

1-1-2014

## **Simulación de la malla de tierra en subestaciones de alta tensión aisladas en aire**

Norman Darío Marín Castaño  
*Universidad de La Salle, Bogotá*

Follow this and additional works at: [https://ciencia.lasalle.edu.co/ing\\_electrica](https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica)

---

### **Citación recomendada**

Marín Castaño, N. D. (2014). Simulación de la malla de tierra en subestaciones de alta tensión aisladas en aire. Retrieved from [https://ciencia.lasalle.edu.co/ing\\_electrica/37](https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/37)

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact [ciencia@lasalle.edu.co](mailto:ciencia@lasalle.edu.co).

**SIMULACIÓN DE LA MALLA DE TIERRA EN SUBESTACIONES DE ALTA  
TENSIÓN AISLADAS EN AIRE**

**Alumno:**

---

Norman Darío Marín Castaño  
(normandario@gmail.com)

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE INGENIERIA ELÉCTRICA  
BOGOTA D.C  
2014**

**SIMULACIÓN DE LA MALLA DE TIERRA EN SUBESTACIONES DE ALTA  
TENSIÓN AISLADAS EN AIRE**

**Alumno:**

---

Norman Darío Marín Castaño  
(normandario@gmail.com)

Monografía presentada para optar por el título de  
INGENIRO ELECTRICISTA

**Asesor Técnico:**

---

Andrés Díaz Flórez

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
BOGOTA D.C  
2014**

## Tabla de Contenido

<b>TABLA DE ILUSTRACIONES</b> .....	5
<b>ABSTRACT</b> .....	6
<b>RESUMEN</b> .....	6
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	7
<b>OBJETIVOS</b> .....	8
OBJETIVO GENERAL .....	8
OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	8
<b>SÍMBOLOS</b> .....	9
<b>1. SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN</b> .....	11
1.1. SUBESTACIONES CONVENCIONALES .....	12
1.2. DEFINICIÓN DE UNA PUESTA A TIERRA.....	13
1.3. OBJETIVOS DE UNA PUESTA A TIERRA .....	16
1.4. CRITERIOS DE SEGURIDAD EN PUESTAS A TIERRA .....	17
1.4.1. Condiciones de riesgo .....	18
1.5. CRITERIOS DE DISEÑO DE PUESTA A TIERRA PARA SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN.....	19
1.6. METODOLOGÍA PROPUESTA .....	20
<b>2. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL</b> .....	24
2.1. REFINAMIENTO DEL DISEÑO PRELIMINAR .....	27
2.1.1. Electrodo de puesta a tierra.....	29
2.2. ALCANCE DEL PROGRAMA.....	30
2.3. MÓDULO DATOS .....	31
2.4. MÓDULO DATOS DE CAMPO .....	32
2.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA HERRAMIENTA SPTN.....	33
2.5.1. Ventajas:.....	33
2.5.2. Desventajas: .....	34
<b>3. SIMULACIÓN DE UN CASO ESTUDIO, DETERMINACIÓN Y VERIFICACIÓN DE LOS POTENCIALES</b> .....	35
3.1. PRESUPUESTO APROXIMADO DEL DISEÑO .....	40
<b>CONCLUSIONES</b> .....	44
<b>RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS</b> .....	46
<b>ANEXO A</b> .....	47

<b>REQUISITOS GENERALES NORMATIVOS DE LAS PUESTAS A TIERRA .....</b>	<b>47</b>
<b>ANEXO B.....</b>	<b>54</b>
<b>CRITERIO DE TENSIONES DE PASO Y DE TOQUE TOLERABLES .....</b>	<b>54</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>69</b>

## TABLA DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1 Vista típica de una subestación convencional.</i> .....	13
<i>Ilustración 2. Ejemplos de tipos de puesta a tierra.</i> .....	15
<i>Ilustración 3. Ejemplo de una rejilla enterrada bajo una subestación.</i> .....	15
<i>Ilustración 4 Condiciones de riesgo de tensiones de paso y de contacto</i> .....	19
<i>Ilustración 5 División y dimensionamiento de las cuadrícula de la malla o rejilla</i> .....	27
<i>Ilustración 6 Módulo “DATOS”, se utiliza para capturar los datos del diseño</i> .....	31
<i>Ilustración 7 Módulo “datos de campo”, se utiliza para calcular y mostrar los resultados del diseño</i>	32
<i>Ilustración 8 Interfaz gráfica del SPTN para los datos de entrada, subestación convencional.</i> .....	36
<i>Ilustración 9 Interfaz gráfica del SPTN para los datos de salida, subestación convencional.</i> .....	37
<i>Ilustración 10 Disposición geométrica de la malla ejemplo norma IEEE80-2000</i> .....	39
<i>Ilustración 11 Disposición Geométrica de los Conductores en 3D, simulada en SPTN</i> .....	39
<i>Ilustración 12 Esquemas de conexión correcta e incorrecta de las puestas.</i> .....	48
<i>Ilustración 13 Análisis de falla a tierra en una configuración estrella-delta</i> .....	59
<i>Ilustración 14 Corriente de secuencia cero</i> .....	60

**ABSTRACT**

*A methodology is developed for the calculation of an air insulated substation grounding grid. Step by step the algorithm is implemented, tested and an example is presented. An study case has been worked manually and also has been implemented in a computational routine in Matlab.*

*The methodology implemented is based on the knowledge of the grounding resistance, which is one of the most important factors to be considered at the design stage of a grounding system.*

*Finally, the design obtained for the study case is presented from the technical way and also from the economical point of view.*

**RESUMEN**

Una metodología es desarrollada para el cálculo de una puesta a tierra para una subestación aislada en Aire. Paso a paso se implementado un algoritmo, probado y se presentaron ejemplos. Un caso de estudio ha sido trabajado manualmente y también ha sido implementado en una rutina de código en Matlab.

La metodología implementada es basada en los conocimientos de resistencia de puesta a tierra, el cual es uno de los factores más importante para ser considerados en el diseño de una puesta a tierra

Finalmente, el diseño obtenido por el caso de estudio es presentado de forma técnica y desde el punto de vista económico.

## INTRODUCCIÓN

Este trabajo tiene como motivación presentar al lector de manera gradual, amena e interesante cada uno de los aspectos y criterios que se involucran en un diseño de puesta a tierra para subestaciones de alta tensión aisladas en aire.

Comenzando con una mirada conceptual y ejemplarizante de lo que es una subestación de alta tensión, las partes que la componen y su importancia en un sistema de potencia, se pasa a estudiar de forma gráfica y descriptiva lo que es un sistema de puesta a tierra y cómo se articula con los demás subsistemas de la subestación. Luego se hace relevante notar que existen unos requisitos mínimos establecidos por la normatividad en Colombia para los sistemas de puesta a tierra de las subestaciones de alta tensión, que involucran tensiones de contacto y de paso máximas tolerables por el cuerpo humano. El objetivo primordial de la normatividad es minimizar el riesgo que las personas o seres vivos puedan estar expuestas dentro o en cercanías de una subestación de alta tensión.

Se pasa luego a desarrollar una herramienta computacional basada en la metodología de cálculo de la norma IEEE 80 (Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, 2000) referenciada por el reglamento de instalaciones eléctricas RETIE, con un algoritmo que permite agilizar los cálculos y facilitar cambios en los valores de entrada para probar diferentes variantes y simular distintas posibilidades de diseño. Por último se selecciona un caso ejemplo desarrollado en la misma norma IEEE 80 y se comprueba que mediante el uso de la herramienta desarrollada se puede encontrar una alternativa más económica de diseño cumpliendo con los límites máximos establecidos por la norma. Finalmente en los anexos A y B se presenta la formulación matemática, los conceptos y requisitos usados en la metodología aplicada.



## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Plantear una herramienta computacional que permita obtener el diseño de una malla de tierra que garantice valores seguros de potenciales de paso y de contacto para subestaciones en alta tensión aisladas en aire.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Implementación de la metodología basada en la norma IEEE80-2000 para plantear una herramienta computacional de cálculo.
2. Selección de un caso de estudio para análisis.
3. Simulación del caso de estudio, determinación y verificación de los potenciales y costos del diseño.

**SIMBOLOS**

Símbolo	Descripción
$\rho$	Resistividad del suelo, en $\Omega \cdot m$
$\rho_s$	Resistividad de la capa superficial, $\Omega \cdot m$
$3I_0$	Corriente de falla simétrica, para hallar el tamaño del conductor, en A.
$A$	Área total que encierra la malla, en $m^2$
$C_s$	Factor de decremento ocasionado por la capa superficial
$d$	Diámetro del conductor de la malla, en $m$
$D$	Espacio entre los conductores paralelos, en $m$
$D_f$	Factor de decremento determinado por $I_g$
$E_m$	Tensión de Malla real, $V$
$E_p$	Tensión de Paso real, $V$
$ES_{50}$	Tensión de paso tolerable por un cuerpo humano con peso corporal aproximado de 50 kg, en $V$
$ES_{70}$	Tensión de paso tolerable por un cuerpo humano con peso corporal aproximado de 70 kg, en $V$
$Et_{50}$	Tensión de contacto tolerable por un cuerpo humano con peso corporal aproximado de 50 kg, en $V$
$Et_{70}$	Tensión de contacto tolerable por un cuerpo humano con peso corporal aproximado de 70 kg, en $V$
$h$	Profundidad de enterramiento de la malla, en $m$
$h_s$	Espesor de la capa superficial, en $m$
$I_G$	Máxima corriente de malla que fluye entre la malla y la tierra, teniendo en cuenta la componente dc, en $A$
$I_g$	Corriente simétrica de la malla, $A$
$K$	Factor de reflexión entre diferentes resistividades

$K_h$	Ponderación de corrección por efectos de la profundidad de la malla.
$K_i$	Factor de corrección para la malla.
$K_{ii}$	Factor de corrección por efectos de los conductores en las esquinas
$K_m$	Factor por efecto de la separación entre conductores paralelos en la malla para el voltaje de toque.
$K_s$	Factor por efecto de la separación entre conductores paralelos en la malla para el voltaje de paso.
$L_c$	Total length of grid conductor, $m$
$L_m$	Longitud total efectiva de la malla, $L_c + L_r$ para la tensión de malla.
$L_R$	Longitud total de todos los electrodos instalados, en $m$
$L_r$	Longitud de un solo electrodo, $m$
$L_s$	Longitud total efectiva, $L_c + L_r$ para la tensión de paso real.
$L_t$	Longitud total de todos los conductores y electrodos que componen el sistema de puesta a tierra, $m$
$L_x$	Máxima longitud del conductor de malla en dirección de $x$ , $m$
$L_y$	Máxima longitud del conductor de malla en dirección de $y$ , $m$
$n$	Factor geométrico
$n_R$	Número de electrodos en el área $A$ .
$R_g$	Resistencia de sistema de puesta a tierra, $\Omega$
$S_f$	Factor de división de corrientes de falla.
$t_s$	Duración de la corriente de falla en $s$ .

## 1. SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN

Un sistema eléctrico como su nombre lo indica se compone de una serie de subsistemas dentro de los cuales se encuentran las subestaciones de alta tensión, que sirven como puntos de control y transformación de la tensión que se suministra hacia los sistemas de distribución y de allí hacia el consumidor o cliente final.

Una idea de lo que es una subestación se puede apreciar en la *Ilustración 1*. Estas subestaciones están compuestas de equipos eléctricos que permiten el control y operación de la energía que llega a los consumidores, entre estos dispositivos se encuentran y resaltan los interruptores, seccionadores, transformadores, descargadores de sobretensión y sistema de puesta a tierra, el cual es el tema que se va profundizar en este trabajo.

Según la norma técnica colombiana NTC 1340, considera alta tensión desde los 57.5 kV a los 230 kV y las subestaciones de este nivel de tensión requieren un sistema de puesta a tierra (los cuales se encuentran generalmente debajo de la superficie de la subestación, ver *Ilustración 2 y 3*) que sirvan de medio para disipar las posibles corrientes de falla y corrientes originadas por descargas atmosféricas en el sistema (línea de transmisión o la propia subestación) y al mismo tiempo garantice potenciales seguros en la superficie de la subestación, en donde se puede encontrar de pie una persona (técnico operador o trabajador).

Generalmente las subestaciones utilizan como medio aislante el aire a presión atmosférica, entre las partes energizadas, lo que implica que las dimensiones del área que se necesita para la construcción de la subestación en muchas ocasiones sean de varios cientos de metros.

Sin embargo existen otro tipo de subestaciones (GIS, Gas Insulation Substation ) que utiliza como medio aislante entre sus partes energizadas un gas inerte llamado SF<sub>6</sub> (hexafluoruro de azufre) que a mayor presión que la atmosférica permite que las distancias entre las partes energizadas (generalmente cables que conducen corriente) se reduzca de varios metros a pocos centímetros. Esta condición permite que el área que ocupa la construcción de la subestación se reduzca considerablemente (hasta en un 80% en algunas ocasiones) frente al área utilizada para la construcción de una subestación aislada en aire (AIS, Air Insulation Substation).

### **1.1. SUBESTACIONES CONVENCIONALES**

Las subestaciones convencionales de los sistemas de potencia de alta tensión utilizan como medio aislante entre sus partes conductoras el aire presente en el medio ambiente. Al ser el aire el medio aislante entre conductores energizados, las distancias mínimas y de seguridad son del orden de metros, y con frecuencia son operadas y visitadas por personal técnico, o puede estar localizada en zona rural o urbana, lo que genera riesgo eléctrico para las personas y seres vivos dentro o alrededor de la subestación.

Entre las ventajas que destacan y distinguen a las subestaciones convencionales están:

- Menor costo por metro cuadrado respecto de las subestaciones aisladas a gas tipo GIS.
- Mayor área de suelo para la disipación de corrientes de falla.

Entre sus desventajas se encuentran:

- Una mayor área en suelos de alto costo incrementa demasiado su valor final.
- Es altamente afectada por las condiciones climáticas como la humedad, altura sobre nivel del mar y tormentas.
- Generan una intervención desagradable en el paisaje visual del ambiente que la rodea.

Las subestaciones convencionales se caracterizan por ser un conjunto de equipos de corte y transformación conectados entre sí y apoyados en estructuras metálicas o de concreto, con una capa superficial de gravilla o concreto que aísla el suelo natural en la superficie. Y pueden dividirse en subestaciones de control y conexión, o subestaciones transformadoras, (Romero, 2014).

*Ilustración 1 Vista típica de una subestación convencional.*



Fuente: Tomada de la página web, [http://grupoacerosa.blogspot.com/2010\\_07\\_01\\_archive.html](http://grupoacerosa.blogspot.com/2010_07_01_archive.html)

## **1.2. DEFINICIÓN DE UNA PUESTA A TIERRA**

Entre las partes que componen la subestación se encuentra el sistema de puesta a tierra, el cual proporciona un punto de referencia para los circuitos eléctricos que se manejan en los sistemas de potencia y tienen como objetivo principal garantizar la seguridad del personal (incluyendo los seres vivos) y los equipos de la subestación, al igual permite la estabilidad y buen funcionamiento del sistema eléctrico de potencia.

Un sistema de puesta a tierra se articula con otros dispositivos de la subestación sirviéndole de punto de conexión de sus carcazas metálicas, esto quiere decir que cualquier carcasa metálica de los equipos, así como la tubería metálica enterrada, la estructura metálica de las obras civiles y la malla que encierra la subestación deben estar sólidamente conectadas a tierra mediante la puesta a tierra.

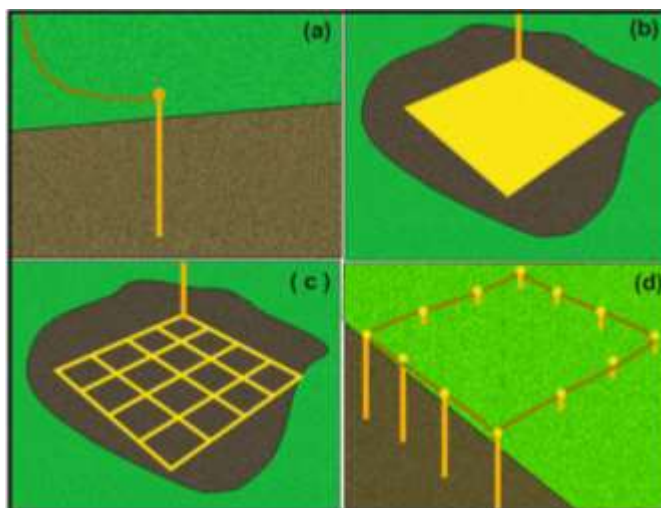
Los dispositivos como los descargadores de sobretensiones y pararrayos que son comunes en las subestaciones de alta tensión dependen de la puesta a tierra para cumplir efectivamente su función. Estos permiten drenar hacia tierra las sobretensiones y descargas atmosféricas que puedan afectar el sistema eléctrico, buscando siempre la protección de la integridad física de personas y equipos.

Para el diseño y cálculo del sistema de puesta a tierra existe en el país el Reglamento de Instalaciones Eléctricas, RETIE, (Ministerio de Minas y Energía, 2013) que por medio del artículo 15 expone los lineamientos normativos a seguir para cumplir con los requisitos de tensiones de contacto y paso tolerables mencionadas anteriormente. Estos lineamientos y normas serán utilizados como base para llevar a cabo el diseño de una metodología de cálculo con ayuda de herramientas computacionales.

### **1.2.1. Características de una puesta a tierra**

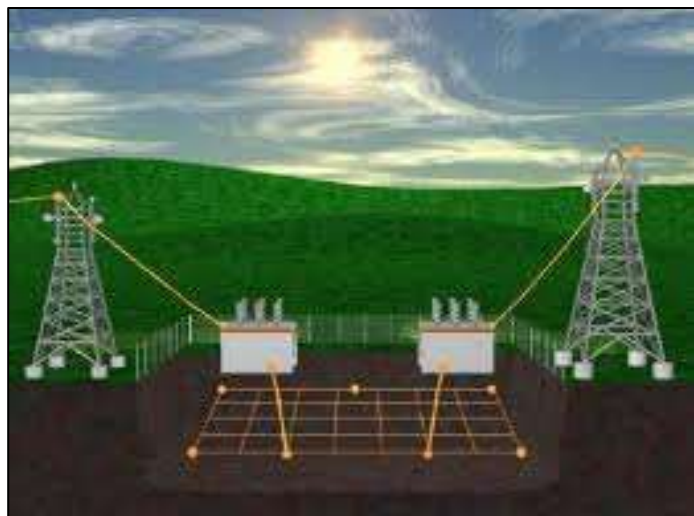
Aunque la disposición geométrica de las puestas a tierra suelen ser muy diferentes entre un caso y otro se pueden identificar dos componentes principales:

- 1) Los electrodos (**a.** Electrodo Simple; **b.** Plato), ver *ilustración2*.
- 2) La malla o rejilla (**c.** Malla, **d.** Electrodos en Paralelo), ver *ilustración2*.

**Ilustración 2.** Ejemplos de tipos de puesta a tierra

Fuente: Autor

La malla o rejilla regularmente es de forma cuadrada o rectangular para las subestaciones de alta tensión, aunque en realidad dependen de la geometría del terreno de la subestación, el conductor utilizado frecuentemente es cable de cobre desnudo, que divide el cuadro total o rectángulo en cuadrículas de igual dimensión. Ver **ilustración 3**.

**Ilustración 3.** Ejemplo de una rejilla enterrada bajo una subestación.Fuente: Tomada de la página web <http://www.gstgrounding.com/gsts.html>



El objeto de la malla o rejilla es proporcionar a una superficie equipotencial en la subestación, para que una persona que se encuentre de pie o caminando por la misma esté al mismo potencial del punto de referencia que en este caso sea la malla misma.

Los electrodos son esencialmente varillas de longitud no menor a 2.4 m según el reglamento de instalaciones eléctricas RETIE, hechas de distintos materiales y aleaciones (cobre, hierro, aluminio, acero o aleaciones de éstos) que se entierran en diferentes puntos de la malla y suelen conectarse de manera perpendicular al plano del suelo y unidos (soldados o con conector certificado) a la malla o rejilla, en algunos casos buscando suelo de menor resistividad o en puntos que se requieren como descargadores de sobretensión, transformadores, equipos de corte.

### **1.3. OBJETIVOS DE UNA PUESTA A TIERRA**

El principal objetivo de una puesta a tierra es la de garantizar la seguridad del personal, de seres vivos, esto se logra si el diseño considera limitar la máxima elevación de potencial GPR (Ground Potential Rise) en la superficie de la subestación que soporta.

- Evitar que en las carcasas metálicas de los equipos (seccionadores, interruptores, celdas y soportes metálicos) aparezcan potenciales que resulten peligrosos para la integridad de las personas.
- Permitir que los elementos de protección de los circuitos eléctricos actúen despejando la falla en el tiempo de límite de falla.

Además de lo anterior se debe hacer un diseño de puesta a tierra cumpliendo objetivos adicionales:

- Garantizar un camino a tierra de las corrientes de falla que se pudiesen presentar en un sistema de potencia, en nuestro caso una subestación de alta tensión.
- Garantizar un punto de referencia para el neutro de los transformadores de potencia, y punto de referencia equipotencial a los diferentes equipos y conjunto de elementos que conforman la subestación.
- Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y los puntos de referencia de los equipos.
- Sin embargo para efectos de cumplir con la normatividad impuesta en el país, esencialmente con lo dispuesto en el RETIE, artículo 15 las puestas a tierra deben cumplir los requisitos que se enumeran en el apartado del **ANEXO A**.

#### **1.4. CRITERIOS DE SEGURIDAD EN PUESTAS A TIERRA**

La circulación de personal técnico dentro de una subestación, la cercanía o inclusión de estas subestaciones dentro de los centros urbanos donde transitan personas que pudiesen estar en riesgo ante una tensión de paso o tensión de contacto, generada por una corriente conducida a tierra deben ser limitadas a las tensiones tolerables propuesta por la normatividad que rige.

Y aunque una baja resistencia es deseable en un sistema de puesta a tierra, sola no garantiza la seguridad de una persona que está expuesta a tensiones de paso y contacto peligrosas.

Debe entonces evaluarse los valores tolerables o que soporta el cuerpo humano y compararse con los que se producirían en caso de falla o de corrientes que se conducen a tierra por operación de los equipos de corte, descargas o fallas en el sistema de potencia.

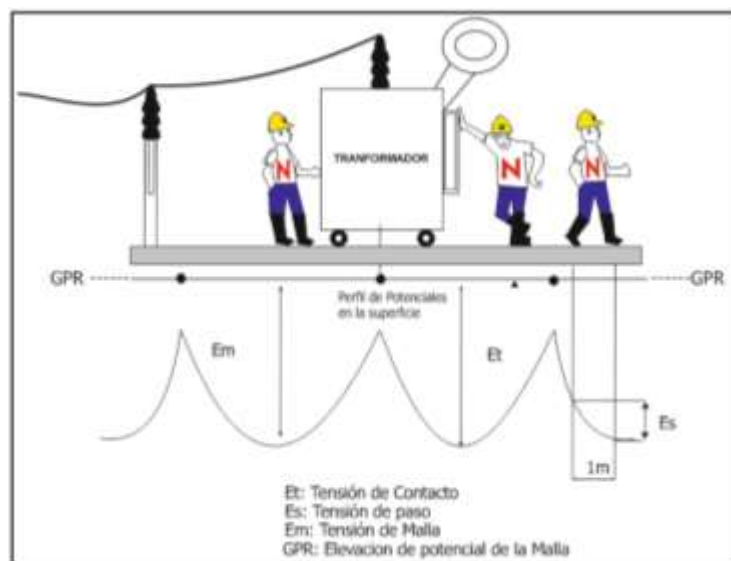
### 1.4.1. Condiciones de riesgo

En subestaciones convencionales, el caso típico de la tensión de contacto con dos masas metálicas ocurre cuando los objetos o las estructuras dentro de la subestación no están unidos a la malla de puesta a tierra. Una considerable tensión de contacto metal-metal puede estar presente cuando una persona que está parada tocando un objeto o estructura puesto a tierra, llega a estar en contacto con otro objeto que no están en contacto con la malla de tierra.

En la práctica, los peligros que resultan de este contacto pueden ser evitados conectando dichos puntos de peligro potencial con la malla de la subestación (Romero, 2014).

Típicamente, el caso de la tensión transferida ocurre cuando una persona que está parada en una subestación toca un conductor puesto a tierra en otra subestación. Durante condiciones de falla, el potencial de tierra resultante puede igualar o exceder el potencial en la superficie. En efecto, la tensión transferida puede exceder la suma de los potenciales en la superficie de ambas subestaciones, debido a las tensiones inducidas en los circuitos de comunicación, alambres estáticos o conductores de neutro, las tuberías, etc. Es poco práctico y a menudo imposible, diseñar una malla de tierra basada en la tensión de contacto causada por las tensiones transferidas, debido a esto no se toman en cuenta para los cálculos del programa, ni en la normatividad que rige.

En la **Ilustración 4** se visualizan las situaciones más típicas de las condiciones de riesgo de las tensiones de paso y contacto a las que está expuesta una persona dentro de la subestación.

**Ilustración 4** Condiciones de riesgo de tensiones de paso y de contacto

Fuente: tomada de (Romero, 2014)

### 1.5. CRITERIOS DE DISEÑO DE PUESTA A TIERRA PARA SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN

Antes de pasar al procedimiento de diseño es esencial que se conozcan algunos criterios generales para hacer un diseño de sistema de puesta a tierra para subestaciones de alta tensión.

- Deben mantenerse la tensión de contacto y de paso por debajo de las tensiones tolerables por el cuerpo humano halladas a partir de los cálculos planteados en el **ANEXO B**.
- Para sistemas con niveles de 115 kV y 230 kV se debe tener una resistencia del sistema de puesta a tierra menor a  $1 \Omega$ , esto de acuerdo con la tabla 15.4 de RETIE.
- El conductor elegido a partir de los cálculos debe soportar, sin romperse o derretirse, las corrientes de falla en el sistema o las originadas por descargas atmosféricas.

### **1.5.1. Notas sobre recierre**

Un recierre de un interruptor en una subestación de alta tensión después de una falla a tierra temporizadas (por ejemplo el toque de una línea con una rama por acción de fuertes vientos), es común en modernas prácticas de operación de los interruptores de una subestación. En tales circunstancias, una persona puede estar sometida al primer choque el cual podría no dañarla permanentemente, pero lo trastornaría y perturbaría temporalmente. Luego un solo recierre automático rápido podría producir un segundo choque, iniciándose en menos de 0.5 segundos después de iniciado el primero.

Este segundo choque, ocurriendo después de un intervalo de tiempo relativamente corto antes que la persona se haya recuperado, puede causar serios accidentes.

Con recierre manual, el intervalo puede estar entre varios segundos y varios minutos; habría una mayor posibilidad pero no seguridad de que una persona no esté sujeta a un segundo choque.

El efecto acumulado de dos o más choques estrechamente espaciados no ha sido evaluado completamente, pero se puede hacer una buena aproximación al utilizar la suma de las duraciones de los choques individuales como el tiempo de una sola exposición y como dato de entrada para el tiempo de despeje de falla en el módulo DATOS, del programa SPTN.

## **1.6. METODOLOGÍA PROPUESTA**

Para efectos de este documento, el diseño de mallas de puesta a tierra se hace utilizando lo indicado en el RETIE, que a su vez plantea como válidas la metodología descrita por la norma IEEE80-2000 al mismo tiempo se describe este análisis para las diferentes

configuraciones de rejilla y rejilla con electrodos verticales, los cuales son los más usados en subestaciones de alta tensión.

El análisis de cualquier configuración de un sistema de puesta a tierra compuesto por electrodos conectados entre sí y enterrados en un suelo homogéneo o de dos capas, de forma horizontal y vertical con respecto a la superficie del suelo, comprende los siguientes cálculos:

- 1) Interpretación de las medidas de resistividad de suelos, ya sean éstos homogéneos (una capa) o heterogéneos (varias capas).
- 2) Estudio de corrientes de cortocircuito y falla en el punto de la subestación, generalmente para subestaciones de alta tensión, dato generalmente suministrado por el operador de red.
- 3) Cálculo del calibre del conductor que conformará la rejilla y los diferentes electrodos que se enterrarán en forma vertical.
- 4) Se aplica la metodología de cálculo IEEE80-2000, automatizando los valores de área de la cuadrícula para hallar la rejilla mínima requerida, buscando cumplir con los valores de tensión de toque y de paso tolerable, antes de entregar el diseño final.
- 5) Grafica en 2D para la rejilla y 3D con las coordenadas de los electrodos dispuestos en el espacio.

Si no se cumple con tensiones de contacto y paso tolerables se puede tener en cuenta lo siguiente:

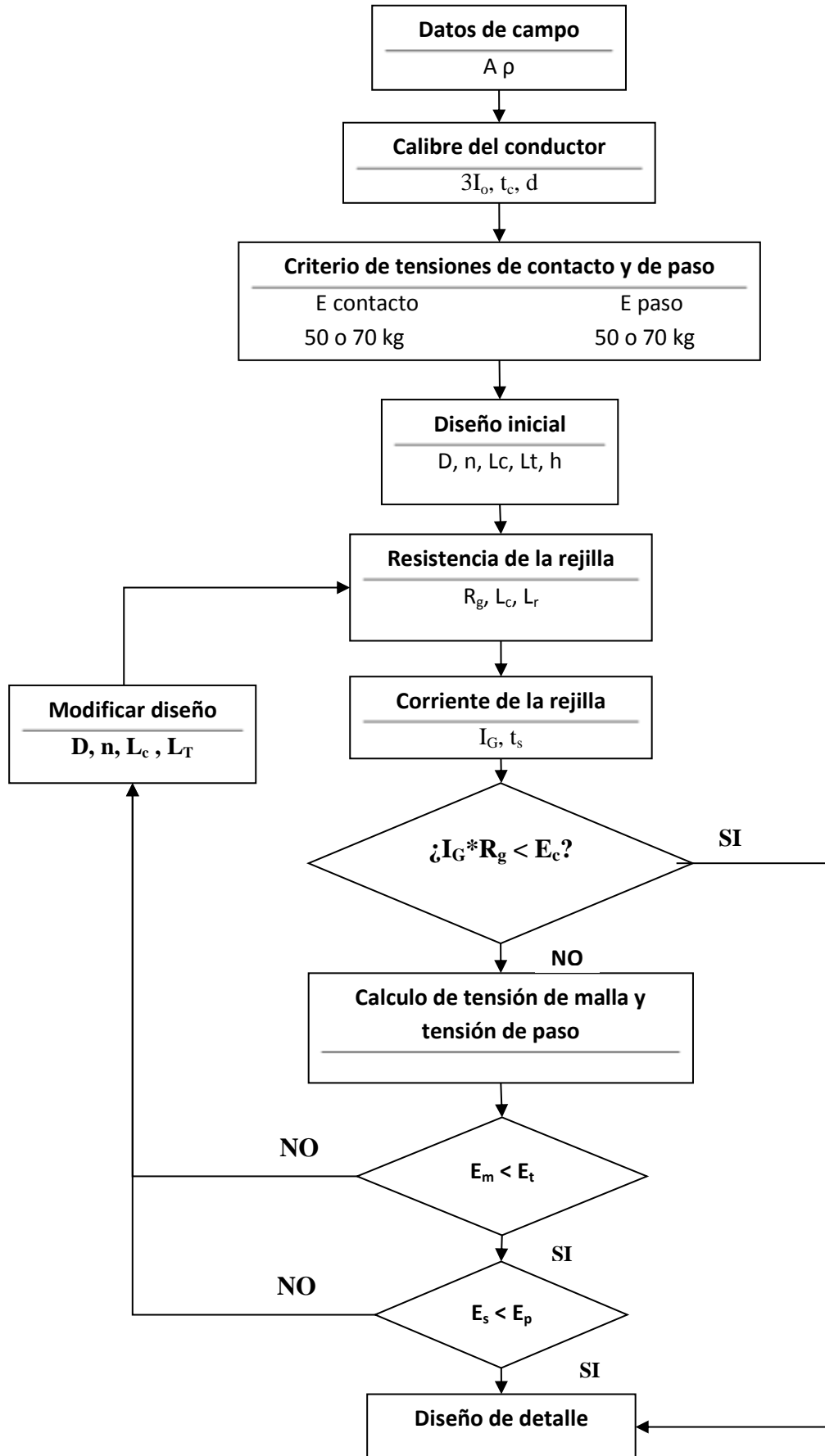
- Mejorar la resistividad del suelo mediante un tratamiento del suelo con agentes químicos, como Hidrosolta u otros.
- Instalar contrapesos (extensiones de conductor en posición horizontal respecto al suelo) en el contorno o esquinas de la malla.

- Si se cumple con tensiones de contacto y paso tolerables se puede dar por terminada la metodología y escogido el diseño.

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.

El **Diagrama 1** muestra en diagrama de bloques el resumen de los 12 pasos secuenciales que se describen en la norma IEEE-80-2000.

A partir de este diagrama se ha elaborado la herramienta computacional que agiliza y automatiza estos cálculos.





## 2. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

El proceso de cálculo de la puesta a tierra de una subestación es un proceso sistemático, que en muchas ocasiones requiere refinar los diseños o recalcular variables en forma reiterativa. Es por lo anterior que se ha realizado un programa informático que ejecuta de manera sencilla la comprobación de la red de tierra. El programa de Sistema de Puesta a Tierra Normalizado "SPTN", realizado con el lenguaje de programación MATLAB, con el módulo de interfaz gráfica GUIDE, realiza los cálculos y comprobaciones necesarios para conocer la distribución que debe tener una malla de tierra para que los potenciales que en ella aparecen, estén dentro de lo permitido por lo propuesto en la normatividad.

Se plantea un procedimiento en el *Diagrama 2*, para el manejo de la herramienta SPTN con la cual se busca llegar a un diseño preliminar que suministre las coordenadas de los diferentes segmentos de la malla superficial. La herramienta permite evaluar si dicha malla superficial cumple con el criterio de tensión de toque y paso.

Aunque el programa es amigable y versátil para manipular, se pueden enumerar una serie de pasos elementales y recomendaciones a tener en cuenta en su uso, tales como:

**Paso 1.** Se abre el módulo datos de campo y se oprime el botón ingrese datos de campo.

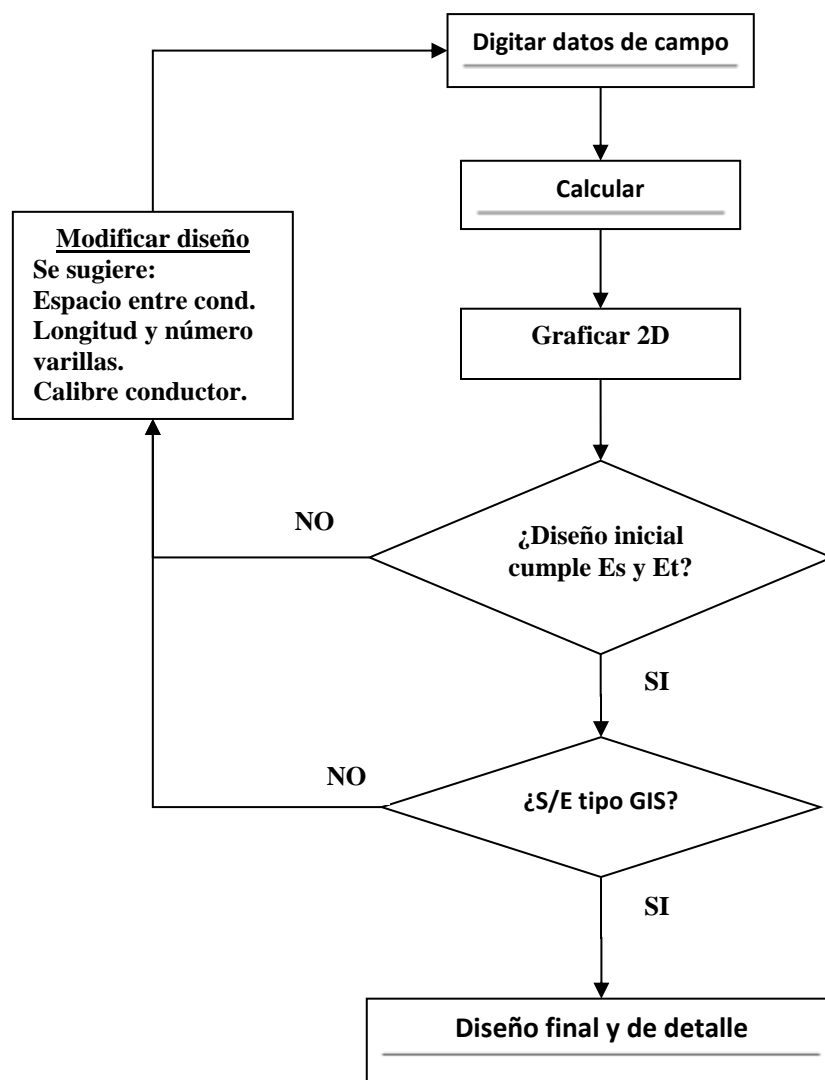
**Paso 2.** Ya en la pantalla DATOS se alimentan los datos que pide el formato en su totalidad, teniéndose la libre opción de escoger el calibre del conductor o no; para el espaciamiento entre conductores preferiblemente se debe dar un valor de separación considerable.

**Paso 3.** Habiéndose introducido la totalidad de los datos, se oprime el botón ok para cargar los valores del formato a las variables del programa.

**Paso 4.** En el módulo datos de campo se oprime el botón calcular, el cual al ejecutarse, presentará los resultados en las casillas del mismo formato.

**Paso 5.** Si no se cumple con los criterios de voltaje tolerable, se debe volver al módulo de “DATOS”, se modifican las entradas que provoquen un aumento del material como lo son aumento en el número de varillas, longitud de las varillas, aumento del calibre del conductor. Se repite el paso 5 hasta obtener los valores de cumplimiento de las tensiones tolerables, separación mínima entre conductores no debe ser menor a 2.5 m.

Cumpliendo con los 5 pasos anteriores se puede obtener una muy buena aproximación de una puesta a tierra confiable, segura y cumpliendo la normatividad vigente como modelo aproximado antes de su construcción.

**Diagrama 2** Procedimiento metodológico utilizando SPTN

Fuente: Autor

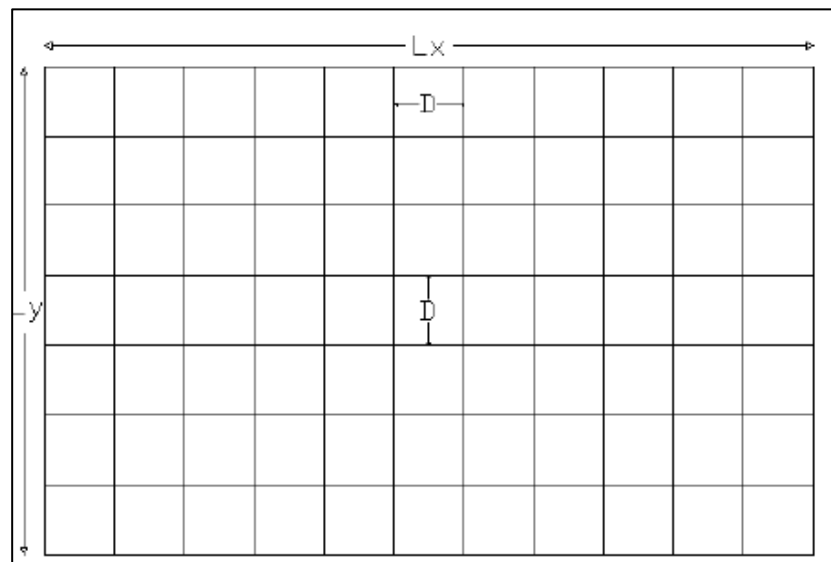
El anterior **Diagrama 2** de flujo representa la forma como se debe proceder para que mediante el uso de un programa de cálculo y una base conceptual de los sistemas de puesta a tierra, el ingeniero diseñador, llegue a obtener un diseño de puesta a tierra confiable, segura y ajustada a la normatividad vigente.

El programa se adapta a lo dispuesto en el RETIE, en lo concerniente a subestaciones de alta tensión y centros de transformación.

## 2.1. REFINAMIENTO DEL DISEÑO PRELIMINAR

Si los cálculos basados en el diseño preliminar (*Ilustración 7*) indican que pueden existir diferencias de potencial peligrosas dentro de la subestación, se deben estudiar diferentes alternativas de selección y aplicarlas donde sea adecuado.

*Ilustración 5* División y dimensionamiento de las cuadrícula de la malla o rejilla



Fuente: tomada de (Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, 2000)

$$L_C = N * L_X + M * L_Y ; \quad A = L_X * L_Y \quad (1)$$

Dónde:

$N \rightarrow$  Número de conductores de longitud  $L_X$ .

$M \rightarrow$  Número de conductores de longitud  $L_Y$ .

$A \rightarrow$  Área de la malla.

Posibles correcciones o alternativas de solución:

Disminuir la resistencia total de la malla:

- 1) Al disminuir  $R_g$  se disminuye el potencial en la superficie,  $GPR$  y por lo tanto el voltaje máximo transferido. Esto se puede lograr aumentando el área total de la malla ( $A$ ), enterrando varillas de puesta a tierra, que penetren en capas de más baja resistividad.
- 2) Disminuir o ajustar los espaciamientos de los conductores de la malla ( $D$ ): Además de disminuir el espaciamiento  $D$  (lo cual aumenta la cantidad de conductor a enterrar) también se puede pensar en extender el conductor de la malla por fuera de la cerca, incrementar la cantidad de varillas perimetrales, enterrar dos o más conductores paralelos a lo largo del perímetro, aumentar la profundidad de la malla y disminuir el espaciamiento cerca al perímetro de la malla.
- 3) Derivar una porción más grande de la corriente de falla hacia otras trayectorias: Esto se puede lograr disminuyendo la resistencia de puesta a tierra de las torres vecinas a la subestación. Sin embargo esto también significa trasladar el problema a las torres de transmisión y distribución, donde no hay control de acceso a personas o animales.
- 4) Limitando la corriente total de falla.
- 5) Colocando barreras para limitar el acceso a algunas áreas.
- 6) Instalando mallas equipotenciales, en las cercanías de la malla de la subestación o hacerlo debajo de la capa de roca triturada y en los sitios donde las cuadrillas se ubican con más frecuencia. Las mallas equipotenciales se conectan a la malla principal y a la estructura metálica del equipo que está justo encima de ella (seccionadores, interruptores, etc.). Las mallas equipotenciales se pueden construir en cable de cobre  $N^\circ 6$  AWG con espaciamientos de  $0.6m$  entre ellos. Esta información se toma de las

prácticas de las empresas de consultoría que realizan los diseños de puesta a tierra para subestaciones y centrales de generación en combinación con la experiencia del autor.

### **2.1.1. Electrodo de puesta a tierra.**

Los fabricantes de electrodos de puesta a tierra deben garantizar que la resistencia a la corrosión del electrodo, sea de mínimo 15 años contados a partir de la fecha de instalación.

El tamaño del conductor realmente seleccionado es usualmente más grande que el que se basa en la función, debido a factores como:

- 1) El conductor debe resistir los esfuerzos mecánicos esperados en su construcción y paso de grandes cantidades de corrientes y la corrosión durante la vida útil de la instalación.
- 2) El conductor debe tener alta conductancia para prevenir caídas de tensión peligrosas durante una falla.
- 3) La necesidad de limitar la temperatura del conductor.
- 4) Debe aplicarse un factor de seguridad a la instalación de puesta a tierra y a los demás componentes eléctricos.
- 5) El espesor del recubrimiento en cobre de la varilla de acero, no debe ser menor a 0,25 *mm*.
- 6) El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud; además, debe estar identificado con la razón social o marca registrada del fabricante y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro los primeros 30 cm desde la parte superior.

Según la experiencia del autor y las prácticas de reconocidas empresas de consultoría, se acostumbra entonces emplear como calibre mínimo el N° 2/0 AWG de cobre de 7 hilos, con el fin de mejorar la rigidez mecánica de la malla y soportar la corrosión.

## **2.2. ALCANCE DEL PROGRAMA**

El desarrollo del programa se realizó teniendo en cuenta algunas limitaciones que se presentan al querer automatizar los cálculos y respetando los criterios de diseño propuestos en en la sección 1.5.

Solo es para mallas cuadradas o rectangulares con electrodos, asumiendo que la mayoría de subestaciones toman esta forma.

Para el caso de superficies de suelos heterogéneos se debe calcular aparte la resistividad aparente o emplear un método de análisis de suelos avalados por el RETIE.

No cuenta como limitante la resistencia de puesta a tierra máxima de acuerdo al nivel de tensión en que se encuentre la subestación y que es requisito contemplado en el RETIE.

Los datos de resistividad del terreno y corrientes de falla, se toman como conocidos y hacen parte de los datos de entrada.

El programa desarrollado SPTN como herramienta de cálculo no deja de ser bastante mejorable al ser una primera aproximación, sin embargo la base conceptual del usuario debe ser relativamente buena para que con ayuda de la herramienta se cumplan con los objetivos de una puesta a tierra.

La herramienta cuenta con dos módulos, que interactúan entre sí, el módulo de “DATOS” que se accede desde el modulo “datosdecampo”. A continuación se describen la funcionalidad de cada módulo y la forma de utilizarlo.

### 2.3. MÓDULO DATOS

Consta de una interfaz gráfica que permite mayor versatilidad para cambiar algún dato de entrada, consta de un campo de selección de conductor por parte del usuario o si se deja al programa calcularlo de manera automática.

- Consta de un bloque de selección de material del conductor, en total 11 materiales diferentes.
- El bloque peso de la persona permite seleccionar un peso promedio de 50 o 70 kg, como lo plantea la norma IEEE 80-2000.
- Cuenta con un botón de OK para confirmar la entrada de valores a las variables.

*Ilustración 6 Módulo “DATOS”, se utiliza para capturar los datos del diseño*

**DATOS**

**INGRESE DATOS DE CAMPO**

CORRIENTE SIMETRICA DE FALLA (kA)

RESISTIVIDAD DEL TERRENO (ohm-m)

RESISTIVIDAD DE LA CAPA SUP.

LONGITUD DE LA RED (Eje Y). (m)

ANCHO DE LA RED (Eje X). (m)

DURACION DE LA FALLA (s)

ESPESOR DE LA CAPA SUPERFICIAL (m)

PROFUNDIDAD DE LA RED (m)

RELACION X / R

LONGITUD DE LAS VARILLAS (m)

ESPACIO ENTRE CONDUCTORES (m)

RELACION DE CORRIENTES

FACTOR DE PROYECCION DE CORRIENTE

NUMERO DE LAS VARILLAS

SUELO DE DOS CAPAS

INGRESAR CALIBRE DE CONDUCTOR?

Material del Conductor

PESO DE LA PERSONA

PERSONA 70 kg

PERSONA 50 Kg

**DATOS OK**

Fuente: Autor



Este módulo es el responsable de calcular el calibre del conductor en caso de que se deje al programa calcularlo, al no marcar la casilla, funciona como módulo de captura de valores de entrada.

## 2.4. MÓDULO DATOS DE CAMPO

Este módulo cuenta con tres botones principales que se dividen así:

1. Botón “ingresar datos de campo”, el cual abre el modulo DATOS y se visualiza la interfaz gráfica de éste.
2. Botón “calcular”, el cual está programado para ejecutar los cálculos correspondientes al sistema de puesta a tierra que cumpla con los criterios de tensiones tolerables.
3. Botón “graficar” permite obtener una aproximación grafica en 2D, vista planta, la cual permite visualizar da distribución de la rejilla sobre la superficie, debajo de la capa superficial.

*Ilustración 7* Módulo “datos de campo”, se utiliza para calcular y mostrar los resultados del diseño

Fuente: Autor

## 2.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA HERRAMIENTA SPTN

Las ventajas y desventajas del programa SPTN frente a hacer los cálculos manuales y frente al uso de otros programas de cálculo de puesta a tierra comerciales, se pueden enumerar como sigue:

### 2.5.1. Ventajas:

- No requiere entrada de coordenadas para llevar a cabo los cálculos.
- A partir de una separación de valor inicial considerable, el programa busca una solución reduciendo el espaciamiento entre conductores en el orden de un 1m.
- Velocidad de procesamiento es bastante rápida, puede variar entre 0.5 s y 1 s para obtener los resultados.
- Prácticamente todas las variables en el módulo DATOS se pueden alterar para obtener diferentes modelos.
- Se puede utilizar para subestaciones de prácticamente cualquier nivel de tensión.
- Para llevar a cabo las pruebas de funcionamiento del programa realizado, el cual pretende solo ser una herramienta de cálculo que busca disminuir los tiempos y la repetitividad de los mismos para llegar a un diseño confiable, económico y seguro, de forma rápida.
- La premisa para automatizar los cálculos en función de la variación y/o reducción del espaciamiento entre conductores paralelos de la rejilla consiste en evaluar varios modelos con diferentes valores de tensiones de malla y de paso, compararlas con las tensiones tolerables por el cuerpo humano y arrojar los resultados.

- La versatilidad que tiene la posibilidad de variar los datos rápidamente para llegar al mejor diseño es la mayor ventaja de esta herramienta, sin desconocer el criterio del ingeniero para decidir cuál es el mejor diseño final.

### **2.5.2. Desventajas:**

- Carece de módulo de análisis del terreno para obtener modelos de terreno heterogéneo y de dos capas.
- No utiliza la restricción o condicionamiento de la resistencia de la malla ( $R_g$ ), debido a que es bastante difícil obtener valores menores a 1 Ohm, para el caso de subestaciones de alta tensión.
- Carece de un módulo de informes.
- Se debe contar previamente con el estudio de cortocircuito en el punto de conexión de la subestación.

### 3. SIMULACIÓN DE UN CASO ESTUDIO, DETERMINACIÓN Y VERIFICACIÓN DE LOS POTENCIALES

Se toma como caso de estudio para validar los cálculos del programa, el ejemplo presentado en el Anexo B, caso 2 “Malla cuadrada con electrodos”. Aunque la finalidad es utilizar el SPTN con los datos de la puesta a tierra de cualquier subestación convencional.

Este ejemplo describe una rejilla cuadrada que utiliza 20 electrodos verticales en su perímetro, como lo muestra la *ilustración 12*, y se hace para una subestación de un nivel de tensión de 115 kV, cuya resistividad es medida para suelo rocoso y en donde la corriente de falla es proyectada para los próximos 25 años de funcionamiento.

Para los tiempos de despeje de falla por parte de las protecciones no se cuenta con un esquema de recierre automático lo que resulta en que los tiempos duración de falla y choque sean iguales. En la *Tabla 1* se resumen los datos de entrada del caso estudio.

*Tabla 1 Datos del ejemplo 2, anexo B de la IEEE80\_2000*

<b>Dato de entrada</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<b>Resistividad del suelo</b>	400	$\Omega \cdot m$
<b>Duración de la falla</b>	0.5	s
<b>Resistividad del concreto o capa superficial</b>	2500	$\Omega \cdot m$
<b>Espesor de la superficie de concreto o capa superficial</b>	0.102	m
<b>Corriente de falla</b>	3.18	kA
<b>Relación de división de</b>	0.6	Sin unidades

<b>corriente</b>		
<b>Área</b>	70*70	m <sup>2</sup>
<b>Profundidad de la malla</b>	0.5	m
<b>Factor de crecimiento de carga</b>	1	Sin unidades
<b>Relación X/R</b>	3.33	Sin unidades

Fuente: datos tomados de IEEE80-2000

*Ilustración 8* Interfaz gráfica del SPTN para los datos de entrada, subestación convencional.

**DATOS**

**INGRESE DATOS DE CAMPO**

CORRIENTE SIMETRICA DE FALLA (kA)

RESISTIVIDAD DEL TERRENO (ohm-m)

RESISTIVIDAD DE LA CAPA SUP.

LONGITUD DE LA RED (Eje Y). (m)

ANCHO DE LA RED (Eje X). (m)

DURACION DE LA FALLA (s)

ESPESOR DE LA CAPA SUPERFICIAL (m)

PROFUNDIDAD DE LA RED (m)

RELACION X / R

LONGITUD DE LAS VARILLAS (m)

ESPACIO ENTRE CONDUCTORES (m)

RELACION DE CORRIENTES

FACTOR DE PROYECCION DE CORRIENTE

NUMERO DE LAS VARILLAS

SUELO DE DOS CAPAS

INGRESAR CALIBRE DE CONDUCTOR?

67.35

7

PESO DE LA PERSONA

PERSONA 70 kg

PERSONA 50 Kg

**DATOS OK**

Fuente: Autor

Se utilizan los mismos datos de entrada que utiliza el ejemplo del documento referenciado, para efectos de que la comparación de los resultados sean lo más objetiva posible.

**Ilustración 9** Interfaz gráfica del SPTN para los datos de salida, subestación convencional.

INFORME DE RESULTADOS	
Area de Conductor (mm <sup>2</sup> )	67.35
Resistencia Malla (ohm)	2.7636
Tension Transitoria GPR (V)	5319.3819
Tension de Contacto (V)	837.5948
Tension de Paso (V)	2684.2846
Voltaje de malla (V)	824.4741
Voltaje de Paso (V)	582.9152
Distancia entre Cond (m)	7

Fuente: Autor

Los datos de entrada de la tabla 1 alimentan el modulo DATOS en la ilustración 10, cuyos datos de salida se presentan en el módulo “datosdecampo” de Matlab; se procede entonces a comparar los resultados entre el programa y los cálculos manuales desarrollados en el ejemplo.

**Tabla 2** Comparación de resultados entre el documento de referencia y programa SPTN.

Comparación de resultados entre el caso ejemplo (cálculos manuales) y cálculos por SPTN		
VARIABLES DE SALIDA	Valor, procedimiento manual	Valor, utilizando el SPTN
Tensión de contacto tolerable (V)	838.2	837.6
Tensión de paso tolerable (V)	2686.6	2684.3
Tensión de contacto calculado (V)	747.4	824.5
Tensión de paso calculado (V)	548.9	582.9

Resistencia de puesta a tierra ( $\Omega$ )	2,75	2,76
Distancia entre conductores de rejilla (m)	7	7
Longitud de electrodo (m)	7.5	7.5
<b>Número de electrodos o varillas</b>	<b>20</b>	<b>10</b>
Calibre del conductor	2/0 AWG	2/0 AWG

Fuente: Autor

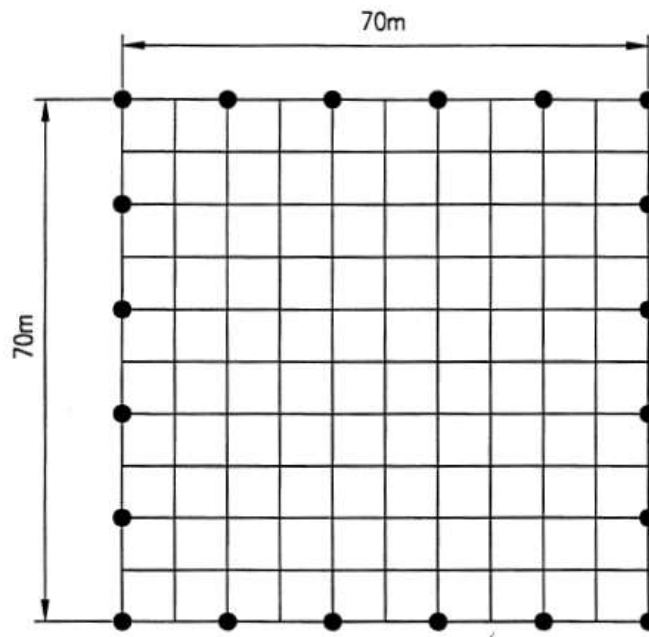
De la anterior *Tabla 2* se puede inferir que con respecto al documento referenciado, los resultados del programa SPTN fueron más eficientes, más rápidos de obtener y se emplea menor cantidad de cobre, debido a que se emplean 10 electrodos menos en el calculado por el SPTN.

El programa arroja estos resultados debido a que su algoritmo computacional está diseñado para buscar la distancia entre conductores paralelos reduciéndola en un metro cada vez que no encuentra los valores de tensiones de paso y de contacto a las tensiones tolerables.

La simulación del ejemplo en el Anexo B, caso 2, fue con el ejercicio de comparar los dos casos, sin embargo se pueden variar datos de entrada como número de conductores, espaciamiento entre conductores inicial, calibre de conductor, buscando el diseño de puesta a tierra final.

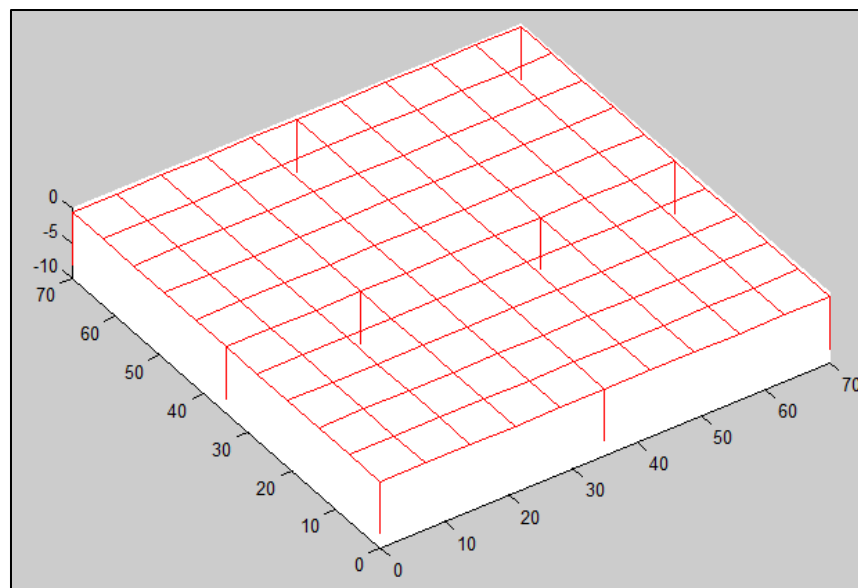
Finalmente la disposición geométrica de los conductores para el ejemplo del ANEXO B y para la simulación en SPTN queda como lo muestra las *Ilustraciones 12 y 13* respectivamente.

**Ilustración 10** Disposición geométrica de la malla ejemplo norma IEEE80-2000



Fuente: datos tomados de IEEE80-2000

**Ilustración 11** Disposición Geométrica de los Conductores en 3D, simulada en SPTN



Fuente: Autor



Se puede entonces visualizar claramente que la malla calculada en el SPTN es similar en casi todos los aspectos y resultados a la malla calculada en Anexo B IEEE\_Std\_80-2000, caso ejemplo 2, pero se diferencian en la cantidad de electrodos enterrados verticalmente con respecto al plano del suelo haciéndose una reducción de uso del cobre en un 4,43% frente al diseño calculado en el ejemplo de referencia, lo que implica una reducción en costo de material e impacto al medio ambiente al hacerse excavaciones para el enterramiento de los conductores de rejilla y tratamiento del suelo con químicos como hidrosolta o conductores de hierro y aluminio.

### **3.1. PRESUPUESTO APROXIMADO DEL DISEÑO**

Para llevar a cabo un presupuesto del caso de ejemplo escogido se tuvieron las siguientes consideraciones:

- Los materiales se cotizaron en almacenes reconocidos del país y con precios a la fecha 10/09/2014.
- Se tiene en cuenta un cronograma de actividades de cuatro días.
- El salario base del personal obrero es de \$750.000 (2014), se dividió en 30 días calendario y se multiplicó por la cantidad de obreros para determinar el valor de la mano de obra.
- El salario base del personal técnico es de \$1'050.000, se dividió en 30 días calendario y se multiplicó por la cantidad de técnicos para determinar el valor de la mano de obra.
- Los valores de las herramientas y equipos se hizo en base a precios en el mercado por día.

- Los moldes de soldadura cotizados están fabricados para una vida útil de 20 aplicaciones de soldadura.
- Cada varilla es de 7.5 m de longitud, se cotizó el valor de la varilla de esta longitud y se multiplicó por la cantidad de varillas o electrodos.
- Los costos directos es la sumatoria del subtotal de materiales y subtotal de costos administrativos.
- Los costos indirectos (administrativos, imprevistos y utilidades, AIU) se tomaron de acuerdo a valores estándar en el mercado, porcentaje que varía entre un 20% y 30% de los costos directos.

**Tabla 3** *Tabla de costos de materiales*

MATERIALES	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
<input checked="" type="radio"/> CONDUCTOR REJILLA	1540	14254	21951160
<input checked="" type="radio"/> VARILLAS O ELECTRODOS	10	245000	2450000
<input checked="" type="radio"/> SOLDADURA EXOTERMICA	121	20000	2420000
<input checked="" type="radio"/> MOLDE DE SOLDADURA	3	287000	861000
<input checked="" type="radio"/> CONECTORES CERTIFICADOS	10	80000	800000
<input checked="" type="radio"/> MOLDES DE INSPECCION	5	345000	1725000
		<b>SUBTOTAL</b>	<b>30207160</b>

Fuente: Autor

**Tabla 4** Tabla de costos Administrativos

COSTOS ADMINISTRATIVOS	CANTIDAD	VALOR DIA	NUMERO DE DIAS	VALOR TOTAL
MANO DE OBRA OBRERA	4	25000	3	300000
MANO DE OBRA TECNICA	4	35000	4	560000
TRANSPORTE(CAMIONETA/CAMION)	1	90000	4	360000
HIDRATAcion Y/O ALIMENTACION	8	10000	4	320000
MARTILLO NEUMATICO	1	60000	2	120000
TALADRO NEUMATICO	1	60000	2	120000
TUERAS HIDRAULICAS	1	20000	2	40000
PONCHADORA HIDRAULICA	1	20000	2	40000
DISENO, PELARIA E IMPRESIONES	1	1000000		1000000
<b>SUBTOTAL</b>				<b>2860000</b>

Fuente: Autor

**Tabla 5** Tabla de costos indirectos AIU

COSTOS INDIRECTOS AIU	PORCENTAJE	VALOR
ADMINISTRATIVOS	5	1653358
IMPREVISTOS	10	3306716
UTILIDAD	8	2645372.8
<b>SUBTOTAL</b>		<b>7605446.8</b>

Fuente: Autor

**Tabla 6** Presupuesto total aproximado

PRESUPUESTO TOTAL APROXIMADO	
<b>CALCULAR</b>	<b>40672606.8</b>

Fuente: Autor

El presupuesto anteriormente calculado en el módulo de “costos\_malla” del programa SPTN, arroja un valor aproximado de lo que puede llegar a costar una instalación de un sistema de puesta a tierra para una subestación de alta tensión aislada en aire. Se ha encontrado para el caso de estudio que el presupuesto es de \$40'672.606 pesos, el cual resulta razonable de acuerdo a la experiencia para las características y condiciones específicas del caso de estudio.

Comparando con respecto a la metodología manual usando la IEEE 80, en donde se utilizan 10 varillas de más y manteniendo los mismos datos, el valor total del presupuesto aproximado sería de \$43'686.106, encontrando un ahorro frente al diseño calculado con el SPTN de \$3'013.500, esto debido a que solo se ahorraron 10 varillas de cobre enterradas perpendicularmente a la rejilla.

En la siguiente **Tabla 7** se resume el análisis comparativo entre el diseño utilizando la herramienta computacional SPTN y el diseño manual del caso de ejemplo (Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, 2000), caso ejemplo 2 “Malla cuadrada con electrodos”.

**Tabla 7** Comparación de costos entre el caso ejemplo (cálculos manuales) y cálculos por SPTN

DESCRIPCIÓN	VALOR
Costo con procedimiento manual (\$)	43'686.106
Costo con procedimiento utilizando la herramienta SPTN (\$)	40'672.606
Ahorro usando SPTN (\$)	3'013.500
Ahorro usando SPTN (%)	6.9

Fuente: Autor

## CONCLUSIONES

Se identificaron los criterios de diseño esenciales que se deben tener en cuenta a la hora de diseñar y calcular un sistema de puesta a tierra, evidenciándose que además de las tensiones de paso y contacto se debe considerar el criterio del valor de puesta a tierra  $R_g$  de acuerdo al nivel de mayor tensión que la subestación maneje.

Los tiempos de despeje de falla de las protecciones usadas en la actualidad son mucho más rápidos que los considerados en el ejemplo desarrollado. Esto implica por un lado que el diseño obtenido es conservador presentando un factor de seguridad adicional, y por otro lado, implica un potencial de ahorro, ya que el uso de tiempos de disparo más realistas pueden reducir los valores de tensiones de toque y paso tolerables.

La utilización del entorno de programación MATLAB, junto con el editor de propiedades gráficas GUIDE, ha llevado al desarrollo de un programa de cálculos con un interfaz gráfica amigable, fácilmente modificable por el usuario y con un núcleo de programa accesible y en un lenguaje de programación muy extendido, los cuales permitieron automatizar los cálculos para encontrar un diseño de puesta a tierra que cumpla con los requisitos normativos vigentes en el país.

Por medio de la metodología IEEE80-2000, se encontró y comprobó que con la ayuda de una herramienta computacional, se puede calcular rápidamente y sin traumatismos los valores de tensiones de contacto y de paso para subestaciones aisladas en aire.

Al comprobarse que la acción de reducir la distancia de los electrodos de la rejilla favorecía el desempeño del diseño, se utilizó este criterio dentro del ciclo de automatización para llegar a encontrar un diseño que cumple con los requisitos de norma y que racionaliza el uso del cobre.

El resultado más representativo de este trabajo ha sido la automatización de los cálculos teniendo en cuenta todas las posibles combinaciones de parámetros de diseño. La herramienta desarrollada ha permitido una mejor integración entre el hombre y la máquina en el proceso de diseño de la malla de tierra de las subestaciones, lo cual impacta de manera positiva en la reducción de los tiempos de diseño y los costos de materiales y mano de obra, garantizando al mismo tiempo condiciones de operación seguras para el personal que transita dentro y en cercanías de las subestaciones.

## RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

El trabajo anterior plantea un camino por recorrer en cuanto a la mejora del programa, en los siguientes aspectos:

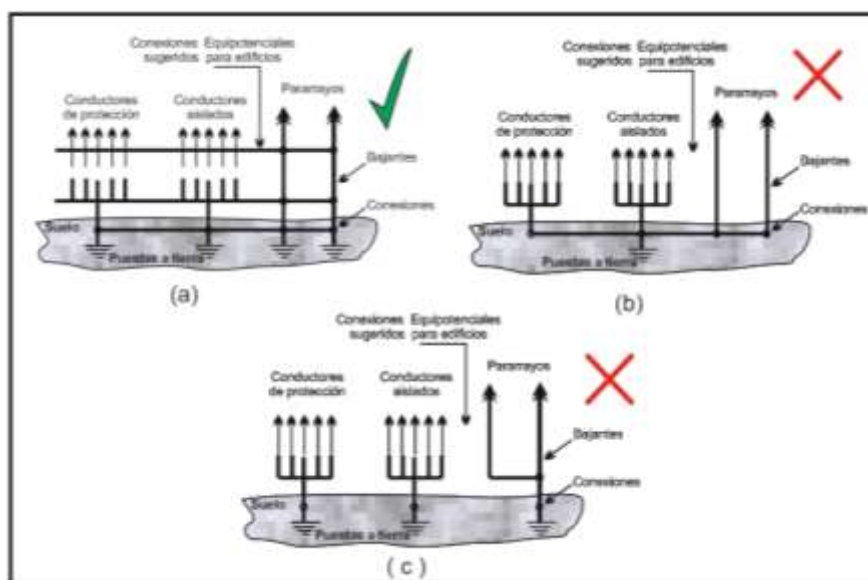
- ✓ Implementar un módulo de análisis de suelos e integrarlo con el programa SPTN.
- ✓ Implementar módulo de cálculo en análisis transitorio, para poder modelar el comportamiento de las puestas a tierras y evaluar el comportamiento de impedancias, corriente y tensiones en la superficie de la subestación.
- ✓ Llevar a cabo un modelo a escala, aplicar los métodos de medición de puesta a tierra y compararlos con los resultados del programa.
- ✓ Implementar el módulo de grafica en tres dimensiones 3D de la rejilla y electrodos verticales de la puesta a tierra, teniendo en cuenta los posicionamientos de los equipos de potencia, corte y protección.

## ANEXO A

### REQUISITOS GENERALES NORMATIVOS DE LAS PUESTAS A TIERRA

- 1) 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.
- 2) 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.
- 3) Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo y demás condiciones de uso conforme a la guía norma IEEE 837 o la norma NTC 2206.
- 4) Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente Reglamento, se deben dejar puntos de conexión y medición accesibles e inspeccionarles al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.
- 5) No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.
- 6) En sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, el conductor de neutro debe ser dimensionado con por lo menos el 173% de la capacidad de corriente de las cargas no lineales de diseño de las fases, para evitar sobrecargarlo.
- 7) Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, tal como aparece en la ilustración 11a.



**Ilustración 12** Esquemas de conexión correcta e incorrecta de las puestas

Fuente: Tomado de (Ministerio de Minas y Energía, 2013)

Para las ilustraciones 28b y 28c no está permitido estos conexiones, puesto que se pueden presentar diferencias de potencial en la superficie del suelo al no estar equipotencializadas las puestas a tierra.

Los valores máximos de resistencia de puesta a tierra ( $R$ ) se presentan en la tabla 6, cuya metodología de medición no es profundizada en este trabajo. Para determinar las tensiones de paso y contacto ( $E_p$  y  $E_t$ ) se debe seguir el procedimiento mencionado en la ilustración 15.

**Tabla 8** Valores máximos de puesta a tierra según nivel de tensión y configuración

<i>APLICACIÓN</i>	<i>VALORES MAXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA</i>
<b>Estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable de guarda</b>	20 $\Omega$
<b>Subestaciones de alta y extra tensión</b>	1 $\Omega$
<b>Subestaciones de media tensión</b>	10 $\Omega$
<b>Protección contra rayos</b>	10 $\Omega$
<b>Neutro de acometida baja tensión</b>	25 $\Omega$

Fuente: datos tomados de (Ministerio de Minas y Energía, 2013)

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

La duración de la falla y la duración del choque normalmente se asumen iguales, a menos que la duración de la falla sea la suma de choques sucesivos, como los producidos por los re-cierres automáticos de los interruptores con reenganche. La selección de  $t_f$  puede reflejar tiempos de despeje rápidos de la subestación de transmisión y tiempos de despeje lento para subestaciones de distribución e industrial. La selección de  $t_f$  y  $t_s$  puede resultar en la combinación más pesimista de factores de decremento de corrientes de falla y corrientes permitidas por el cuerpo humano. Valores típicos para  $t_f$  y  $t_s$  están en el rango de 0.25 s a 1 s.

Si los interruptores encargados de abrir los circuitos en caso de falla estén programados con recierre, estos tiempos se deben sumar para calcular el tiempo de despeje de falla total, por

considerarse que una persona deberá soportar el paso de la corriente por el cuerpo el tiempo total de los recierre.

Para subestaciones de alta tensión en Colombia, y para el Sistema Interconectado Nacional SIN, se establece en el Código de Redes y Conexión, en el numeral 8.1.2 con los tiempos de los equipos de protección, los cuales no deben ser mayores que (CREG, 2011):

- 80 ms en tensiones de 500kV
- **100 ms en tensiones de 115 kV y 230 kV**

Y en el evento de la no operación de los sistemas de protección primarios, el ente generador deber proveer protección de respaldo con tiempo de despeje de falla no mayor a 300 ms.

### **Medidas de resistividad**

Este trabajo no pretende profundizar en los diferentes métodos de medición de la resistividad del terreno, dado que merece mucha más atención, cuando se presentan suelos de dos capas y o multicapas; sin embargo se hace referencia a algunas normas que mencionan algunos procedimientos.

En la norma IEEE 81-1983 se describen en detalle una serie de técnicas o métodos de medición de resistividad del suelo, dentro de las cuales, el de los cuatro electrodos es el más usado.

Los estimativos basados en la clasificación del suelo ofrecen sólo una aproximación de la resistividad; por tanto, las pruebas reales son imperativas. Éstas deben hacerse en muchos lugares dentro del área de la subestación. Rara vez se encuentran sitios de la subestación donde la resistividad sea uniforme en toda el área completa y a profundidades considerables. Típicamente existen varias capas y cada una tiene una resistividad diferente. Con frecuencia ocurren cambios laterales, y en comparación con los verticales esos cambios son más grandes.

Las pruebas de resistividad del suelo deben hacerse para determinar si existen variaciones importantes de la resistividad con la profundidad.

El número de medidas tomadas debe ser más grande donde las variaciones son mayores, especialmente si algunas lecturas son tan altas como para sugerir un posible problema de seguridad. Si la resistividad varía apreciablemente con la profundidad, es deseable usar un rango incrementado de espaciamientos de prueba para obtener un estimativo de la resistividad de capas más profundas.

### Selección del conductor

Como material para el conductor del electrodo de puesta a tierra, además del cobre, se pueden utilizar otros materiales conductores o combinación de ellos, siempre que se garantice su protección contra la corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra.

El conductor a tierra para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe ser seleccionado con la siguiente fórmula, la cual fue adoptada de la norma ANSI/IEEE 80. La elevación de temperatura en corto tiempo en un conductor de tierra, o el tamaño requerido del conductor como una función de la corriente de falla que pasa por el conductor, se encuentra mediante la ecuación acotada:

$$A = \frac{I_f * K_f * \sqrt{t_s}}{1,9737} \quad (7)$$

Dónde:

$A$  es la sección del conductor en  $mm^2$ .

$I_f$  es la corriente máxima de falla a tierra, suministrada por el operador de red ( $rms$  en  $kA$ ).

$K_f$  es la constante de la Tabla 5, para diferentes materiales y varios valores de temperatura de fusión  $T_m$  del material

$T_m$  es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor a una temperatura ambiente de 40 °C.

$t_s$  es el tiempo de despeje de la falla a tierra.

**Tabla 9** Constate de los materiales que se utilizan en los componentes una puesta a tierra  $K_f$ .

<b>MATERIAL</b>	<b>CONDUCTIVIDAD (%)</b>	<b><math>T_m</math> (°C)</b>	<b><math>K_f</math></b>
<b>Cobre blando</b>	100	1083	7
<b>Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica</b>	97	1084	7,06
<b>Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico</b>	97	250	11,78
<b>Alambre de acero recubierto de cobre</b>	40	1084	10,45
<b>Alambre de acero recubierto de cobre</b>	30	1084	14,64
<b>Varilla de acero recubierto de cobre</b>	20	1084	14,64
<b>Aluminio grado EC</b>	61	657	12,12
<b>Aleación de aluminio 5005</b>	53,5	652	12,41
<b>Aleación de aluminio 6201</b>	52,5	654	12,47
<b>Alambre de acero recubierto de</b>	20,3	657	17,2

<b>aluminio</b>			
<b>Acero 1020</b>	10,8	1510	15,95
<b>Varilla de acero recubierta en acero inoxidable</b>	9,8	1400	14,72
<b>Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado)</b>	8,5	419	28,96
<b>Acero inoxidable 304</b>	2,4	1400	30,05

Fuente Tomada de (ICONTEC, 2003)

## ANEXO B

### CRITERIO DE TENSIONES DE PASO Y DE TOQUE TOLERABLES

La seguridad de una persona depende de evitar que la cantidad crítica de energía del shock eléctrico sea absorbida antes de que sea despejada la falla y el sistema sea desenergizado.

La máxima tensión que se presenta en un circuito de falla cualquiera, no debe exceder los límites definidos a continuación, en las ecuaciones 8, 9, 10 y 11. Usando el valor de la corriente tolerable por el cuerpo y las constantes apropiadas del circuito, es posible determinar la tensión tolerable entre dos puntos de contacto.

Las ecuaciones para calcular la tensión de paso y contacto máximos que pudiese aguantar un cuerpo humano, teniendo en cuenta el peso corporal de una persona y un factor de reducción por el efecto de la capa superficial (gravilla o placa de cemento), son las siguientes:

- 1) Los voltajes máximos tolerables por un cuerpo humano de 50 kg. De peso corporal, durante un circuito accidental no debe exceder los siguientes límites:
- 2) Tensión de paso límite tolerable por un cuerpo de 50 kg y 70 kg de peso corporal:

$$E_{t50} = (1000 + 1.5 * C_s * \rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad (8)$$

$$E_{t70} = (1000 + 1.5 * C_s * \rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \quad (9)$$

- 3) Tensión de toque límite tolerable por un cuerpo de 50 kg y 70 kg. de peso corporal:

$$E_{p50} = (1000 + 6 * C_s * \rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad (10)$$

$$E_{p70} = (1000 + 6 * C_s * \rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \quad (11)$$

Dónde:

- $R_B = 1000\Omega$  → Resistencia promedio del cuerpo humano.
  - $T_s$  → Duración del choque (s).
  - $6C_s\rho_s = 2R_f$  → Resistencia a tierra de los dos 2 pies separados 1m en serie sobre la capa superficial.
  - $1.5C_s \rho_s = R_f / 2$  → Resistencia a tierra de los 2 pies juntos en serie sobre la capa superficial.
  - $R_s = \rho/4b$  → Resistencia a tierra de un disco metálico de radio b (b = 0.08 m) .Sobre la superficie de una malla homogénea de resistividad  $\rho$ .
  - $C_s$  → Factor de disminución de la capa superficial calculada con la ecuación
  - $P_s$  → Resistividad del material de la capa superficial en  $\Omega$ -m.
- 4) Las tensiones de paso y de toque reales deben ser menores que los respectivos límites máximos permisibles (o tolerables) para obtener seguridad.

### **Efecto de una Capa Superficial o Gravilla.**

Si la capa inferior del terreno tiene una baja resistividad respecto al material superficial, poca corriente de la falla circulará por la parte superior y la corriente a través del cuerpo será considerablemente baja debido a la mayor resistencia del contacto entre la tierra y los pies.

Todo depende de los valores relativos de las características del terreno y de las resistividades y el espesor del material superficial.



Una expresión analítica para la resistencia de puesta a tierra del pie en una capa delgada del material superficial se puede establecer mediante la ecuación empírica que se plantea en la IEEE80 (Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, 2000), que está dentro de un error del 5% frente a otras ecuaciones planteadas en la misma norma.

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09} \quad (12)$$

Dónde:

- $C_s$ , es el factor de disminución de la capa superficial.
- $P$ , es la resistividad del terreno ( $\Omega$ -m).
- $P_s$ , es la Resistividad de la capa superficial ( $\Omega$ -m).
- $H_s$ , es la Espesor de la capa superficial.

### **Corriente máxima a disipar por la malla ( $I_G$ )**

Es el valor máximo de diseño de la corriente de falla a tierra que fluye a través de la malla, teniendo en cuenta ciertos factores que disminuyen o aumentan su valor, como lo son los factores de decremento, el factor de división de corriente, y el factor de proyección o crecimiento que hacia el futuro se planifique la subestación; está dado por la ecuación (13).

$$Sf = \frac{I_g}{3I_0} \quad (13)$$

Dónde:

- $I_g$ , es la corriente simétrica de falla en Amperios (A)
- $3I_0$ , es Corriente simétrica de falla a tierra en A.

- $S_f$ , factor de división de corriente.

$$I_G = I_g * D_f \quad (14)$$

Donde  $I_G$  es máxima corriente que fluye por la malla.

### Consideraciones de acuerdo a la conexión del circuito.

El peor tipo de falla se puede definir como el único resultado de la alta corriente de secuencia cero o el flujo de la corriente de falla hacia el planeta,  $3I_0$ . La falla línea a línea a tierra será el peor tipo de falla si  $Z_1 Z_0 < Z_2$ . En el caso frecuente donde  $Z_2$  se asume igual a  $Z_1$ , las comparaciones antes mencionadas se reducen a  $Z_0 > Z_1$ , y  $Z_0 < Z_2$ .

$Z_1$ ,  $Z_2$  y  $Z_3$  se definen como:

$$Z_1 = R_1 + jX_1$$

$$Z_2 = R_2 + jX_2$$

$$Z_3 = R_3 + jX_3$$

La respuesta a la pregunta de que si la ubicación de la falla produce la corriente máxima de la malla  $I_G$ , involucra muchas consideraciones.

En subestaciones de transmisión con transformadores de tres devanados o auto transformadores, el problema es más complejo. Puede ocurrir la corriente máxima de la malla  $I_G$  por una corriente de falla ya sea en el lado de alta o de baja del transformador; se deben estudiar ambas situaciones. En cualquiera de los casos, se puede asumir que la ubicación de la peor falla es en los terminales del transformador dentro de la subestación, si la contribución del sistema a la corriente de falla es más grande que la de los transformadores de la subestación.

Contrario a esto, la ubicación de la peor falla puede ser fuera de la subestación en una línea de transmisión, si predomina la contribución del transformador.

Claro que existen excepciones a las generalidades vistas anteriormente. Por lo tanto, se debe considerar para un sistema específico varias ubicaciones de falla para la corriente máxima de la malla. Por cada elección, se debe establecer el valor que se aplica de la corriente de secuencia cero  $I_0$  (corriente de falla a tierra).

Para resolver circuitos polifásicos desbalanceados se utiliza el método de Fortescue, que utiliza componentes simétricas para probar que un sistema desbalanceado de  $n$  fasores se puede representar con  $n$  sistemas de fasores desbalanceados.

Para circuitos trifásicos que se considere un sistema desbalanceado, se tiene:

1. Componentes de secuencia positiva, la cual se compone de tres fasores de igual magnitud y separados uno de otro por  $120^\circ$  en la misma secuencia de fase que a los fasores originales.
2. Componentes de secuencia negativa, la cual al igual que la positiva se compone de tres fasores de igual magnitud, pero desfasados  $120^\circ$  en secuencia contraria a las de los fasores originales.
3. Componentes de secuencia cero, que también se compone de tres fasores de igual magnitud pero sin ningún desfase o fase cero.

Para el caso de transformadores de potencia conectados en  $Y$  o  $\Delta$ , la secuencia de los transformadores trifásicos dependen de las conexiones de los devanados primario y secundario, las diferentes combinaciones de los devanados  $\Delta$  y  $Y$  determinan las configuraciones de los circuitos de secuencia cero y el desfase de las componentes de secuencia positiva y negativa.

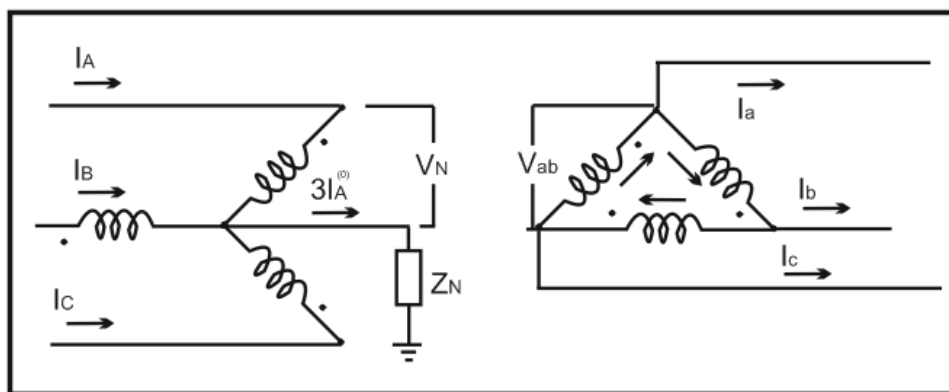
Si se aterriza el neutro en un banco de transformadores Y- $\Delta$  las corrientes de secuencia cero toman una trayectoria a tierra a través de la Y, por que pueden circular en la conexión  $\Delta$  las correspondientes corrientes inductivas.

La corriente que circula en el  $\Delta$  balanceada magnéticamente, la corriente de secuencia cero en la Y, pero no puede fluir en las líneas conectadas a la  $\Delta$ .

De lo anterior se deduce que matemáticamente  $I_a^0 = 0$ .

La ecuación permite dibujar el circuito de secuencia cero de  $\Delta$  para el lado reflejado en el circuito Y.

**Ilustración 13** Análisis de falla a tierra en una configuración estrella-delta



Fuente: Autor

$$V_A^{(0)} + V_A^{(1)} + V_A^{(2)} = \frac{N_1}{N_2} V_{ab}^{(0)} + \frac{N_1}{N_2} V_{Aab}^{(1)} + \frac{N_1}{N_2} V_{ab}^{(2)} \quad (15)$$

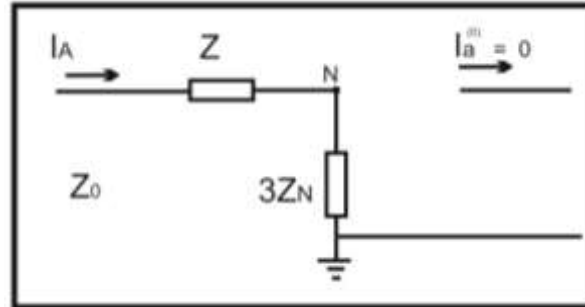
Al igualar,

$$V_A^{(0)} - 3Z_N I_A = \frac{N_1}{N_2} V_{ab}^{(0)} = 0 \quad (16)$$

$$V_A^{(1)} = \frac{N_1}{N_2} V_{ab}^{(1)} = \frac{N_1}{N_2} \sqrt{3} \angle 30^\circ * V_a^{(1)} \quad (17)$$

$$V_A^{(2)} = \frac{N_1}{N_2} V_{ab}^{(2)} = \frac{N_1}{N_2} \sqrt{3} \angle -30^\circ * V_a^{(2)} \quad (18)$$

**Ilustración 14** Corriente de secuencia cero



Fuente: Autor

Después de haber desarrollado el caso de un transformador Y -  $\Delta$ , se puede decir, con respecto a al análisis de puesta a tierra que en sistemas conectados en delta, no circula corrientes de secuencia cero, es decir no hay una corriente circulante a tierra por el circuito o líneas conectada al lado de la delta, de donde podemos partir que los aportes de corrientes de falla a tierra se verán reflejados en el lado Y.

### Factor de decremento (Df)

El factor de decremento se puede hallar en función de la temperatura ambiente y el tiempo de despeje de falla.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} (1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}})} \quad (19)$$

Dónde:

- $t_f$  → Duración de la falla en s o despeje de falla.

- $T_a \rightarrow$  Constante de tiempo de la componente DC. ( $T_a = X/(wR)$ , para 60Hz  
 $T_a = X/(120\pi/R)$ ).
- $X, R \rightarrow$  Componentes de la impedancia subtransitoria de falla que se usan para determinar la relación  $X/R$ . Se puede utilizar la siguiente tabla que relaciona tiempos de despeje de falla contra constante de tiempo  $T_a$ , y donde se obtiene valores típicos de  $D_f$ .

Se puede utilizar la siguiente tabla que relaciona tiempos de despeje de falla contra constante de tiempo, y donde se obtiene valores típicos de  $D_f$ .

**Tabla 10** Valores Típicos para El Factor  $D_f$

<i>Duración de falla</i>		<i>Factor de decremento</i>			
$t_f$		$D_f$			
Segundos	Ciclos A 60 Hz	X/R = 10	X/R = 20	X/R = 30	X/R = 40
<b>0,00833</b>	0,5	1,576	1,648	1,675	1,688
<b>0,05</b>	3	1,232	1,378	1,462	1,515
<b>0,10</b>	6	1,125	1,232	1,316	1,378
<b>0,20</b>	12	1,064	1,125	1,181	1,232
<b>0,30</b>	18	1,043	1,085	1,125	1,163
<b>0,40</b>	24	1,033	1,064	1,095	1,125
<b>0,50</b>	30	1,026	1,052	1,077	1,101
<b>0,75</b>	45	1,018	1,035	1,052	1,068
<b>1,00</b>	60	1,013	1,026	1,039	1,052

Fuente: tomada de (ICONTEC, 2003)

Para hallar la corriente final que fluye por la malla, hay que tener en cuenta el aumento futuro de la carga con un factor de crecimiento, donde el valor 1, corresponde a un crecimiento hacia el futuro nulo.

$$I_G = I_g * D_f * C_P \quad (20)$$

#### **Factor de crecimiento ( $C_P$ ).**

Si la malla de puesta a tierra se construye teniendo en cuenta la capacidad total de la subestación, y no se consideran aumentos futuros de carga ni de alimentadores,  $C_P = 1$ .

#### **Cálculo del factor de división de corriente ( $S_f$ ).**

El proceso del cálculo consiste en derivar una representación equivalente de los cables de guarda, neutros, etc. Esto es, conectarlos a la malla en la subestación y luego resolver el equivalente para determinar qué fracción de la corriente total de falla fluye entre la malla y la tierra circundante, y qué fracción fluye a través de los cables de guarda o neutros, hacia las tierras de las de torres de transmisión adyacentes, que entran y sacan líneas de la subestación.

Por lo tanto  $S_f$  depende de:

$$\frac{(S_f)x}{y} = \left| \frac{\frac{(Z_{eq})x}{y}}{R_g + \frac{(Z_{eq})x}{y}} \right| \quad (21)$$

Dónde:

- $(Z_{eq})_{X,Y}$ , es impedancia equivalente de  $X$  cables de guarda de líneas de transmisión e  $Y$  neutros de alimentadores de distribución.
- $R_g$ , es la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación.

Además se necesita saber:

- a) Localización de la falla.

- b) Magnitud de la resistencia de la malla de puesta a tierra de la subestación.
- c) Cables y tubos enterrados en las vecindades de la subestación o directamente conectados al sistema de puesta a tierra.
- d) Cables de guarda, neutros u otras trayectorias de retorno por tierra.
- e) Líneas de transmisión que entran y alimentadores que salen de la subestación; cantidad, número de cables de guarda y la impedancia de cada uno; cantidad y resistencia de puestas a tierra de pies de torre; longitud de líneas de transmisión y alimentadores; material y calibre de cables de guarda y neutros.

### **Geometría de la malla**

Las limitaciones de los parámetros físicos de una malla de puesta a tierra están basadas en las restricciones físicas y económicas de la misma. Es poco práctico instalar una placa de cobre como sistema de puesta a tierra, debido a las grandes extensiones de área que suelen ocupar las subestaciones y al costo que puede representar el precio de los materiales.

- Los espaciamientos típicos entre conductores (D) están en el rango:
  - $15\text{m} > D > 3\text{m}$
  - Las profundidades típicas (h) están en el rango:
    - $1.5\text{m} > h \geq 0.5\text{ m}$
    - Los calibres típicos de conductores (ACM) están en el rango:
      - $500\text{ MCM} > A_c \geq 2/0\text{ AWG}$
      - El diámetro del conductor de la malla tiene un efecto despreciable sobre la tensión de malla.



- El área del sistema de puesta a tierra ( $A$ ) es el factor más importante en la determinación de la resistencia de malla ( $R_g$ ). Entre mayor sea  $A$ , menor será  $R_g$  y por lo tanto, es menor la elevación del potencial de tierra ( $GPR$ ).

### **Resistividad del terreno ( $\rho$ )**

La resistencia de la malla y los gradientes de tensión dentro de una subestación están directamente relacionados con la resistividad del terreno, lo cual variará horizontal y verticalmente. Se deben reunir suficientes datos relacionados con el patio de la subestación, con base en mediciones directas de resistividad empleando un telurómetro. La resistividad del terreno es directamente afectada por la humedad, la temperatura ambiente y el contenido de agentes químicos.

### **Investigación de la estructura del suelo.**

Las investigaciones sobre resistividad del terreno de una subestación son esenciales para determinar la composición general del suelo y el grado de homogeneidad. Las pruebas de las muestras de excavaciones, perforaciones y otras investigaciones geológicas, proporcionan información útil sobre la presencia de varias capas y la naturaleza del suelo, y dan una idea sobre el rango de resistividad del terreno del sitio.

Sin embargo no es el tema de estudio para este documento, por lo cual no se profundizara en este tema. Solo se hará referencia a la fuente que estudia el tema de las medidas de resistividad.

**Cálculo de la resistencia de una varilla.**

La resistencia de una varilla enterrada a una profundidad comprendida entre 0.5 y 1m, se calcula por:

$$R_v = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \ln \left( \frac{4L}{r} \right) - 1 \right) \quad (22)$$

Dónde:

$R_v$ , es la resistencia de una varilla en  $\Omega$

$\rho$ , es la resistividad del terreno ( $\Omega$ -m)

$L$ : Longitud de la varilla (m)

$r$  : radio de la varilla en m.

**Calculo de la resistencia de la malla**

El valor de la resistencia a tierra puede calcularse por las siguientes ecuaciones

Teniendo en cuenta que para profundidades de la rejilla menores a 0.25 m, respecto de la superficie del terreno, más no se tiene en cuenta la altura de la capa superficial:

$$R_g = \frac{\rho}{4} * \frac{\sqrt{\pi}}{A} + \frac{\rho}{L_T} \quad (23)$$

Para profundidades entre 0.25m y 2.5m:

$$R_g = \rho \left[ \frac{\rho}{L_T} * \frac{1}{\sqrt{20A}} + \left( 1 + \frac{1}{1 + \frac{h\sqrt{20}}{A}} \right) \right] \quad (24)$$

Dónde:

- $h$  es la profundidad de la rejilla en metros.
- $A$  es el área de la subestación

- $\rho$  es la resistividad del terreno
- $L_T$  es la longitud total del conductor

### Cálculo de la tensión máxima de la malla

El valor de la tensión real de la malla se obtiene mediante la expresión:

$$E_m = \frac{\rho * I_G * K_m * K_i}{L_M} \quad (25)$$

Dónde:

$K_m \rightarrow$  Valor geométrico de espaciamiento de la malla, calculado así:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16h * dc} + \frac{(d + 2h)^2}{8D * dc} - \frac{h}{4 * dc} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left( \frac{8}{\pi(2n - 1)} \right) \right] \quad (26)$$

De la expresión  $K_m$  podemos deducir lo siguiente:

- 1) Una variación en el diámetro del conductor no hace variar sensiblemente el valor de  $K_m$ .
- 2) Una variación en la profundidad de enterramiento (dentro de los límites establecidos) no presenta mayor influencia sobre  $K_m$ .
- 3) El espaciamiento de los conductores de la malla es el elemento de mayor peso en la evaluación del coeficiente  $K_m$ , está ligado con el número de conductores en paralelo. [6]

Para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro, o para mallas con varias varillas de tierra en las esquinas, así como para ambas,  $K_{ii} = 1$ ; donde  $K_{ii}$  es un factor de corrección que ajusta los efectos de los conductores sobre la esquina de la malla.

Para mallas sin varillas de tierra, o sólo unas pocas, ninguna localizada en las esquinas o sobre el período:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \quad (27)$$

$K_h$  es un factor de corrección que tiene en cuenta los efectos de la profundidad de la malla, dado por:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad (28)$$

$n$  representa el número de conductores paralelos de una malla rectangular equivalente, y está dado por:

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d \quad (29)$$

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}; n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}; n_c = \left[ \frac{L_x * L_y}{A} \right]^{\frac{0.7A}{L_x * L_y}}; n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \quad (30)$$

- Para mallas cuadradas:  $n = n_a$  ya que  $n_b = n_c = n_d = 1$
- Para mallas rectangulares:  $n = n_a * n_b$  ya que  $n_c = n_d = 1$
- Para mallas en forma de  $L$ :  $n = n_a * n_b * n_c$  ya que  $n_d = 1$

Dónde:

- $L_c \rightarrow$  Longitud total de los conductores de la malla horizontal en  $m$ .
- $L_p \rightarrow$  Longitud del perímetro de la malla en  $m$ .
- $L_x \rightarrow$  Longitud máxima de la malla en la dirección X, en  $m$ .
- $L_y \rightarrow$  Longitud máxima de la malla en la dirección Y, en  $m$ .
- $D_m \rightarrow$  Distancia máxima entre dos puntos cualesquiera de la malla, en  $m$ .
- $K_i$  es el factor de irregularidad y se define como:

$$K_i = 0.644 + 0.148n \quad (31)$$

Para mallas sin varillas de tierra o para mallas con sólo unas pocas varillas esparcidas a través de la malla pero ninguna localizada en las esquinas o a lo largo del perímetro, la longitud efectiva enterrada ( $L_M$ ) es:

$$L_M = L_C + L_R \quad (32)$$

Dónde:

$L_R = n_r * L_r \rightarrow$  Longitud total de todas las varillas

$n_r \rightarrow$  Número de varillas.

$L_r \rightarrow$  Longitud de cada varilla.

Para mallas con muchas varillas de tierra en las esquinas, así como a lo largo del perímetro, la longitud efectiva enterrada ( $L_M$ ) es:

$$L_M = L_C + \left[ 1.55 + 1.22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{Lx^2 + Ly^2}} \right) \right] * L_R \quad (33)$$

### Cálculo de la tensión real de paso

El valor de tensión real de paso se calcula mediante:

$$Em = \frac{\rho * I_G * K_S * K_i}{L_S} \quad (34)$$

Para mallas con o sin varillas de tierra, la longitud efectiva del conductor enterrado  $L_S$  es:

$$L_S = 0.75 * L_C + 0.85 * L_R \quad (35)$$

Se asume que la tensión de paso máxima ocurre sobre una distancia de 1m hacia fuera del conductor perimetral que rodea la malla.

El valor de  $K_S$  se calcula así:

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \right) * (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad (36)$$

Esta ecuación es válida para profundidades de enterramiento de  $0.25m < h < 2.5m$ .

## BIBLIOGRAFÍA

- Asea Brown Boveri ABB. (2010). Sistema Modular. *Subestación aislada en gas tipo ELK-04 Sistema modular hasta 170 kV, 4000 A. 63 kA, 4,5.*
- Christian J. Abrego, R. H. (2003). *Manual para Aterrizaje en Subestaciones y Sistemas eléctricos.* El Salvador: Sin Editorial.
- Clemente, J. M. (1991). *Instalaciones de Puesta a Tierra en Centros de Transformación.* Málaga: Sin Editorial.
- Comite de Normalización. (2005). *Norma NRF-011-CFE Sistemas de Tierra para Plantas y Subestaciones Eléctricas.* Mexico D.F: Sin Editorial.
- CREG. (09 de 09 de 2011). *Comision de Regualación de Eléctricidad y Gas.* Recuperado el 06 de 06 de 2013, de <http://apolo.creg.gov.co/>
- Erasmus LTDA. (02 de 08 de 2010). *Curso de Puestas a Tierra.* Recuperado el 20 de 08 de 2014, de [www.erasmus.com.co](http://www.erasmus.com.co): [www.erasmus.com.co](http://www.erasmus.com.co)
- German Ospina, J. V. (2007). *Fundamentos e Ingeniería de las Puesta atierra, Respuesta ante Falla Eléctrica y Rayos.* Medellin: universidad de Antioquia.
- Horacio Torres, J. C. (1985). *Conferencia Coordinación de Aislamiento.* Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.
- ICONTEC. (2003). *Proyecto de Norma Tecnica Colombiana NTC 389/03.* Bogotá: Sin editorial.
- José S. Ramírez Castaño, E. A. (2010). *Sistema de Puesta a Tierra: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF.* Manizales: Editorial Blanecolor Ltda.
- Libardo. (1982). *Comparación Técnica y Económica entre Subestaciones Convencionales y Aisladas en SF6.* Bogotá: Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia.
- Luis Eduardo Gallego Vega, J. H. (1999). *Desarrollo de un programa de computador para el análisis de mallas de puesta a tierra para tensiones AC y DC.* Bogotá: Facultad Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Clombia.
- Ministerio de Minas y Energía. (2008). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas .* Bogotá: Sin editorial.
- Montaña, J. (2011). *Teoria de Puestas a Tierra.* Barranquilla-Bogotá: Universidad del Norte.
- Muela, E. (2011). *Memorias del sistema de puesta a tierra de la central hidroeléctrica El Quimbo, documento Qd-ITE-50e-001.* Bogotá: Ingetec.

Patrocinio L. Ararat D., L. N. (1974). *Criterio de puesta a tierra en subestaciones de alta tensión*. Bogotá: Facultad Ingeniería Eléctrica.

Romero, J. C. (2014). *Subestaciones Fundamentos Teóricos y Consideraciones*. Bogotá: Facultad Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia.

Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society. (2000). *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding Std 80-2000*. USA: IEEE-SA Standards Board.

Vanegas, J. S. (2007). *Evaluación Técnica del Sistema de Puesta a Tierra de la Subestacion (115 / 13.8 kV) de Termocoa*. Bogotá: Sin Editorial.

Villamil, C. F. (1994). *Característica de un Sistema de Puesta a Tierra*. Bogotá: Facultad Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia.