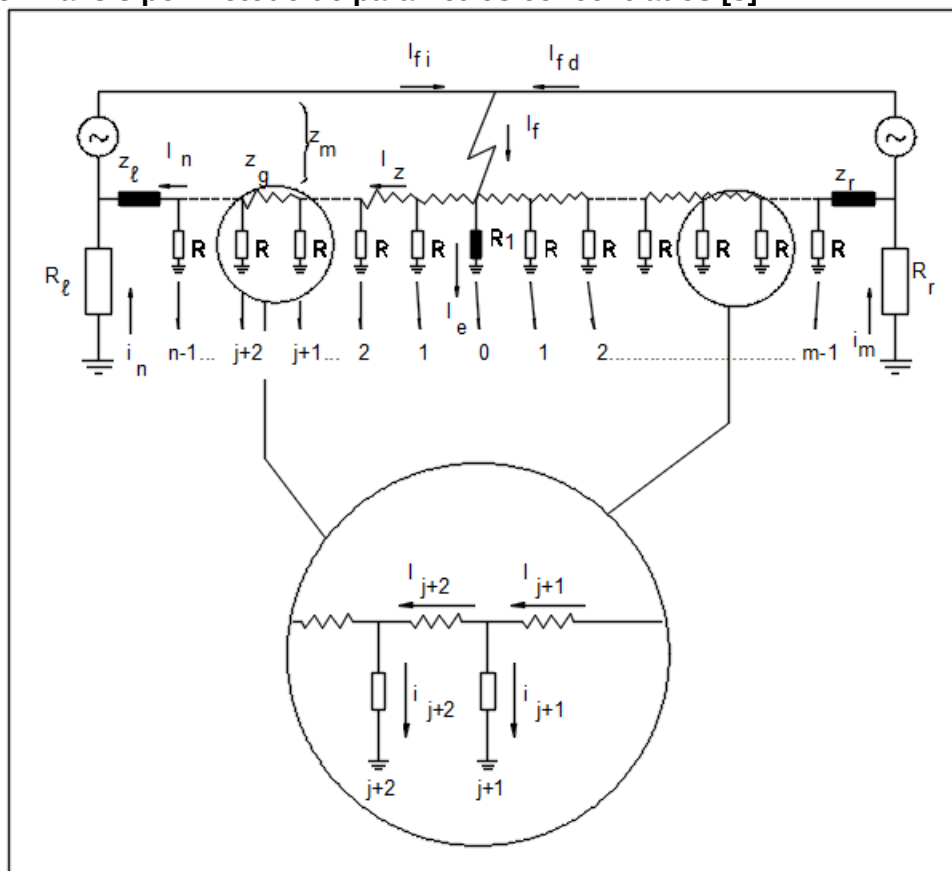
Figura 7 Falla monofásica a tierra en un sistema RST-Guarda



Cuando se tiene un conductor de guarda a lo largo del sistema de distribución, la corriente de falla genera una corriente sobre el conductor de guarda que debe ser considerada para determinar la corriente efectiva a tierra.

Para realizar el análisis en redes de distribución de hasta 60 km se recomienda emplear el método de parámetros concentrados presentado por EPRI en el libro Transmission Line Grounding Volume 1 [8]. La Figura 8 muestra el diagrama que permite realizar el análisis correspondiente.

Figura 8 Análisis por método de parámetros concentrados [8]



La corriente (I_e) que fluye por el sistema de puesta a tierra está dada por la expresión:

$$I_e := \frac{\left(1 - \frac{Z_m}{Z_g}\right) \cdot I_f + (U_l + U_r)S}{1 + \frac{R_1}{Z_g} \cdot (2 - W_l - W_r)}$$

Ecuación 12

Donde:

- Z_m : es la impedancia mutua conductores de fase – cable de guarda de una sección de cable entre dos estructuras consecutivas (promedio de las impedancias mutuas).
- Z_g : es la impedancia propia del cable de guarda de una sección de cables entre dos estructuras consecutivas.
- R_1 : resistencia de la puesta a tierra considerada (punto de falla).

Los otros parámetros son resultados de cálculos y se obtienen de la siguiente forma:

Parámetros generales:

$$S := (\exp(\alpha)) - ((\exp(-\alpha))) \quad \text{Ecuación 13}$$

$$\alpha := 2 \cdot \operatorname{asinh} \left(\frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{Z_g}{R}} \right) \quad \text{Ecuación 14}$$

Parámetros del extremo derecho de la red:

$$br := 1 + \frac{Z_g}{R} + \frac{Z_g}{z_r + R_r} \quad \text{Ecuación 15}$$

$$\lambda_r := \left(\frac{Z_g}{z_r + R_r} \right) \cdot \left(1 - \frac{Z_m}{z_r} \right) \quad \text{Ecuación 16}$$

$$Tr := \exp[(m-1) \cdot \alpha] \cdot (br - \exp(-\alpha)) - [\exp[-(m-1) \cdot \alpha]] \cdot (br - \exp(\alpha)) \quad \text{Ecuación 17}$$

$$Ur := \frac{\lambda_r \cdot R_r \cdot Ifd}{Tr} \quad \text{Ecuación 18}$$

$$Wr := \frac{\exp[(m-2) \cdot \alpha] \cdot (br - \exp(-\alpha)) - [\exp[-(m-2) \cdot \alpha]] \cdot (br - \exp(\alpha))}{Tr} \quad \text{Ecuación 19}$$

Parámetros del extremo izquierdo de la red:

$$bl := 1 + \frac{Z_g}{R} + \frac{Z_g}{z_l + R_l} \quad \text{Ecuación 20}$$

$$\lambda_l := \left(\frac{Z_g}{z_l + R_l} \right) \cdot \left(1 - \frac{Z_m}{z_l} \right) \quad \text{Ecuación 21}$$

$$Tl := \exp[(n-1) \cdot \alpha] \cdot (bl - \exp(-\alpha)) - [\exp[-(n-1) \cdot \alpha]] \cdot (bl - \exp(\alpha)) \quad \text{Ecuación 22}$$

$$Ul := \frac{\lambda_l \cdot R_l \cdot Ifi}{Tl} \quad \text{Ecuación 23}$$

$$Wl := \frac{\exp[(n-2) \cdot \alpha] \cdot (bl - \exp(-\alpha)) - [\exp[-(n-2) \cdot \alpha]] \cdot (bl - \exp(\alpha))}{Tl} \quad \text{Ecuación 24}$$

Donde:

- R : resistencia de puesta a tierra de las demás estructuras del sistema de distribución.
- R_r : resistencia de puesta a tierra de la subestación derecha.
- R_l : resistencia de puesta a tierra de la subestación izquierda.

- Z_r : impedancia del cable de guarda en el primer vano a la salida de la subestación derecha.
 Z_l : impedancia del cable de guarda en el primer vano a la salida de la subestación izquierda.
 N : número de estructuras a la izquierda de la falla.
 M : número de estructuras a la derecha de la falla.
 I_{fd} : corriente de falla de la subestación derecha.
 I_{fi} : corriente de falla de la subestación izquierda.
 I_f : es la corriente de falla total ($I_f = I_{fd} + I_{fi}$)

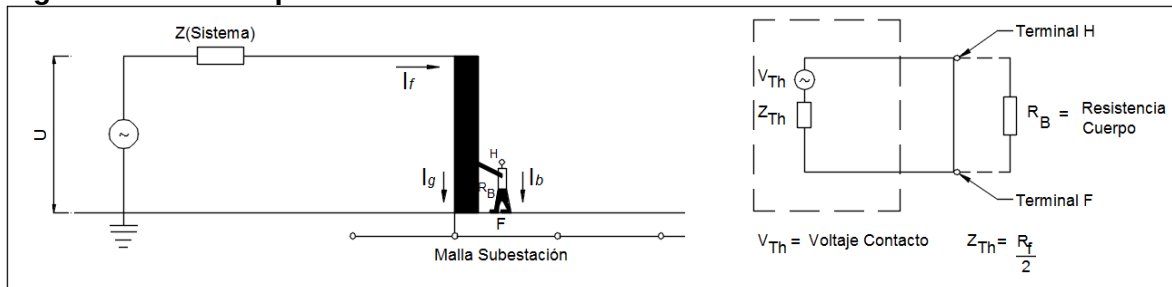
Para desarrollar el método de parámetros concentrados propuestos por EPRI es necesario conocer la matriz de impedancia de la red considerada, para lo cual se sugiere emplear la herramienta ATP-EMTP.

6.1.3 Tensiones de paso y contacto tolerables por el cuerpo humano

El SPT tiene como parte de sus objetivos proteger a las personas de tensiones potencialmente peligrosas. Por lo tanto, en los datos de entrada se debe incluir el cálculo de los valores límites para estas tensiones.

En este sentido, una primera condición de riesgo está asociada con la tensión de contacto que tiene lugar cuando una persona entra en contacto con una estructura puesta a tierra durante el despeje de una falla a tierra y se configura el circuito equivalente que se muestra en la Figura 9.

Figura 9 Circuito equivalente asociado a la tensión de contacto durante una falla



Reduciendo el sistema por medio de un circuito equivalente de Thévenin, la corriente que circularía a través del cuerpo humano está dada por la siguiente ecuación:

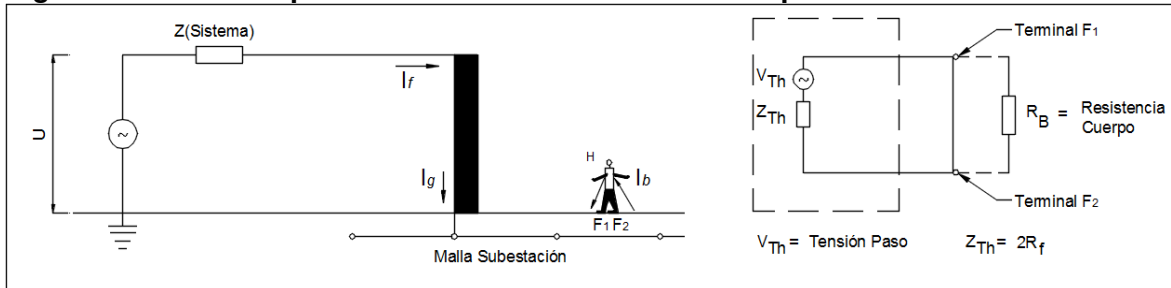
$$I_b = \frac{V_{Th}}{Z_{Th} + R_B} \quad \text{Ecuación 25}$$

Donde R_B es la resistencia del cuerpo y la impedancia de Thévenin es:

$$Z_{Th} = \frac{R_f}{2} \quad \text{Ecuación 26}$$

Otra condición de riesgo está asociada con la tensión de paso que se presenta cuando una persona está de pie en las proximidades del sistema de puesta a tierra durante el despeje de una falla a tierra y se configura el circuito equivalente que se muestra en la Figura 10.

Figura 10 Circuito equivalente asociado a la tensión de paso durante una falla



De acuerdo con el circuito equivalente asociado a la tensión de paso, la impedancia del circuito equivalente de Thévenin se define como:

$$Z_{Th} = 2R_f \quad \text{Ecuación 27}$$

En las dos expresiones anteriores, R_f es la resistencia del pie de la persona expuesta a los eventos considerados al conducir la corriente a tierra, dada en Ohmios (sin tener en cuenta los efectos del sistema de puesta a tierra).

Para realizar el análisis de circuitos se modela el pie humano como un disco metálico y se ignoran los efectos de zapatos y calcetines entre otros. De esa manera, la resistencia a tierra de un disco metálico de radio b (m) en una superficie con resistividad en la capa superficial ρ_s (Ω -m) está dada por la expresión:

$$R_f = \left[\frac{\rho_s}{4b} \right] C_s \quad \text{Ecuación 28}$$

Donde:

- ρ_s : es la resistividad de la capa superficial en Ω -m
- b : es el radio del disco metálico (modelo del pie).
- C_s : es un factor que busca aproximar el efecto aislante del terreno considerando que típicamente está compuesto por dos capas. El cálculo de este factor implica un procedimiento que puede resultar complicado si no se cuenta con una herramienta computacional para este fin, por lo que se recomienda usar la siguiente expresión empírica:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0.09} \quad \text{Ecuación 29}$$

Donde:

- ρ : es la resistividad del terreno en Ω -m.
- ρ_s : es la resistividad de la capa superficial en Ω -m.

h_s : es el grosor de la capa superficial en m.

Se debe tener presente que los valores calculados con la ecuación anterior pueden presentar una variación de hasta el 5 % con respecto a los valores obtenidos por el método completo que se muestra en la IEEE Std 80 – 2013 [10].

Los valores para Z_{Th} se pueden aproximar, si se considera que el radio del disco metálico que modela el pie se fija en 0,08 m.

Para el circuito de falla en caso de estar en contacto con una estructura puesta a tierra:

$$Z_{Th} = 1,5 \rho_s C_s \quad \text{Ecuación 30}$$

Para el circuito de falla en caso de dar un paso en las proximidades del SPT:

$$Z_{Th} = 6,0 \rho_s C_s \quad \text{Ecuación 31}$$

Retomando el análisis del circuito equivalente de Thévenin mostrado en la Figura 9 y Figura 10, se tiene la siguiente ecuación:

$$E = I_B(R_B + Z_{Th}) \quad \text{Ecuación 32}$$

Por otro lado, según un estudio presentado por (Dalziel, 1956) los valores máximos de corriente que un cuerpo humano puede soportar vienen dados por las expresiones:

$$I_{B50} = \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \text{ para un cuerpo de 50 kg} \quad \text{Ecuación 33}$$

$$I_{B70} = \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \text{ para un cuerpo de 70 kg} \quad \text{Ecuación 34}$$

Si se reemplazan los valores de la corriente soportable por el ser humano, la resistencia del cuerpo y la aproximación para la impedancia equivalente de Thévenin, se obtienen las siguientes ecuaciones para las tensiones de paso y contacto tolerables:

- Tensión de contacto para una persona de 50 kg y 70 kg respectivamente:

$$E_{contacto} = \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} (1000 + 1,5 C_s \rho_s) \quad \text{Ecuación 35}$$

$$E_{contacto} = \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} (1000 + 1,5 C_s \rho_s) \quad \text{Ecuación 36}$$

- Tensión de paso para una persona de 50 kg y 70 kg respectivamente:

$$E_{paso} = \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} (1000 + 6 C_s \rho_s) \quad \text{Ecuación 37}$$

$$E_{paso} = \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} (1000 + 6 C_s \rho_s) \quad \text{Ecuación 38}$$

Se debe tener en cuenta que las ecuaciones anteriores aplican para modelos del terreno de doble capa. Si se consideran modelos de una sola capa se debe considerar $C_s = 1$ y $\rho_s = \rho$.

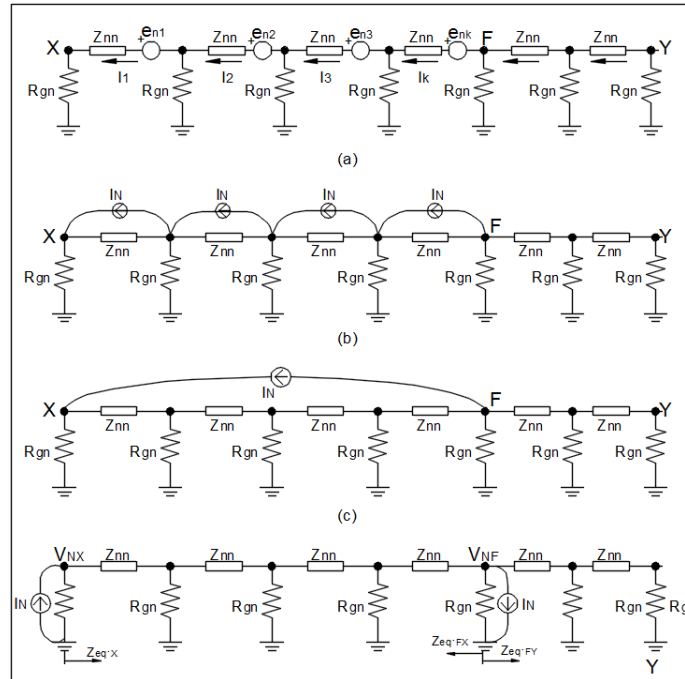
6.1.3.1 Tensiones Transferidas

Es un fenómeno que se presenta durante fallas eléctricas, que involucran altos niveles de corriente que circula a tierra, sometiendo las estructuras puestas a tierra a una tensión eléctrica por encima de su condición de operación normal, producto de la energía transferida que se disipa durante la falla. Esta condición se convierte en un riesgo para los seres humanos que se encuentren en contacto con la instalación puesta a tierra, ya que puede exceder los niveles de tensión tolerable.

En esta condición no siempre es evidente el riesgo, puesto que se trata de potenciales que se reflejan en puntos distantes al sitio de ocurrencia de la falla, debido a la transferencia del GPR a través de un medio conductor.

En la Figura 11, se presenta el circuito equivalente que se forma durante una falla en un sistema de distribución con múltiples puestas a tierra (a) y su reducción a partir de un análisis de circuitos.

Figura 11 Circuito equivalente de tensiones transferidas en sistemas de distribución [23]



Si se presenta una falla en el punto F, entonces se tendrían las siguientes expresiones para determinar el GPR en un punto remoto X (para el desarrollo del modelo se consideró que los sistemas de puesta a tierra en paralelo son equidistantes).

$$I_N = \frac{Z_{mn}}{Z_{nn}} * I_F$$

Ecuación 39

$$Z_{Eq-F} = \frac{1}{2} \sqrt{Z_{nn} * R_{gn} * s}$$

Ecuación 40

$$Z_{Eq-X} = \sqrt{Z_{nn} * R_{gn} * s}$$

Ecuación 41

$$GPR_F = I_N * Z_{Eq-F} \quad \text{y} \quad GPR_X = I_N * Z_{Eq-X}$$

Ecuación 42

Donde:

I_N : es la corriente que circula por los sistemas de puesta a tierra en paralelo durante la falla.

I_F : es la corriente de falla que aporta el sistema.

Z_{mn} : es la impedancia mutua entre los conductores de fase y neutro.

Z_{nn} : es la impedancia del neutro por tramo entre dos SPT.

Z_{Eq-F} : es la impedancia equivalente del neutro en el punto de ocurrencia de la falla.

Z_{Eq-X} : es la impedancia equivalente del neutro en el punto paralelo considerado.

R_{gn} : es la resistencia de puesta a tierra por arreglo en paralelo.

s : es el intervalo de separación de los sistemas de puesta a tierra.

Para estimar las impedancias mutuas entre los cables de fase y neutro se recomienda usar el software ATP – EMTP.

En el análisis de las tensiones transferidas se debe tener en cuenta los siguientes aspectos en el diseño de los SPT:

1. Calcular tensiones de paso, contacto y tensiones transferidas.
2. Garantizar que las tensiones transferidas sean iguales o menores que las tensiones de contacto.
3. Disponer de señalización adecuada en elementos peligrosos, como tableros o partes metálicas conectadas al SPT.

6.1.4 Cálculo de conductores en un SPT

Los conductores enterrados horizontalmente en el sistema de puesta a tierra deben tener el calibre suficiente para tolerar la corriente de falla por el tiempo máximo de duración de está sin fundirse o sufrir algún daño que pueda aumentar su resistencia.

La siguiente expresión permite calcular el calibre mínimo del conductor de puesta a tierra:

$$I = A_{mm^2} \sqrt{\left(\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left(\frac{k_0 + T_m}{k_0 + T_a} \right)} \quad \text{Ecuación 43}$$

Donde:

- I : es la corriente a tierra en kA.
 A_{mm^2} : sección del conductor en mm².
 k_0 : $1/\alpha_0$ o $(1/\alpha_r) - T_r$ en °C.
 T_m : máxima temperatura permitida en °C.
 T_a : temperatura ambiente en °C.
 T_r : temperatura de referencia en °C.
 α_0 : coeficiente de resistividad a 0° en 1/°C.
 α_r : coeficiente de resistividad a temperatura de referencia T_r en 1/°C.
 ρ_r : resistividad del conductor de puesta a tierra a temperatura de referencia T_r en $\mu\Omega - cm$.
 T_c : duración de la falla en s.
 TCAP : capacidad térmica del material por unidad de volumen (valores dados en la Tabla 1) en $J/(cm^3 * ^\circ C)$.

En la Tabla 1, se presentan los valores para α_r a 20 °C.

Tabla 1 Constantes del material

Descripción	Conductividad del material (% IACS)	Factor α_r a 20°C(1/°C)	k_0 en °C (0°C)	Temperatura de fusión T_m (°C)	Resistividad a 20 °C ρ_r $\mu\Omega - cm$	Capacidad térmica TCAP $J/(cm^3 * ^\circ C)$
Cobre recocido blando	100	0,00393	234	1083	1,72	3,4

Descripción	Conductividad del material (% IACS)	Factor α_r a 20°C(1/°C)	k_0 en °C (0°C)	Temperatura de fusión T_m (°C)	Resistividad a 20 °C ρ_r $\mu\Omega - cm$	Capacidad térmica TCAP $J/(cm^3 * ^\circ C)$
Cobre comercial duro	97	0,00381	242	1084	1,78	3,4
Cable de acero recubierto de cobre	40	0,00378	245	1084	4,4	3,8
Cable de acero recubierto de cobre	30	0,00378	245	1084	5,86	3,8
Varilla de acero recubierta de cobre	17	0,00378	245	1084	10,1	3,8
Cable de acero recubierto de aluminio	20,3	0,0036	258	657	8,48	3,561
Acero 1020	10,8	0,00377	245	1510	15,9	3,8
Varilla de acero recubierta de acero inoxidable	9,8	0,00377	245	1400	17,5	4,4
varilla de acero recubierta zinc	8,6	0,0032	293	419	20,1	3,9
Acero inoxidable 304	2,4	0,0013	749	1400	72	4

Debido a las composiciones típicas del suelo en Colombia (muy corrosivo), es recomendable que el conductor de puesta a tierra sea mínimo 2/0 AWG y de cobre. Se debe tener en cuenta que el conductor debe soportar la corrosión del suelo durante toda la vida útil del sistema de puesta a tierra, a lo largo de la cual se ve sometido a esfuerzos mecánicos y térmicos que se producen durante las fallas.

La determinación del calibre mínimo para los bajantes del sistema de puesta a tierra se debe realizar a partir de la siguiente expresión:

$$A = \frac{I_{rms} \sqrt{t}}{k} (mm^2) \quad \text{Ecuación 44}$$

Donde:

- I_{rms} : corriente de falla suministrada por el operador de red (OR) en kA.
- t : tiempo de despeje de la falla en segundos. Corresponde al tiempo que tardan en actuar los interruptores y se debe calcular con un tiempo no inferior a 30 ms para totalizadores, con el fin que los interruptores aguas abajo del totalizador puedan tener un tiempo menor (20 o 10 ms) para efectos de coordinación de protecciones.
- k : constante del conductor del bajante mostrado en la Tabla 2.

Tabla 2 Valor de k para el cálculo de sección por cortocircuito

CONDUCTOR	AISLAMIENTO	k
Cobre	Sin	143
Aluminio	Sin	93
Cobre	PVC	115
	XLPE	143
Aluminio	PVC	76
	XLPE	94

Nota: Los valores presentados en la Tabla 2 se toman de las normas:

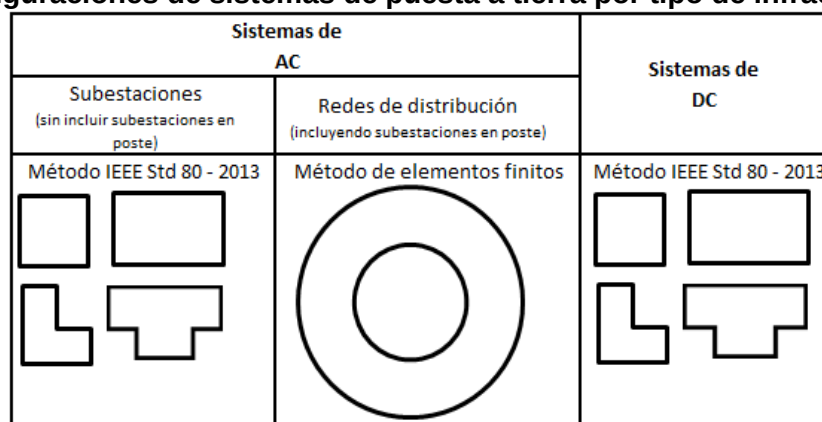
- UNE-HD-60364-4-43, Tabla 43A Valores de k para conductores.
- UNE-HD 60364-5-54 de febrero de 2015, Anexo A Método para deducir el factor k.

6.2 PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO

La presente metodología aborda el diseño de sistemas de puesta a tierra para las redes de distribución del Grupo EPM, que incluyen sistemas que operan en corriente alterna y corriente directa (como sistemas de generación distribuida y estaciones de carga para vehículos eléctricos, entre otros).

En la Figura 12 se resumen las configuraciones más típicas de los sistemas de puesta a tierra a diseñar, de acuerdo con la infraestructura eléctrica a proteger.

Figura 12 Configuraciones de sistemas de puesta a tierra por tipo de infraestructura



En general, en el proceso de diseño de un SPT para subestaciones diferentes a las ubicadas en postes se emplea una geometría regular en forma cuadrada, rectangular, en T y/o en L. Por otra parte, para líneas de transmisión y redes de distribución, por las características de la infraestructura a proteger y por los espacios disponibles entre otros factores, se emplean geometrías irregulares alrededor de las bases de las estructuras.

Considerando lo anterior, para el diseño de un SPT con mallas en configuración cuadrada, rectangular, en T y/o en L, se debe desarrollar la metodología del estándar IEEE Std-80,

donde la distancia mínima entre electrodos deber ser de por lo menos dos veces la longitud de las varillas empleadas, lo que podría limitar el área mínima de las mallas que se modelan por este método. Si se emplean electrodos comerciales de 2,4 m de longitud y se plantea instalar dos varillas en un lado del arreglo propuesto, este extremo deberá medir mínimo 5 m.

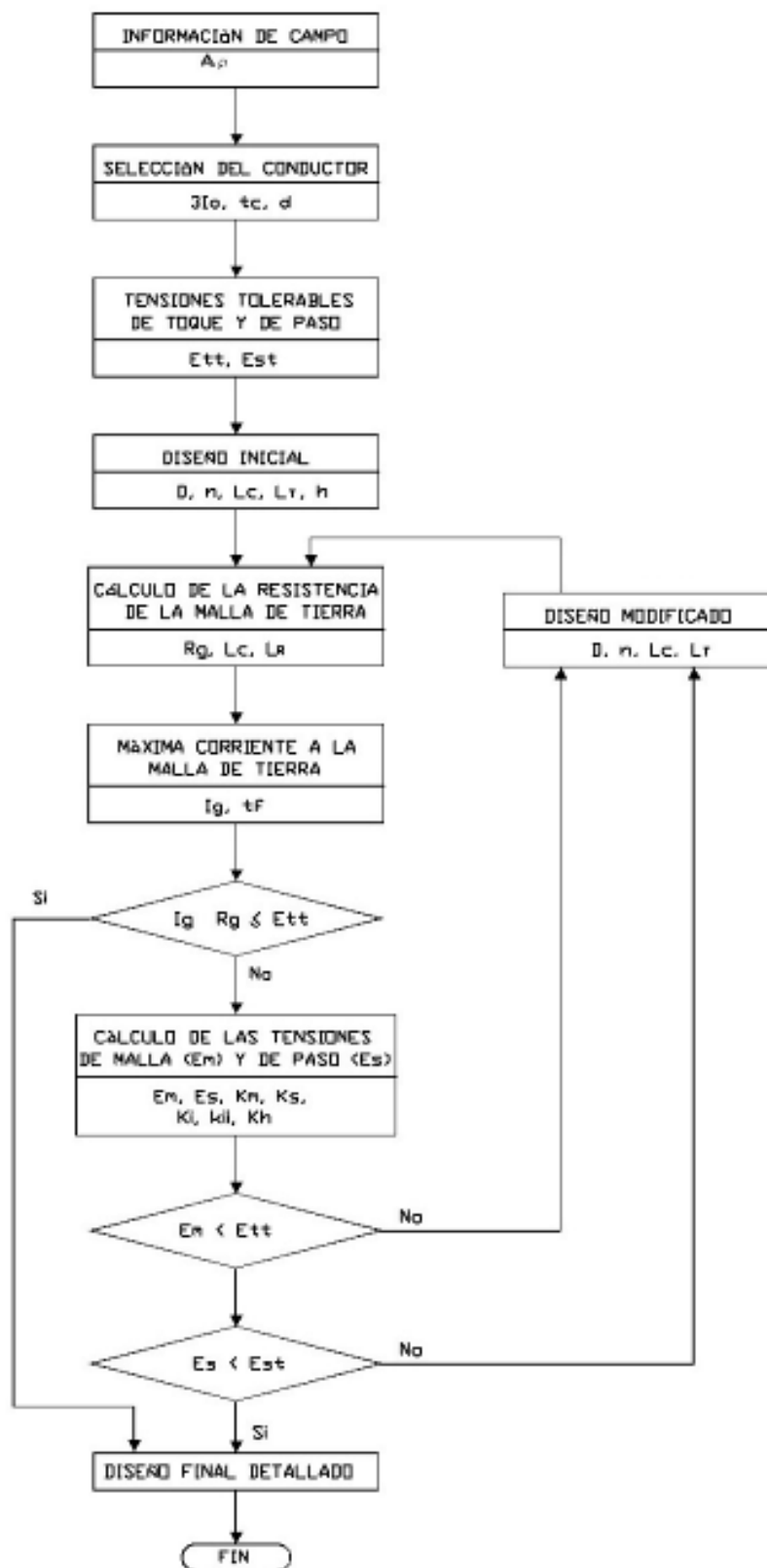
Por otro lado, para el diseño de un SPT con geometrías irregulares se debe aplicar el método de elemento finitos ya que no presenta restricciones para la implementación de este tipo de geometrías. No obstante, se debe considerar que el desarrollo por elementos finitos presenta una complejidad matemática mayor que el método IEEE Std 80, por lo que se puede requerir el uso de herramientas computacionales especializadas como ETAP® o CYME®, o programas para cálculos matemáticos como por ejemplo MATLAB® o SILAB®.

6.2.1 Sistemas de puesta a tierra en corriente alterna

6.2.1.1 Sistemas de puesta a tierra para subestaciones diferentes a subestaciones en poste

Se deben seguir los procedimientos descritos en el IEEE 80 Std-2013 [10] que se describen en el diagrama de flujo de la Figura 13.

Figura 13 Diagrama de flujo para el diseño de SPT con IEEE 80 – 2013 [10]



Paso 1: Realizar el diseño inicial.

Este diseño debe incluir como mínimo la instalación del conductor alrededor del perímetro completo del área puesta a tierra y el número adecuado de conductores internos para asegurar acceso a conectividad para los equipos (cuando se requiera). El espaciamiento inicial de los conductores internos, el número y la ubicación de los electrodos de puesta a tierra se debe basar en la corriente que soportará el sistema de puesta a tierra I_G y el área que va a ser puesta a tierra.

Paso 2: Estimar la resistencia de puesta a tierra del diseño inicial.

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra existen múltiples modelos aceptados. En la presente guía se presentan las ecuaciones de Sverak y Schwarz con las cuales se obtiene una buena aproximación para el valor calculado.

• Cálculo de resistencia según Sverak

La expresión más sencilla para el cálculo de resistencia de puesta a tierra que ofrece un alto nivel de precisión es la de Sverak, que se muestra a continuación:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1+h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad \text{Ecuación 45}$$

Donde:

- P : resistividad aparente del suelo, suponiendo que es homogéneo.
- L : longitud total del conductor horizontal enterrado y electrodos de puesta a tierra.
- A : área total cubierta por la malla de tierra.
- H : profundidad de entierro de la malla de tierra.

• Cálculo de resistencia según Schwarz

La ecuación de Schwarz ofrece una mejor aproximación porque contempla la interacción entre los conductores enterrados en forma horizontal y los electrodos de puesta a tierra. Las fórmulas para el cálculo son las siguientes:

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m} \quad \text{Ecuación 46}$$

Donde:

- R1 : resistencia de los conductores enterrados horizontalmente.
- R2 : resistencia de los electrodos de puesta a tierra.
- Rm : resistencia mutua entre el grupo de conductores enterrados horizontalmente con el grupo de electrodos de puesta a tierra.

Las resistencias se calculan a partir de las siguientes expresiones:

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[L_n \left(\frac{2L_c}{a'} \right) + \frac{k_1 L_c}{\sqrt{A}} - K_2 \right] \quad \text{Ecuación 47}$$

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi n_R L_R} \left[\ln \left(\frac{4L_R}{b} \right) - 1 + \frac{2k_1 L_R}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_R - 1})^2 \right] \quad \text{Ecuación 48}$$

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[L_n \left(\frac{2L_c}{L_R} \right) + \frac{k_1 L_c}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right] \quad \text{Ecuación 49}$$

P : resistividad aparente del terreno.

Lc : longitud total de los conductores enterrados horizontalmente.

a' : es igual a $\sqrt{2ah}$ para conductores enterrados a una profundidad “h” o “a” para conductores superficiales, siendo “a” el radio de dicho conductor.

A : área que ocupa la malla.

Lr : longitud del electrodo de puesta a tierra.

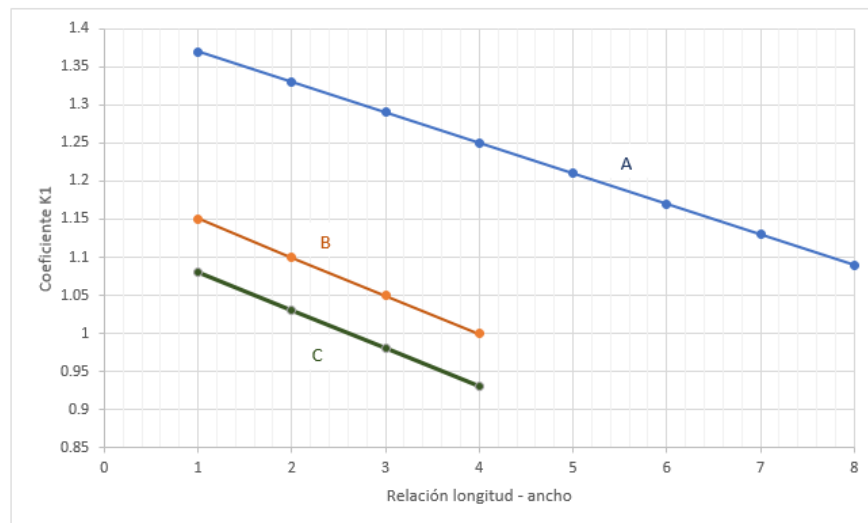
B : radio del electrodo de puesta a tierra.

nR : cantidad de electrodos de puesta a tierra dentro del área A.

k2 : coeficientes a ser calculados de acuerdo con la Figura 14.

k1 : coeficientes a ser calculados de acuerdo con la Figura 14.

Figura 14 Diagrama de cálculo de coeficientes k1 y k2 [10]



Curva A – para profundidad h=0

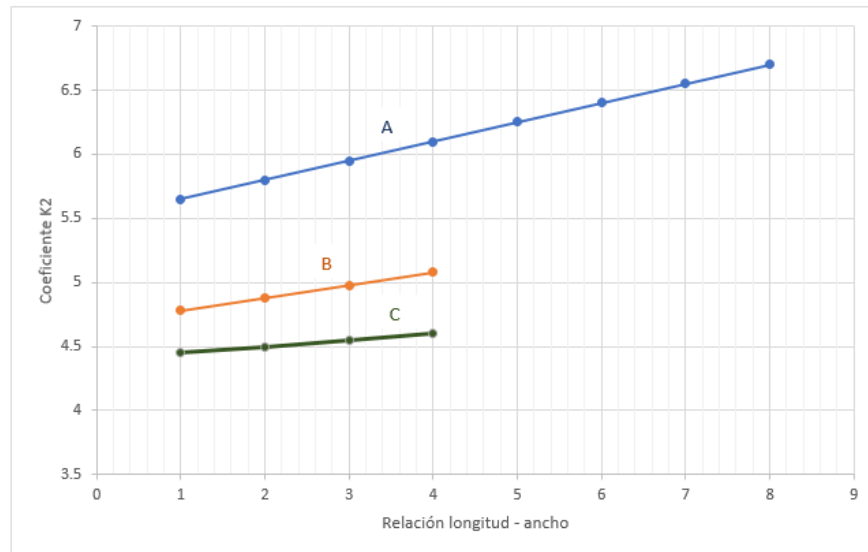
$$y_A = -0,04 (x) + 1,41$$

Curva B – para profundidad $h=1/10 \sqrt{\text{AREA}}$

$$y_B = -0,05 (x) + 1,20$$

Curva C – para profundidad $h=1/6 \sqrt{\text{AREA}}$

$$y_C = -0,05 (x) + 1,13$$



Curva A – para profundidad $h=0$

$$y_A = 0,15 (x) + 5,50$$

Curva B – para profundidad $h=1/10 \sqrt{\text{AREA}}$

$$y_B = 0,10 (x) + 4,68$$

Curva C – para profundidad $h=1/6 \sqrt{\text{AREA}}$

$$y_C = 0,05 (x) + 4,40$$

Paso 3: Determinar la corriente que soportará el sistema de puesta tierra (I_G).

Con el fin de evitar sobredimensionar el diseño, solo la fracción de la corriente total de falla ($3I_0$) que circulará a través del sistema de puesta a tierra debe ser usada en el diseño de la malla. La corriente I_G deberá reflejar el peor tipo de falla posible, la disipación de está en el sistema y cualquier futura expansión de este.

Paso 4: Calcular la elevación de potencial en la puesta a tierra (GPR).

Si el GPR del diseño preliminar está por debajo de la tensión de contacto tolerable no es necesario realizar ningún análisis adicional. El GPR se calcula de la siguiente forma:

$$GPR = R_G I_G \quad \text{Ecuación 50}$$

Paso 5: Verificación de tensiones.

Si el GPR es mayor a la tensión de contacto tolerable se deben verificar las siguientes condiciones:

La tensión inducida en la malla del diseño inicial, calculada a continuación, debe ser menor a la tensión de contacto tolerable:

$$V_{\text{malla}} = \frac{\rho * I_G * K_m * K_i}{L_c + \left[1,55 + 1,22 * \left(\frac{L_p}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right] * N * L_p} \quad \text{Ecuación 51}$$

Donde:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left[\frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D+2*h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left[\frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right] \right] \quad \text{Ecuación 52}$$

$K_{ii} = 1$ para mallas con electrodos de varilla a lo largo del perímetro, en las esquinas o dentro de la malla.

$K_{ii} = \frac{1}{(2 * n)^{\frac{2}{n}}}$ para mallas sin electrodos tipo varilla o con pocas varillas dentro de la malla.

$$K_h = \sqrt{1 + h} \text{ y } K_i = 0,644 + 0,148 * n$$

$$n = n_a * n_b * n_c \text{ donde } n_a = \frac{2 * L_c}{L_p} \text{ } n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A}}} \text{ } n_c = \left(\frac{L_1 * L_2}{A} \right)^{\frac{0,7 * A}{L_1 * L_2}}$$

$L_p = (L_1 + L_2) * 2$ expresada en m para mallas cuadradas o rectangulares.

Así mismo, la tensión de paso con el diseño inicial, calculada a continuación, debe ser menor a la tensión de paso tolerable:

$$V_{\text{paso}} = \frac{\rho * I_G * K_s * K_i}{0,75 * L_c + 0,85 * N * L_p} \quad \text{Ecuación 53}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad \text{Ecuación 54}$$

Paso 6: Modificación del diseño inicial.

Si alguna o las dos condiciones anteriores no se cumple se debe ajustar el diseño preliminar y repetir los cálculos. El ajuste puede incluir menor espaciamiento entre conductores y adicionar electrodos de puesta a tierra.

Paso 7: Diseño final detallado.

Si las condiciones anteriores se cumplen el diseño inicial es aceptado. Este diseño puede ser ajustado por necesidades particulares del proyecto derivadas de la necesidad de conectividad para equipos, electrodos adicionales, poner a tierra DPS o transformadores, entre otros.

Dependiendo de las condiciones particulares de cada proyecto, puede ser recomendable realizar una validación final usando una herramienta computacional que suministre una mayor precisión.

Es importante mencionar que pueden existir situaciones donde los altos valores de resistividad del terreno y/o las corrientes de falla a tierra altas en el punto del análisis, no permitan obtener los valores tolerables de la IEEE 80, en cuyo caso se deben medir las tensiones de paso, de contacto y tomar medidas que apunten al cumplimiento del objetivo global de proteger a las personas, tales como:

- Garantizar que las tensiones transferidas sean igual o menores a las tensiones de contacto.
- Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de la tensión de contacto.
- Instalar pisos, gravilla o pavimentos de gran aislamiento.
- Aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por una persona.
- Establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas.
- Aislar el conductor del electrodo de puesta a tierra a su entrada en el terreno.
- Disponer de señalización en las zonas críticas.

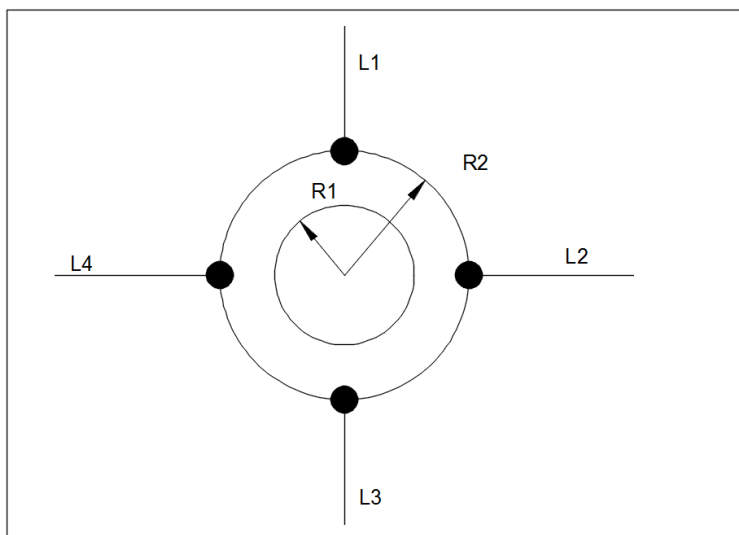
6.2.1.2 Sistemas de puesta a tierra para redes de distribución incluyendo subestaciones en poste

En el caso de postes, torres y/o torrecillas en sistemas de distribución, las configuraciones típicas para el SPT suelen ser de geometrías menos regulares dado que se busca tener ángulos menos marcados para reducir tensiones de paso y adaptarse en lo posible a los espacios disponibles y a la forma como las estructuras se anclan al suelo.

De esta forma, para las redes de distribución es recomendable utilizar configuraciones tales como doble anillo concéntrico, los cuales se pueden complementar con hasta cuatro contrapesos cuando las condiciones del terreno y/o de falla lo requieran.

En la Figura 15, se presenta un esquema de la geometría típica de puesta a tierra para redes de media tensión incluyendo transformadores en poste.

Figura 15 Sistema de puesta a tierra típico en media tensión



De acuerdo con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), el diseño siempre debe incluir el cálculo de los valores de tensiones de paso y contacto del sistema propuesto, para verificar que no superan los límites tolerables por un ser humano, incluso aunque por causas del suelo y/o de la propia instalación no se pueda cumplir con la resistencia de puesta a tierra máxima recomendada. Así mismo, se debe considerar que para modelar el comportamiento de sistemas de puesta a tierra anillados se requiere de un análisis por el método de elementos finitos.

• Método de elementos finitos

El método de elementos finitos (MEF), es un método numérico que se aplica para la resolución de problemas definidos por ecuaciones diferenciales y condiciones de borde en física y matemáticas, con aplicación consecuente en ingeniería. Al tratarse de un método genérico puede ser aplicado para solucionar de forma aproximada cualquier sistema planteado, sin embargo, tiene aplicaciones destacadas en los campos de: análisis de deformaciones, esfuerzos, filtraciones y campos de flujo térmicos, de fluidos y electromagnéticos.

A diferencia de otros métodos numéricos tales como el método de las diferencias finitas, este método se caracteriza por ser aplicable en problemas lineales o no lineales, con geometrías irregulares, condiciones de frontera inusual y/o de composición heterogénea, Esto le otorga al método una versatilidad que lo hace apto para prácticamente cualquier tipo de estudio.

El MEF consiste en la discretización de una región del continuo en formas geométricas simples denominadas elementos finitos. El sistema es regido por las propiedades asociadas al material del modelo y las relaciones que rigen el sistema, consideradas mediante el uso de condiciones de borde. El objetivo es pasar de un problema continuo con condiciones específicas, que satisface una ecuación diferencial (Ecuación 55), a un problema discreto (Ecuación 56):

$$Y = Y(x, y, z)$$

Ecuación

55

$$\tilde{Y} = \sum C_i F_i(x, y, z)$$

Ecuación 56

De esta forma, se tiene una solución aproximada basada en la separación del problema en un número finito de problemas más pequeños con una base finita de funciones F_i y constantes u otros elementos dependientes del problema C_i .

La resolución del problema usualmente no es tan directa, sino que implica la resolución de los problemas reducidos y su posterior ensamble, generando dependencia entre ellos por sus condiciones de borde.

El modelamiento del efecto de campos electromagnéticos sobre el sistema de puesta a tierra tiene una complejidad matemática significativa, por lo que se recomienda el uso de herramientas computacionales para la validación del diseño de un sistema de puesta a tierra con geometrías no convencionales como los anillos concéntricos.

6.2.2 Sistemas de puesta a tierra en corriente directa

Todas las instalaciones de corriente continua de tensiones mayores o iguales a ± 50 V deben contar con un sistema que actúe en caso de fallas a tierra. Es necesario equipotencializar y poner a tierra todas las estructuras metálicas de soporte y sujeción de los equipos que forman parte del sistema (paneles fotovoltaicos, baterías, reguladores de carga, inversores, puntas metálicas expuestas, entre otros).

Se deben seguir las indicaciones para la correcta instalación del equipo suministradas por el fabricante, especialmente en lo relacionado con el sistema de puesta a tierra, ya que de esto depende la seguridad de las personas en las proximidades de la instalación y la integridad de los equipos (Ver Anexo C).

De acuerdo con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), todos los sistemas de puesta a tierra en una instalación eléctrica se deben equipotencializar para evitar que se presenten diferencias de potencial entre ellas que podrían resultar peligrosas, este criterio aplica también para las mallas de los sistemas de corriente directa (DC). La única condición en la que se permiten sistemas de puesta a tierra aislados es cuando estos son independientes, situación que se presenta cuando la separación entre los sistemas es cinco veces el tamaño de la puesta a tierra más grande [5].

La equipotencialización directa de los sistemas de puesta a tierra de circuitos en DC con puestas a tierra para equipos de potencia y apantallamiento provocaría inconvenientes por el efecto de sobretensiones conducidas (por ejemplo, originadas por rayos) en equipos sensibles en el lado de corriente directa, por lo que es necesario instalar bobinas de choque como elementos de acople. Las bobinas de choque ofrecen baja resistencia a bajas frecuencias y una alta impedancia ($X_L = 2\pi fL$) frente a impulsos [5].

Las bobinas de choque cumplen las siguientes funciones [5]:

1. Reducir las sobretensiones conducidas.
2. Disminuir la tasa de cambio (di/dt) de las corrientes en modo común originadas por rayos, para reducir la conversión en modo común en los equipos sensibles.
3. Mantener la equipotencialidad del SPT en condiciones de funcionamiento normal.
4. Optimizar el comportamiento de la puesta a tierra del sistema de protección contra rayos.

Las bobinas de choque funcionan muy bien si se instalan de manera correcta en sistemas de puesta a tierra bien diseñados. Se deben emplear equipos construidos con estándares de calidad y bajo ningún motivo se deben permitir arreglos artesanales. En la Tabla 3 se presentan las especificaciones sugeridas para el equipo.

Tabla 3 Especificaciones de bobina de choque [5]

Criterio	Valor
Inductancia	40 μ H
Corriente máxima	70 kA
Resistencia en cc	0,0076 Ω
Capacitancia	600 pF
Cables de salida	2/0 o 2 AWG

Se debe tener precaución respecto a la diferencia de tensión que se podría presentar entre los extremos de la bobina de choque durante un cambio repentino en la corriente de los sistemas de puesta a tierra que conecta (en una bobina $V = L (di/dt)$), bajo esta situación el aislamiento de la bobina se somete a esfuerzos considerables. No obstante, debido a la corta duración de estos fenómenos, si se realiza un adecuado montaje del equipo el aislamiento de este no debería fallar [5].

Otra situación para considerar es que la resistencia de puesta a tierra del sistema de protección contra rayos debe ser mayor que la puesta a tierra de los equipos sensibles para evitar efectos contraproducentes por la instalación de una bobina de choque [5].

6.3 VALIDACIÓN DE PARÁMETROS CALCULADOS

Cuando se trabaja con redes de distribución con neutro corrido o cable de guarda en las que el factor de disipación de corriente (S_f) es distinto de 1, es necesario evaluar nuevamente las expresiones para la tensión de paso y contacto calculados. Esta situación se origina debido a que durante el proceso para calcular el factor S_f se realizó una estimación de la resistencia de puesta a tierra en el punto de la falla considerado y este valor no necesariamente coincide con la resistencia de puesta a tierra del diseño final, por lo que la corriente durante una eventual falla se podría disipar de forma diferente a la estimada inicialmente.

La consideración anterior evidencia que siempre es necesario validar todos los cálculos desde la estimación del factor S_f , considerando la resistencia de puesta a tierra calculada en la etapa del diseño definitivo.

7 MEDICIÓN Y VALIDACIÓN DE SISTEMAS DE PUESTAS A TIERRA

Se considera que un equipo o componente de un sistema eléctrico está puesto a tierra, cuando se conecta a la tierra por medio de dispositivos conductores de electricidad adecuados. El término normalizado para designar la resistencia ofrecida al paso de una corriente eléctrica por el suelo desde una puesta a tierra es comúnmente denominado “Resistencia de Puesta a Tierra”, aunque en realidad se presenta una resistencia, una capacitancia y una inductancia, cada una influyendo en la capacidad de conducción de corriente por la tierra.

Por lo tanto, no se debe contemplar solamente una resistencia de puesta a tierra sino una impedancia de puesta a tierra. No obstante, para bajas frecuencias, bajas densidades de corriente y valores de resistividad del suelo no muy elevados son despreciables los efectos capacitivos y de ionización del suelo, por lo cual se comporta prácticamente como una resistencia.

En el caso de altas frecuencias, es necesario considerar también el efecto inductivo, principalmente en suelos de altas resistividades, puesto que las ondas tipo rayo sufren la oposición de la reactancia inductiva de las conexiones al penetrar el suelo.

Los valores de referencia para la resistencia de puesta a tierra de acuerdo con lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) son los presentados en la Tabla 4.

Tabla 4 Valores de referencia de Resistencia de Puesta a Tierra según RETIE [3]

Aplicación	Valores máximos de resistencia de puesta a tierra
Estructuras de líneas de transmisión	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 Ω
Subestaciones de media tensión	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω
Neutro de acometida en baja tensión	25 Ω

7.1 MÉTODOS DE MEDICIÓN DE RESISTENCIA EN SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Los sistemas de puesta a tierra deben ser medidos, de acuerdo con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), una vez que son construidos y antes de la puesta en servicio de las instalaciones para garantizar el cumplimiento de los límites normativos establecidos y luego a lo largo de la vida útil del proyecto dentro de los planes de mantenimiento para asegurar que el sistema construido no se haya deteriorado y perdido eficiencia. En general los métodos para realizar tales mediciones son:

- Método de caída de potencial
- Método de gradiente de potencial
- Método de la pendiente
- Casos especiales: mediciones sobre pavimentos o suelos de concreto

Los procedimientos para realizar los trabajos de medición de resistencia de SPT se describen en el documento *RA6-014 Norma técnica: mediciones para el sistema de puesta a tierra*.

7.2 MÉTODOS DE MEDICIÓN DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO

Según lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), las tensiones de paso y contacto calculadas en la fase de diseño, deben ser medidas antes de la puesta en servicio de subestaciones de alta tensión y extra alta tensión para verificar que estén dentro de los límites admitidos.

Para las mediciones se deben seguir los criterios adoptados de la IEEE-81.2, u otra norma técnica aplicable como la IEC 61936-1. Esta medición incluye estructuras de líneas de transmisión con tensiones mayores a 110 kV, ubicadas en zonas urbanas o localizadas a menos de 20 metros de edificaciones rurales.

Las mediciones se deben realizar preferiblemente en la periferia de la instalación de la puesta a tierra. Se deben emplear fuentes de alimentación de potencia adecuada para simular la falla, de forma que la corriente inyectada sea suficientemente alta, a fin de evitar que las medidas queden falseadas como consecuencia de corrientes espurias o parásitas circulantes por el terreno.

Los electrodos de medida para simulación de los pies deberán tener una superficie de 200 cm² cada uno y deberán ejercer sobre el suelo una fuerza de 250 N cada uno.

Consecuentemente, y a menos que se emplee un método de ensayo que elimine el efecto de dichas corrientes, por ejemplo, método de inversión de la polaridad, se debe procurar que la corriente inyectada sea del 1% de la corriente para la cual ha sido dimensionada la instalación y preferiblemente no inferior a 50 amperios para centrales y subestaciones de alta tensión y 5 amperios para subestaciones de media tensión.

Los cálculos se deben realizar suponiendo que existe proporcionalidad para determinar las tensiones máximas posibles.

7.3 MATERIALES PARA SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Todos los materiales por implementar en los sistemas de puesta a tierra deben estar certificados y cumplir con los requerimientos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y de las normas de EPM.

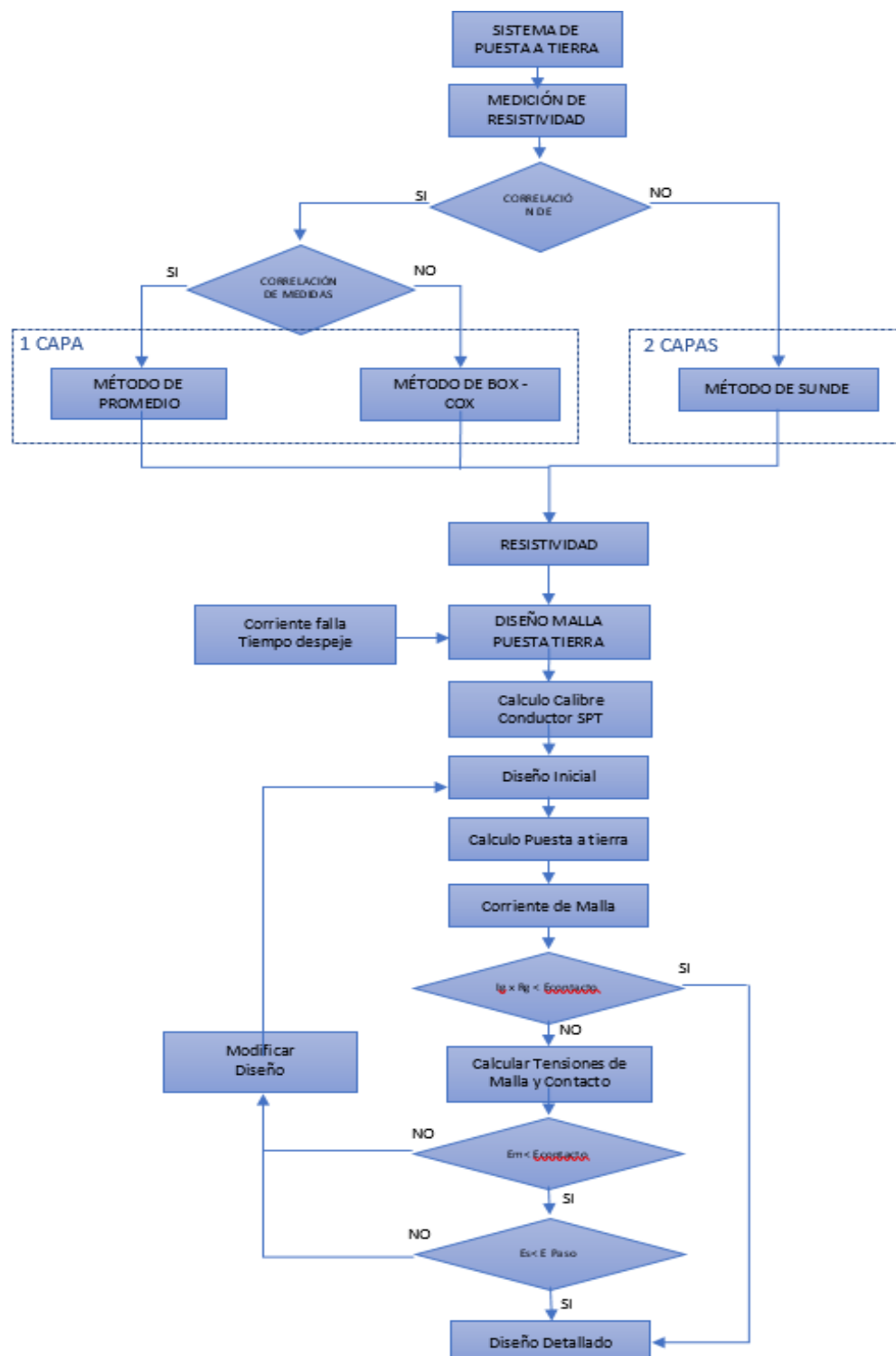
Los sistemas de puesta a tierra se deben diseñar para operar en condiciones óptimas durante por lo menos la vida útil de los dispositivos que protegen. Por lo tanto, se debe tener presente que la corrosión es el principal desafío que enfrentan los elementos de un SPT. En la Tabla 5 se presentan los criterios para evaluar el potencial corrosivo de los suelos, lo que resulta útil para determinar los materiales a implementar.

Tabla 5 Criterios para evaluar potencial corrosivo en suelos a instalar SPT

Criterio	Valor admisible	Corrosión
Resistividad [Ω -m]	< 50	El suelo desarrolla un efecto corrosivo importante sobre el material de puesta a tierra
Potencial de hidrogeno, pH [-]	< 5,0	
Nivel freático	Presencia	
Susceptibilidad a inundación	Alta	

ANEXO A DIAGRAMA DE FLUJO GENERAL PARA DISEÑO DEL SPT

Figura 16 Diagrama de flujo general para diseño del SPT



ANEXO B PUESTAS A TIERRA TEMPORALES

Los sistemas de puesta a tierra temporales tienen como objetivo primordial preservar la seguridad de trabajadores que se encuentren realizando maniobras en redes de distribución

desenergizadas, quienes durante su trabajo podrían estar expuestos a situaciones como las siguientes:

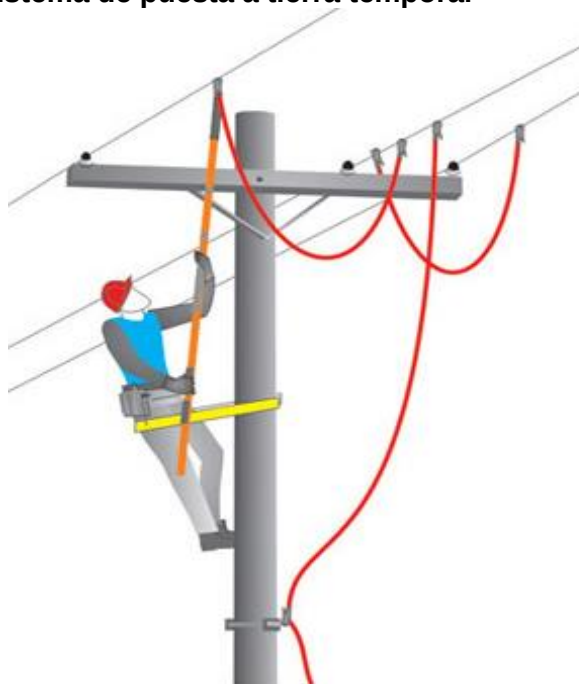
- Corrientes inducidas por redes cercanas a la que está desenergizada.
- Rayos que impacten algún punto de la red (incluso uno lejano) durante el trabajo.
- Energización accidental de la red.

El montaje básico de las puestas a tierra temporales debe hacerse de tal manera que los pies del liniero queden al potencial de tierra y que los conductores que se conectan a las líneas tengan la menor longitud e impedancia posible, como se muestra en la Figura 4, adoptada de la guía IEEE 1048 – 2003 [1]. Para realizar el montaje se debe seguir la siguiente secuencia: Primero se conecta al electrodo de tierra y luego los conductores de fase (ver Figura 17). Para el proceso de desmontaje debe hacerse desde las fases hasta la tierra.

Los componentes del sistema de puesta a tierra temporal deben cumplir con lo dispuesto en las siguientes especificaciones, definidas de acuerdo con la norma IEC 61230 y ASTM F 855:

- ET-TD-ME30-06 Puesta a tierra temporales media tensión.
- ET-TD-ME30-07 Puesta a tierra temporales baja tensión.

Figura 17 Montaje de sistema de puesta a tierra temporal



ANEXO C PUESTAS A TIERRA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y CARGADORES DE AUTOS ELÉCTRICOS

Durante el diseño de sistemas de puesta a tierra se recomienda seguir las siguientes indicaciones:

- a. Definir un elemento de protección ante una eventual falla a tierra provocada por los conductores portadores de corriente, para lo cual se permiten dos alternativas:
 - Poner sólidamente a tierra uno de los conductores portadores de corriente (generalmente el de menor potencial).
 - Contar con un sistema de detección de fallas de aislamiento y fallas a tierra como la protección diferencial.
- b. En el caso de los paneles fotovoltaicos se debe estimar la corriente de falla con base en la corriente máxima del sistema y/o nivel del cortocircuito del sistema (ya sea interconectado o aislado)
- c. En el caso de cargadores de autos eléctricos ya sean de carga lenta, semirápido y rápido se debe diseñar una malla de puesta a tierra de acuerdo con la potencia máxima de suministro del equipo y/o nivel de cortocircuito. Se debe tener una conexión equipotencial entre el vehículo y el cargador eléctrico para evitar tensiones transferidas. El sistema de puesta a tierra debe ser dedicado y equipotencializado con las demás mallas de puesta a tierra de la instalación por medio de elementos de acople como la bobina de choque (mencionada anteriormente). Bajo ningún motivo se debe usar la misma puesta a tierra que los equipos de corriente alterna.

Los lineamientos dados en la presente guía aplican para sistemas de corriente continua aislados e interconectados a la red de distribución convencional.

7.3.1.1 Sistemas de puesta a tierra con protección diferencial

Los sistemas de protección diferencial garantizan un grado de seguridad suficiente en los circuitos de corriente directa para personas y equipos. La instalación de estos elementos de protección se debe hacer de acuerdo con las especificaciones del fabricante, garantizando la apertura de uno de los conductores portadores de corriente cuando la diferencia entre las magnitudes de las intensidades que fluyen por estos esté por fuera de los parámetros normales de operación del sistema.

7.3.1.2 Sistemas de puesta a tierra sin protección diferencial

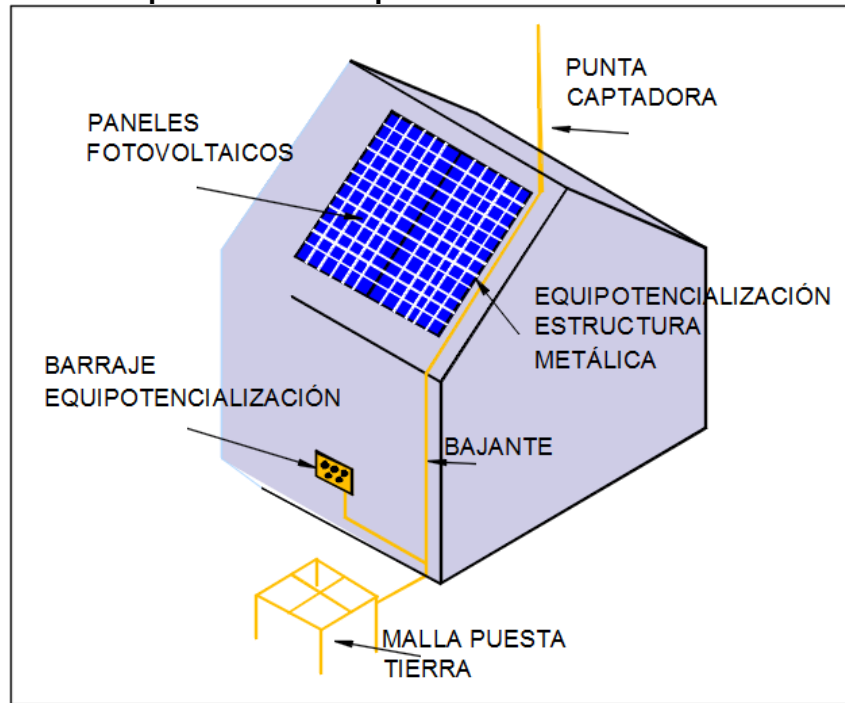
Para el diseño de mallas de puesta a tierra en circuitos de corriente continua se recomienda seguir el procedimiento descrito en el numeral Sistemas de puesta a tierra para subestaciones diferentes a subestaciones en poste.

De acuerdo con lo estipulado en el numeral f) del artículo 15.1 del Reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE), todos los sistemas de puesta a tierra en una instalación deben estar interconectados. Este requerimiento representa un desafío mayor cuando en una instalación interactúan circuitos de corriente continua y de corriente alterna. Con el objeto de evitar problemas con tensiones de paso inducidas, se recomienda realizar la conexión de uno de los conductores portadores de corriente con el sistema de puesta a tierra (diseñado para el circuito de corriente continua) por medio de un dispositivo de

protección contra sobretensiones (DPS), con el fin de evitar que durante el despeje de una descarga atmosférica se afecte la instalación de corriente continua.

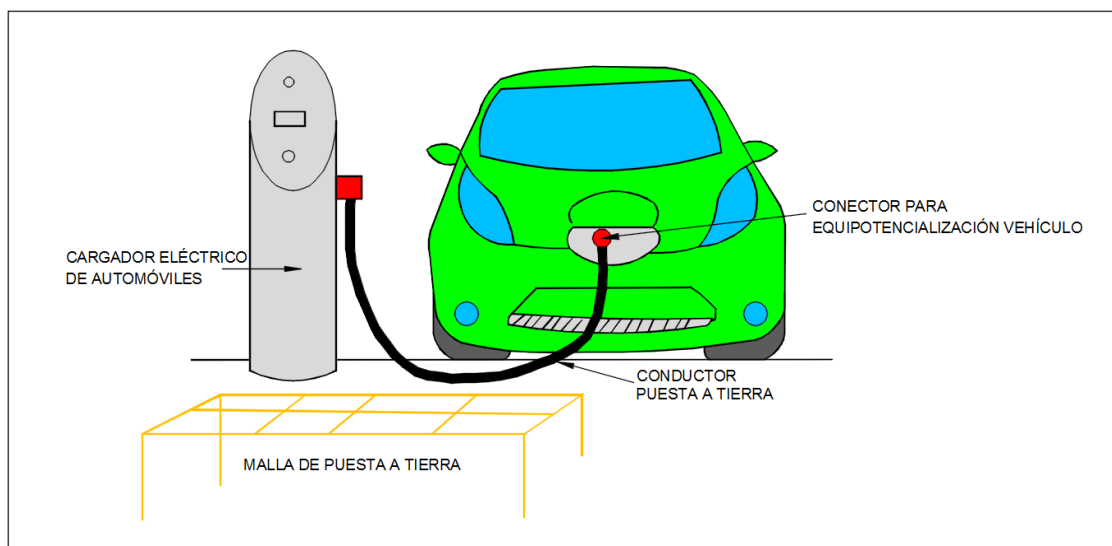
En la Figura 18 se presenta un esquema del sistema de puesta a tierra típico para una instalación fotovoltaica.

Figura 18 Sistema de puesta a tierra típico de una instalación fotovoltaica



Por otra parte, en la Figura 19 se presenta un esquema del sistema de puesta a tierra de un sistema de cargador de vehículos eléctricos.

Figura 19 Sistema de puesta a tierra de un sistema de cargador de vehículos eléctricos



ANEXO D EJEMPLO CÁLCULO DE ANÁLISIS DE RESISTIVIDAD

De una salida de campo se tienen las siguientes medidas de resistividad del terreno en Ω -m:

	0	1
0	1	37
1	3	31.8
2	5	23.3
3	1	18.9
4	3	27.8
5	5	36.4

Se obtienen los valores máximos, mínimos y medios de la resistividad para verificar la variación entre las medidas:

$$\text{minima} = 18.9 \quad \text{maxima} = 37 \quad \text{media} = 29.2$$

Con estos datos se calcula la variación entre las medidas de resistividad:

$$\frac{\text{maxima} - \text{minima}}{\text{media}} = 0.62$$

Se calcula el promedio de las medidas de resistividad:

$$\text{media} = 29.2$$

Debido a la variación se realiza el cálculo con el método estadístico de Cox-box:

$$x_i = \begin{pmatrix} 3.611 \\ 3.459 \\ 3.148 \\ 2.939 \\ 3.325 \\ 3.595 \end{pmatrix}$$

Se calcula la desviación estándar y se estima la resistividad de la siguiente forma:

$$\text{desviación estandar } (x_i) = 0,265$$

$$\text{Resistividad} = e^{x_i} * 0,524411 + \text{media}$$

$$\text{Resistividad} = e^{0,265} * 0,524411 + 29,2$$

$$Resistividad = 32,622 \Omega\text{-m}$$

ANEXO E EJEMPLO CÁLCULO DE DISEÑO DE SPT – IEEE 80

En un sistema de distribución de energía existente se debe reubicar la séptima estructura desde la subestación. El diseño incluye el sistema de puesta a tierra y se tienen los siguientes datos de entrada:

Modelo del suelo

$$\rho = 100 [\Omega - m] \quad \text{Resistividad aparente del terreno.}$$

$$\rho_s = 4000 [\Omega - m] \quad \rho_s = 1000 [\Omega\text{-m}] \quad \text{Resistividad aparente de la capa superficial.}$$

$$h_s = 0,15 [m] \quad \text{Grosor de la capa superficial.}$$

$$t_s = 0,3 [s] \quad \text{Duración del despeje de la falla.}$$

Modelo de parámetros concentrados EPRI

$$n = 6 \quad \text{Número de postes a la izquierda de la falla.}$$

$$m = 170 \quad \text{Número de postes a la derecha de la falla.}$$

$$If_i = 5 [kA] \quad If_i = 9 [kA] \quad \text{Corriente de falla de la subestación.}$$

Matriz de impedancia natural

Natural Impedance Matrix (R+jX) [ohm/km]
Earth conductors first, followed by phase conductors in same order as the input.
Rows follow R,X, R,X... in [ohm/km]

3.04240e+00	5.84871e-02	5.85879e-02	5.85745e-02	5.85860e-02
1.54647e+00	4.23645e-01	4.85926e-01	4.58896e-01	4.13223e-01
5.84871e-02	4.61493e-01	5.85860e-02	5.85745e-02	5.85879e-02
4.23645e-01	1.18864e+00	4.13223e-01	4.58896e-01	4.85926e-01
5.85879e-02	5.85860e-02	7.81932e-02	5.86740e-02	5.86854e-02
4.85926e-01	4.13223e-01	7.88010e-01	4.66540e-01	4.14644e-01
5.85745e-02	5.85745e-02	5.86740e-02	7.81671e-02	5.86740e-02
4.58896e-01	4.58896e-01	4.66540e-01	7.88037e-01	4.66540e-01
5.85860e-02	5.85879e-02	5.86854e-02	5.86740e-02	7.81932e-02
4.13223e-01	4.85926e-01	4.14644e-01	4.66540e-01	7.88010e-01

Impedancias calculadas con ATPDraw

$$Z_l = 0,0293 + 0,7612i$$

Impedancia de Thévenin en la subestación

$$R_l = 10 [\Omega]$$

Rpt en la subestación.

$$Z_m = 0,058583 + 0,452682i \text{ } [\Omega/km]$$

Impedancia mutua fase-guarda (se obtuvo a partir del promedio de las impedancias mutuas).

$$Z_{g1} = 3,04240 + 1,54647i \text{ } [\Omega/km]$$

Impedancia del cable de guarda 1. En este caso se usó cable convencional EHS ¼.

$$R = 25 \text{ } [\Omega]$$

Resistencia de puestas a tierra circundantes.

$$R_1 = 25 \text{ } [\Omega]$$

Resistencia de puesta a tierra local.

$$d = 1 \text{ } [km]$$

Distancia a la subestación del punto de la falla.

Cálculo por parámetros concentrados

$$\alpha = 2 * \sin^{-1} \left(\frac{1}{2} * \sqrt{\frac{Z_g}{R}} \right) \quad \text{Cálculo del ángulo.}$$

$$S = (e^{\alpha} - e^{-\alpha}) \quad \text{Cálculo de parámetro S.}$$

$$b_l = 1 + \frac{Z_g}{R} + \frac{Z_g}{Z_l + R_l} \quad \text{Cálculo de coeficiente de la izquierda.}$$

$$b_r = 1 + \frac{Z_g}{R} + \frac{Z_g}{Z_r + R_r} \quad \text{Cálculo de coeficiente de la derecha.}$$

Cálculos para el extremo izquierdo

$$\lambda_l = \left(\frac{Z_g}{Z_l + R_l} \right) * \left(1 - \frac{Z_m}{Z_l} \right)$$

$$T_l = (e^{(n-1)*\alpha}) * (b_l - e^{-\alpha}) - (e^{-(n-1)*\alpha}) * (b_l - e^{\alpha})$$

$$U_l = \frac{\lambda_l * R_l * I f_i}{T_l}$$

$$W_l = \frac{(e^{(n-2)*\alpha}) * (b_l - e^{-\alpha}) - (e^{-(n-2)*\alpha}) * (b_l - e^{\alpha})}{T_l}$$

Cálculos para el extremo derecho

$$\lambda_r = \left(\frac{Z_g}{Z_r + R_r} \right) * \left(1 - \frac{Z_m}{Z_r} \right)$$

$$T_r = (e^{(m-1)*\alpha}) * (b_r - e^{-\alpha}) - (e^{-(m-1)*\alpha}) * (b_r - e^{\alpha})$$

$$U_r = \frac{\lambda_r * R_r * I f_d}{T_r}$$

$$W_r = \frac{(e^{(m-2)*\alpha})*(b_r - e^{-\alpha}) - (e^{-(m-2)*\alpha})*(b_r - e^{\alpha})}{T_r}$$

Corriente que circula por el poste de la falla

$$I_e = \frac{\left(1 - \frac{Z_m}{Z_g}\right) * If + (U_l * U_r) S}{1 + \frac{R_l}{Z_g} * (2 - W_l - W_r)} = 3.378 + 0.417i$$

$$I_e = \frac{\left(1 - \frac{Z_m}{Z_g}\right) * If + (U_l * U_r) S}{1 + \frac{R_l}{Z_g} * (2 - W_l - W_r)} = 1,036 + 0,14i$$

$$I_e = 1,036 + 0,14i$$

$$I_e \text{ Mag} = \sqrt{(R_e(I_e))^2 + (I_m(I_e))^2}$$

$$I_e \text{ Mag} = 1,046 \text{ [kA]}$$

$$I_e \text{ Mag} = 3.403 \text{ [kA]}$$

Cálculo de tensiones de paso y contacto tolerables por un ser humano (70 kg)

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

$$E_{cl} = \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} * (1000 + 1,5 * C_s * \rho_s) \text{ Tensión de contacto límite tolerable por un ser humano de 70 kg.}$$

$$E_{pl} = \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} * (1000 + 6 * C_s * \rho_s) \text{ Tensión de paso límite tolerable por un ser humano de 70 Kg.}$$

Cálculo para la malla propuesta (hipótesis) por el método de la IEEE Std 80 de 2013

$$h = 0,6 \text{ [m]} \quad \text{Profundidad de enterramiento de la malla.}$$

$$N = 4 \quad \text{Número de varillas.}$$

$$L_v = 2,44 \text{ [m]} \quad \text{Longitud de las varillas.}$$

$$L_1 = 7 \text{ [m]} \quad \text{Longitud de la malla en el eje X.}$$

$$L_2 = 7 \text{ [m]} \quad \text{Longitud de la malla en el eje Y.}$$

$$d_c = 0,0093 \text{ [m]} \quad \text{Diámetro del conductor.}$$

$$D = 3,5 [m]$$

Espaciamiento entre conductores.

$$L_c = \left(\frac{L_1}{D} + 1\right) * L_2 + \left(\frac{L_2}{D} + 1\right) * L_1$$

Longitud efectiva del conductor.

$$L_t = L_c + N * L_v$$

Longitud total.

$$A = L_1 * L_2 [m^2]$$

Área cubierta por la malla.

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

Resistencia de puesta a tierra.

$$G_{pr} = R_g * I_e Mag$$

Cálculo de la elevación máxima de tensión para la malla propuesta.

$$E_{cl} - G_{pr} = -6155$$

Si el resultado es mayor que 0 la malla se acepta, de lo contrario el cálculo continúa.

$$L_p = (L_1 + L_2) * 2 [m]$$

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

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

$$n_c = \left(\frac{L_1 * L_2}{A} \right)^{\frac{0,7A}{L_1 L_2}}$$

$$n_d = n_a * n_b * n_c$$

$$k_h = \sqrt{1 + h}$$

$$k_i = 0,644 + 0,148 * n_d$$

$$k_{ii} = \frac{1}{2 * n_d^{\frac{2}{n_d}}}$$

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

$$V_{malla} = \frac{\rho * I_e * mag * k_m * k_i}{L_c + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_v}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right] * N * L_v}$$

$$k_s = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{n_d - 2}) \right]$$

$$V_{paso} = \frac{\rho * I_e * mag * k_s * k_i}{0,75 * L_c + 0,85 * N * L_v}$$

Resultados valores de referencia	Valores calculados (hipótesis)
E _{cl} = 1619,52 V	G _{pr} = 7733 V
E _{pi} = 5618,17 V	V _{malla} = 1549 V
	V _{paso} = 1104 V
	R _g = 7,44 Ω

Los resultados muestran que los valores calculados para la hipótesis propuesta están por debajo de los valores máximos tolerables. Por lo tanto, de acuerdo con lo señalado en el procedimiento, el diseño propuesto se puede implementar y operaría en condiciones seguras durante una falla.



ANEXO F MAPA DE REFERENCIA RESISTIVIDADES TÍPICAS REDES GRUPO EPM