



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**  
**SEDE CUENCA**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**“ANÁLISIS DE NORMATIVA DE PUESTA A TIERRA PARA SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS”**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
título de Ingeniero Eléctrico

**AUTORES: PAÚL SEBASTIÁN GARAY CÓRDOVA**  
**CARMEN MARÍA TOLEDO ILLESCAS**

**TUTOR: ING. EDGAR ANTONIO BARRAGÁN ESCANDÓN, PHD.**

Cuenca - Ecuador

2023

## CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Paúl Sebastián Garay Córdova con documento de identificación N° 0106913072 y Carmen María Toledo Illescas con documento de identificación N° 0105380166; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 28 de febrero del 2023

Atentamente,



---

Paúl Sebastián Garay Córdova

0106913072



---

Carmen María Toledo Illescas

0105380166

## CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Paúl Sebastián Garay Córdova con documento de identificación N° 0106913072 y Carmen María Toledo Illescas con documento de identificación N° 0105380166, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto técnico con enfoque investigativo: “Análisis de normativa de puesta a tierra para sistemas fotovoltaicos”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 28 de febrero del 2023

Atentamente,



---

Paúl Sebastián Garay Córdova

0106913072



---

Carmen María Toledo Illescas

0105380166

## **CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Yo, Edgar Antonio Barragán Escandón con documento de identificación N° 0102516457, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “ANÁLISIS DE NORMATIVA DE PUESTA A TIERRA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS”, realizado por Paúl Sebastián Garay Córdova con documento de identificación N° 0106913072 y por Carmen María Toledo Illescas con documento de identificación N° 0105380166, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico con enfoque investigativo que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 28 de febrero del 2023

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:  
EDGAR ANTONIO  
BARRAGAN ESCANDON

---

Ing. Edgar Antonio Barragán Escandón, PhD.

0102516457

## AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi gratitud a Dios por haberme otorgado la sabiduría necesaria para alcanzar mis metas y desarrollarme tanto a nivel personal como profesional. Asimismo, deseo agradecer a mis padres por su apoyo incondicional y por recordarme constantemente que soy capaz de lograr cualquier cosa que me proponga sin rendirme.

También, quiero agradecer al Ingeniero Antonio Barragán E., mi tutor de proyecto de titulación, por su paciencia y dedicación al guiarme en el desarrollo de este proyecto y asegurarse de que se cumpla su objetivo principal.

**Paúl Sebastián Garay Córdova**

En primer lugar, doy gracias a Dios por brindarme la sabiduría y la perseverancia necesarias para alcanzar este objetivo. También quiero expresar mi agradecimiento a mis padres, hermanos y amigos por el apoyo incondicional que me brindaron durante todo este tiempo.

Por último, quiero agradecer al Ingeniero Antonio Barragán E. por su asistencia en la realización de este proyecto y por compartir sus conocimientos conmigo en el aula de clases.

**Carmen María Toledo Illescas**

## DEDICATORIA

Este proyecto es muy significativo para mí, ya que marca la finalización de una etapa importante en mi vida y me produce una gran satisfacción. Con mucho cariño dedico este trabajo en especial a mis padres, mis hermanos que siempre han estado apoyándome incondicionalmente, recordando que soy capaz de todo si de verdad nos lo proponemos. A toda mi familia que cada uno con sus consejos me han ayudado a no rendirme y creer en mi.

**Paúl Sebastián Garay Córdova**

Dedico este proyecto de titulación de manera especial a mis padres Martín y Carmen quienes, con su apoyo constante y enseñanzas me ayudaron a ser una mejor persona y su ejemplo de perseverancia me motivaron a culminar con esta meta. A mis hermanos José y Belén quienes con su ejemplo y consejos me recordaron cada día a no darme por vencida. Y finalmente dedico este proyecto a mis abuelitos Alfonso (+) y María quienes con su amor y valores inculcados fueron el motivo para culminar esta meta.

**Carmen María Toledo Illescas**

## RESUMEN

La puesta a tierra es un elemento esencial en los sistemas fotovoltaicos ya que garantiza la seguridad de las personas y la protección del equipo. Los sistemas fotovoltaicos producen energía eléctrica a partir de la radiación solar y la convierten en corriente eléctrica continua. Si la corriente no está controlada y se produce una falla, existe un riesgo potencial de electrocución o daño al equipo. La puesta a tierra permite disipar la corriente de falla de manera segura hacia el suelo, evitando así que se acumule y se propague por el sistema. De esta manera, se reducen los riesgos de descarga eléctrica y se protege el equipo de daños. Este proyecto se presenta una visión general de los requerimientos de puesta a tierra en los sistemas fotovoltaicos. Se establecen los procedimientos para el diseño de un sistema de puesta a tierra, varios métodos y recomendaciones basadas en normativas y casos estudios, como resultado se presenta una propuesta general de puesta a tierra para sistemas fotovoltaicos.

**Palabras clave:** conductor, resistencia, tensión, corriente, conexión equipotencial, malla.

## ABSTRACT

Grounding is an essential element in photovoltaic systems as it ensures the safety of people and the protection of equipment. Photovoltaic systems produce electrical energy from solar radiation and convert it into direct electrical current. If the current is not controlled and a fault occurs, there is a potential risk of electrocution or damage to the equipment. Grounding allows the fault current to be safely dissipated to the ground, thus preventing it from accumulating and spreading through the system. This reduces the risk of electric shock and protects the equipment from damage. This project presents an overview of grounding requirements for photovoltaic systems. It establishes the procedures for the design of a grounding system, various methods and recommendations based on standards and case studies, and as a result, a general grounding proposal for photovoltaic systems is presented.

**Keywords:** conductor, resistance, voltage, current, equipotential bonding, mesh.



# Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Justificación . . . . .	1
1.2. Alcance . . . . .	1
1.3. Estado del Arte. . . . .	1
1.4. Objetivos . . . . .	9
1.4.1. Objetivo General . . . . .	9
1.4.2. Objetivos Específicos . . . . .	10
<b>2. Marco Teórico</b>	<b>11</b>
2.1. Rango de corriente tolerable . . . . .	12
2.1.1. El efecto de la frecuencia . . . . .	13
2.1.2. Efecto de la duración y magnitud . . . . .	13
2.2. Circuito accidental . . . . .	14
2.2.1. Tensión de contacto . . . . .	14
2.2.2. Tensión de paso . . . . .	15
2.3. Requerimiento eléctrico . . . . .	16
2.3.1. Corrientes de cortocircuito en Corriente Alterna . . . . .	16
2.3.2. Efecto de la falla en corriente continua en sistema de puesta tierra . . . . .	17
2.3.3. Dimensionamiento del neutro . . . . .	18
2.4. Dimensionamiento del conductor de puesta a tierra . . . . .	19
2.4.1. Calibre mínimo para puesta a tierra . . . . .	20
2.5. Resistividad del terreno . . . . .	20
2.6. Valor de la resistencia eléctrica del suelo . . . . .	21
2.7. Resistencia de puesta a tierra . . . . .	22
2.8. Evaluación de la resistencia de la tierra . . . . .	23
2.8.1. Puesta a tierra a largo de los paneles fotovoltaicos . . . . .	24
<b>3. Metodología</b>	<b>26</b>
3.1. Recopilación de normas y regulaciones . . . . .	28
3.1.1. Normativa Americana . . . . .	28
3.1.2. Normativa Europea . . . . .	30
3.2. Interpretación de mediciones de resistividad del suelo. . . . .	32
3.2.1. Modelo de suelo uniforme . . . . .	33
3.2.2. Modelo de suelo de dos capas por método gráfico de Sunde . . . . .	34

3.3.	Valores de seguridad . . . . .	36
3.3.1.	Voltaje de Toque y Paso de la IEEE . . . . .	36
3.3.2.	Voltaje de Toque y Paso de la UNE . . . . .	37
3.4.	Análisis de cortocircuito . . . . .	39
3.4.1.	Falla de Trifásica a tierra . . . . .	39
3.5.	Dimensionamiento del conductor de puesta a tierra. . . . .	42
3.5.1.	Conductor del neutro . . . . .	42
3.5.2.	Diseño del conductor mediante la IEEE . . . . .	43
3.5.3.	Dimensionamiento del conductor mediante la UNE . . . . .	44
3.5.4.	Diseño del conductor mediante la IEC . . . . .	45
3.5.5.	Conductores en función del NFPA 70® . . . . .	46
3.6.	Malla de puesta a tierra características. . . . .	48
3.6.1.	Profundidad de entierro de malla con respecto al suelo. . . . .	48
3.6.2.	Resistencia de Puesta a Tierra. . . . .	49
3.7.	Diseño de malla de puesta a tierra . . . . .	50
3.7.1.	Diseño de una malla en forma simétrica . . . . .	51
3.7.2.	Diseño de una malla mediante elementos finitos. . . . .	54
3.8.	Cálculo de voltaje máximo de paso y voltaje de malla. . . . .	56
3.8.1.	Voltaje de malla. . . . .	56
3.8.2.	Cálculo de la tensión real de paso . . . . .	59
3.9.	Medición de la resistencia de tierra ya instalada. . . . .	59
3.9.1.	Método de la caída de potencial. . . . .	59
3.9.2.	Método de intersección de curvas. . . . .	61
3.10.	Tipos de puestas a tierra . . . . .	63
3.10.1.	Sistema TT . . . . .	63
3.10.2.	Sistema IT . . . . .	64
3.10.3.	Sistema TN . . . . .	65
3.11.	Puesta a tierra para protección ante las descargas atmosféricas. . . . .	68
3.11.1.	Varilla de terminal de aire . . . . .	70
3.11.2.	Disposición de los electrodos de puesta a tierra . . . . .	72
3.11.3.	Conductor de bajante . . . . .	73
3.12.	Acotaciones generales . . . . .	75
3.12.1.	Sistemas fotovoltaicos instalados en los suelos . . . . .	75
3.12.2.	Masas metálicas expuestas . . . . .	76
3.12.3.	Características técnicas . . . . .	78

<b>4. Discusión</b>	<b>80</b>
4.1. Interpretación de mediciones de resistividad del suelo. . . . .	80
4.2. Voltajes de seguridad . . . . .	81
4.3. Diseño del conductor . . . . .	81
4.4. Diseño de la malla . . . . .	82
4.5. Cálculo de voltajes máximos paso y voltaje de malla . . . . .	84
4.6. Medición de malla de puesta a tierra instalada . . . . .	84
4.7. Tipos de puesta a tierra . . . . .	85
4.8. Puesta a tierra para protección ante las descargas atmosféricas	88
<b>5. Resultados</b>	<b>91</b>
5.1. Propuesta para una puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos .	91
5.1.1. Modelado del suelo (Paso 1). . . . .	91
5.1.2. Valores de seguridad (Paso 2). . . . .	92
5.1.3. Diseño del conductor (Paso 3). . . . .	92
5.1.4. Características de la malla de puesta a tierra (Paso 4). . . . .	92
5.1.5. Diseño de la malla de puesta a tierra (Paso 5). . . . .	93
5.1.6. Cálculo de voltaje máximo de paso y voltaje de malla (Paso 6). . . . .	93
5.1.7. Resistencia de puesta a tierra ya instalada (Paso 7). . . . .	93
5.1.8. Tipos de puesta a tierra (Paso 8). . . . .	94
5.1.9. Puesta a tierra para protección ante las descargas at- mosféricas (Paso 9). . . . .	94
5.1.10. Acotaciones generales (Paso 10). . . . .	94
5.2. Resumen de la propuesta . . . . .	95
<b>6. Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>96</b>
6.1. Conclusiones . . . . .	96
6.2. Recomendaciones . . . . .	97
<b>Anexos</b>	<b>106</b>

## Índice de figuras

1.	Flujograma de metodología. . . . .	27
2.	Gráfica Sunde. . . . .	34
3.	Tensiones de contacto admisible. . . . .	38
4.	Programa CYMGrd. . . . .	55
5.	Método de la caída de potencial para medir la resistencia total del sistema de puesta a tierra . . . . .	60
6.	Método de intersección de curvas para medir la resistencia total del sistema de puesta a tierra . . . . .	62
7.	Diagrama del sistema TT. . . . .	64
8.	Diagrama del sistema IT. . . . .	65
9.	Diagrama del sistema TN-C. . . . .	66
10.	Diagrama del sistema TN-S . . . . .	66
11.	Distancia de alcance de un rayo en función de la altura del edificio. . . . .	69
12.	Espacio de protección del pararrayos . . . . .	70
13.	Varilla de terminal de aire aislado. . . . .	71
14.	Varilla terminal de aire no aislado. . . . .	71
15.	Estructura metálica de un sistema fotovoltaico instalado en el suelo. . . . .	75
16.	Ejemplo de conexión a tierra de un inversor . . . . .	79
17.	Resistencia esperada. . . . .	108
18.	Gráfica $\rho_a$ vs. $a$ para el método de Sunde . . . . .	110
19.	Terreno de dos capas . . . . .	111
20.	Dimensionamiento de la malla . . . . .	113
21.	Malla con dimensiones asimétricas . . . . .	117
22.	Diagrama de control de potencial. . . . .	119
23.	Diagrama de perfil de potencial . . . . .	120
24.	Diagrama equivalente falla monofásica. . . . .	122
25.	Diagrama equivalente de la segunda falla consecutiva. . . . .	124

## Índice de tablas

1.	Corriente admisible por el cuerpo humano . . . . .	13
2.	Valores límite superiores de la resistencia de puesta a tierra. . .	23
3.	Comparación de modelo de suelo . . . . .	35
4.	Comparación de voltaje de Toque y Paso según cada normativa. .	39
5.	Impedancias de cortocircuito en % [1]. . . . .	40
6.	Corriente monofásica de defecto de arco fase tierra [2] . . . . .	41
7.	Constantes de los materiales [3]. . . . .	44
9.	Constantes según el material [4] . . . . .	45
10.	Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra [5]. . . . .	47
11.	Comparación del dimensionamiento y diseño del conductor según cada normativa. . . . .	48
12.	Profundidad de la Malla . . . . .	49
13.	Valores recomendados de puesta a tierra. . . . .	50
14.	Tipos de puestas a tierra según cada normativa. . . . .	67
15.	Comparación de conexiones . . . . .	67
16.	Indicadores de la Tabla 15 . . . . .	68
17.	Comparación de protecciones ante descargas atmosféricas según cada normativa. . . . .	74
18.	Valores de resistencia. [6] . . . . .	106
19.	Medidas de resistividad del terreno . . . . .	109

# CAPÍTULO 1

## 1. Introducción

### 1.1. Justificación

Este proyecto de titulación se justifica debido a que es necesario reducir los riesgos del personal y la protección a equipos eléctricos utilizados en sistemas fotovoltaicos. Se fundamenta la propuesta en el análisis de normas existentes, lo que permitirá identificar las mejores prácticas para garantizar la puesta a tierra adecuada de los sistemas fotovoltaicos.

### 1.2. Alcance

El presente proyecto está dirigido a ingenieros eléctricos, empresas de distribución, así como a usuarios que deseen poner en funcionamiento un sistema fotovoltaico. Los técnicos deberán conocer las normativas que son utilizadas para su implementación. Además, los resultados del proyecto se pueden utilizar como recurso valioso para la creación de futuros proyectos en esta área.

### 1.3. Estado del Arte.

Es indiscutible la importancia de la puesta a tierra en cada una de las instalaciones eléctricas sin excepción, debido a que su uso es esencial para la protección de personas, equipos y artefactos eléctricos. Así como para la protección de la red eléctrica durante perturbación que ocasionen sobre

voltajes transitorios [7].

El Código Eléctrico Nacional (NEC), define en el Artículo 250 una puesta a tierra como: “Una conexión conductiva intencional o no intencional entre un circuito o equipo y la tierra, o con un conductor que actúa como sustituto de la tierra” [8]. La principal función del sistema puesta a tierra (SPT) consiste en conducir por caminos de baja impedancia una corriente de falla eléctricas hacia la tierra, antes de que la seguridad de las personas y equipos eléctricos se vea involucradas, o bien, establecer contacto con ella sin que se vea comprometida cualquier equipo de operación del sistema eléctrico [9].

Moongilan analiza la puesta a tierra de múltiples electrodos para minimizar los daños causados por los rayos y a la vez minimizar los daños personales y materiales de las corrientes de sobretensión. Se sugiere la puesta a tierra de múltiples electrodos para minimizar los daños causados por descargas atmosféricas [10]. La malla de tierra convencional consiste en un reticulado de conductores interconectados enterrados a una cierta profundidad en el terreno, su objetivo es reducir al mínimo los riesgos eléctricos para la seguridad de las personas [11].

En [12], se presentan estrategias de puesta a tierra en redes de corriente continua y se analizan sus estructuras. Se describen las características ante una falla a tierra si es un sistema unipolar o bipolar. Además, se analiza el impacto de los sistemas de puesta a tierra desde varias perspectivas técnicas.

La estrategia de conexión a tierra de una microred de CA afecta su respuesta de falla de línea a tierra, por lo que en [13] se analiza la seguridad personal/equipo, la continuidad del servicio, los requisitos de aislamiento y los criterios de protección. Se recalca que un conocimiento integral de las

estrategias de puesta a tierra disponibles y sus efectos es esencial para el diseño y operación de los componentes de la microred y especialmente para su protección.

En [14], se realiza un análisis comparativo con respecto de la eficiencia de la puesta a tierra entre cobre y acero galvanizado, el método consistía en mediciones cada 15 días durante 6 meses demostrando que el cobre es más eficiente que el acero pero su costo con el pasar de los años va en aumento.

En [15], se aborda el tema de los voltajes de toque y el voltaje de paso en el caso que se presente una falla a tierra en sus diferentes configuraciones y la peligrosidad del mismo dependiendo de naturaleza (unipolar y bipolar).

Darlington en [16] analizó la conexión a tierra aplicada a un sistema eléctrico fotovoltaico (FV). Se indicó que esto puede referirse tanto a las partes conductoras, que están expuestas, como: los marcos metálicos de los paneles, sistema de generación de energía eléctrica, las partes activas del sistema FV. Además, señala que un sistema FV sólo puede conectarse a tierra si están separado galvánicamente de la red eléctrica y esto puede ser mediante un transformador.

Dominguez y Puelo en [17] indican que el sistema fotovoltaico conectado a tierra brinda una mayor protección personal debido a que se encarga de reducir la diferencia de potencial a un valor muy cercano a cero.

Bower y Wiles [18], analizan las puesta a tierra en los sistemas de energía fotovoltaica. Al ser estas fuentes de corriente requieren diferentes técnicas de conexión a tierra en comparación con las fuentes de voltaje convencionales. Además, se menciona las rutas de fuga distribuidas, las rutas de fallas múltiples y elementos de protección con el fin de mejorar la protección personal.



En [19], se presenta un análisis de la influencia del apoyo fotovoltaico en el rayo transitorio bajo impacto directo de rayo. Se demuestra cómo se distribuye la sobretensión a lo largo del soporte metálico, los beneficios y riesgos que tendrá el sistema si este se encuentra equipotenciado, así como el número de patas que tiene el soporte, la altura con respecto al suelo y la inclinación del mismo.

En [20] se estudia el rendimiento de un sistema de protección contra rayos (LPS) en un parque fotovoltaico (PV) conectado a la red mediante la simulación de diferentes escenarios con el uso de una herramienta de software adecuada. En el artículo se examina el potencial desarrollado debido a la caída de rayos considerando las varillas de terminal de aire en externos aislados y no aislados.

Puesto que la obtención de un modelo aproximado, lo más parecido al suelo real es fundamental para garantizar la operación y seguridad del sistema. En [6] se enumera las reglas que debe cumplir un sistema de puesta a tierra guiada principalmente los estándares IEEE. También se establece los resultados de medición de la resistencia de un suelo con lo que seguía en el diseño de la malla.

En la actualidad hay varios casos prácticos para puestas a tierra en sistemas fotovoltaicos como [21], [22], [23], [24]. Actualmente no existe una normativa que especifique como diseñar el sistema de puesta a tierra en los sistemas fotovoltaicos por lo generalmente en estos diseños se utilizan los lineamientos que establecen los IEEE, IEC y el NFPA 70®<sup>®</sup>, donde se establecen los límites de seguridad, elementos de protección o sugerencias para reducir la resistividad de la puesta tierra.

Para el diseño de una puesta tierra en instalaciones eléctricas de bajo voltaje, se puede aplicar la normativa internacional IEC 60364-5-54:2011 [25], en especial para el diseño del neutro por donde circula una gran cantidad de corriente al momento de la falla. En particular se emplea el Capítulo 5-54 en el que se aborda, configuraciones y conductores de puesta a tierra, incluidos los conductores de unión protectora, para satisfacer la seguridad de la instalación eléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos pueden cargarse electrostáticamente debido de su funcionamiento o por una falla a tierra. Y bajo estas condiciones, se puede producir diferencia de potencia en las partes metálicas en del sistema. Dependiendo del nivel de voltaje y la masa del sistema (partes metálicas) la diferencia de potencial puede resultar peligroso para el usuario, trabajadores o equipos [26].

La norma IEEE 2778 [27], es una guía que está dirigida específicamente al diseño de puesta a tierra en los sistemas fotovoltaicos en escala de servicio público a una potencia igual o superior a 5 MW. En este caso se tiene como característica que ocupan una gran extensión de metros cuadrados para su construcción. Esta guía no está destinada para plantas fotovoltaicas pequeñas y subestaciones para interconectar la planta; sin embargo, si la subestación está dentro de la planta, es posible que se apliquen algunas secciones de la guía.

La necesidad de implementar un sistema puesta a tierra a un sistema fotovoltaico surge porque es necesario la limitación de la tensión en las masas metálicas se puede lograr mediante la implementación de un sistema de puesta a tierra adecuado, que permita disipar las corrientes de falla de manera

segura y eficiente. En Ecuador no se encuentra un reglamento específico aplicado a sistemas fotovoltaicos, pero se debe tener en cuenta lo que establecen las regulaciones locales. En la regulación ARCONEL 003/18 fue derogada en julio del 2021 [28], pero el ARCERNNR-001/2021 [29] sustenta que los consumidores que fueron aprobadas con la anterior regulación no tendrán que realizar ningún trámite adicional. También en la autorización de permiso para la conexión, instalación y operación de microsistemas fotovoltaicos dirigida a la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos [30], menciona que se conservará el criterio de la regulación para un diseño de puesta a tierra en donde, menciona que todas las partes metálicas del sistema fotovoltaico, tanto en C.C. y C.A., se requiere que estén enlazados a un sistema de tierra común y no a múltiples sistemas de tierra, el cual deberá ser completamente independiente al de la empresa distribuidora. Sin embargo, estas disposiciones no aclaran, por ejemplo, que tipo de conexión debe realizarse si el usuario es propietario de un transformador. Por esta razón, es necesaria una normativa funcional para que se complemente en el diseño y construcción local de un sistema de puesta a tierra para sistemas fotovoltaicos.

En la Norma IEEE 142 [31], aborda los problemas relacionados con la conexión a tierra del sistema eléctrico, como la conexión a tierra del neutro, de la esquina del delta o de la mitad de una fase. Se examinan tanto los beneficios como los inconvenientes de los sistemas con conexión a tierra y sin conexión a tierra. Además, se ofrece información detallada sobre cómo llevar a cabo la conexión a tierra del sistema, dónde es apropiado conectarlo y cómo elegir el equipo necesario para conectar a tierra los circuitos neutros.

Se examina la conexión de estructuras y cubiertas de dispositivos eléctricos.

cos como transformadores, motores, interruptores, barras colectoras, cables, conductos, edificios y equipos portátiles a un sistema de puesta a tierra. Se proporcionan los fundamentos necesarios para interconectar un sistema de conductores de tierra entre los equipos eléctricos y las picas de tierra o tuberías de agua, entre otros. Se abordan los problemas relacionados con la electricidad estática, tales como su generación, los procesos que pueden producirla, la manera de medirla y las medidas que se deben tomar para evitar su generación o drenar las cargas estáticas a tierra y así evitar chispas. Además, se explican los métodos utilizados para proteger las estructuras contra los efectos de los rayos. Asimismo, se discute la importancia de lograr una conexión a tierra de baja resistencia y se describen los métodos utilizados para conseguirlo, incluyendo el uso de picas de tierra y conexiones a tuberías de agua. Se incluye un capítulo aparte sobre equipos electrónicos.

En el Código Eléctrico Nacional (NEC) o NFPA 70®[5] en el artículo 690 se especifica como diseñar un sistema fotovoltaico. La sección 690-41 a la sección 690-47 del mismo establece los requisitos técnicos del diseño de puesta a tierra exigibles a cumplirse para realizar una instalación segura en la protección de equipos y seres vivos que se encuentren en contacto con el sistema fotovoltaico.

En la mayoría de las pautas de instalación, la puesta a tierra de una planta fotovoltaica independientemente de su potencia es similar al de las subestaciones y puede diseñarse de acuerdo con IEEE Std 80 [3]. La norma en cuestión no tiene como objetivo específico las plantas fotovoltaicas, sino que su implementación directa dependerá de su tamaño y viabilidad económica. Su aplicación implica un proceso de cálculo detallado que puede conducir a

una variedad de diseños. El enfoque principal de esta norma es garantizar la seguridad en la conexión a tierra de subestaciones de C.A., lo que implica el cálculo de voltajes aceptables para evitar riesgos de choque eléctrico.

La norma IEEE 665 [32], proporciona una guía para el diseño de sistemas de puesta a tierra en las estaciones generadoras y para prácticas de puesta a tierra aplicadas a estructuras, equipos interiores y exteriores de estaciones generadoras, incluida conexión entre sistemas de puesta a tierra de estaciones y subestaciones, sus lineamientos de seguridad están vinculados a normativa [3].

La Normativa Europea UNE EN 50522:2012 [4], se emplea para planificar la estructura de conexión a tierra con una tensión nominal superior 1 kV C.A. y con frecuencia de hasta 60 Hz. Su procedimiento es similar al IEEE 80, donde se prioriza el voltaje de toque y de paso, así como la durabilidad sus elementos ante las distintas fallas eléctricas y la corrosión de los elementos, una de las principales áreas donde se utiliza es en las plantas generadoras de energía ya sea una o más unidades, asimismo si el sistema de baja y media tensión se encuentran cercanos se puede realizar una interconexión o distanciamiento de la puesta a tierra.

Los sistemas fotovoltaicos principalmente los que se encuentran instalados en los techos las edificaciones con altura considerable se encuentran expuestos a la probabilidad ante una descarga atmosféricas. En [33], especifica los elementos que se deben ocupar como sistemas de protección, y en [34, 35], especifican el dimensionamiento del conductor de bajante, distancia de seguridad y sus características.

Como se mencionó en la [28], es necesario conectar todas las piezas de

metal a un solo sistema de conexión a tierra, es decir que todas estas partes metálicas deben estar conectadas entre sí mediante un conductor de protección y aterrizadas a tierra para garantizar la equipotencialidad del sistema. En BS EN 50310 [36] especifica los parámetros del diseño de conductor de protección y los lineamientos de seguridad de que debe cumplir.

El sistema de generación en los sistemas fotovoltaicos constan de equipos electrónicos como el inversor o los que se encuentran conectados a él (equipos de consumo) generalmente son de bajo voltaje. El IEEE 446 [37], establece recomendaciones de puesta a tierra un máximo de 600 V. En IEC 60728-11 [38] y TIA-607-B [39], establece las características para la equipotencialidad de las partes metálicas y el valor recomendable de la resistencia de puesta a tierra.

No obstante, en los sistemas de distribución eléctrica que implican la conexión a tierra de transformadores y medidores residenciales, no es necesario aplicar este diseño en particular. Por esta razón, se requiere desarrollar diseños prácticos de SPT que no dependan de programas extremadamente complejos y que involucren un número excesivo de variables [40].

## 1.4. Objetivos

### 1.4.1. Objetivo General

Plantear una propuesta general de puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos, a partir del estudio de estándares estadounidenses y europeos.

### **1.4.2. Objetivos Específicos**

- Analizar distintos estándares y casos de estudios aplicados en el sector nacional e internacional.
- Comparar diferentes métodos aplicados al diseño de un sistema de puesta a tierra.
- Establecer los requerimientos necesarios para su implementación.

# CAPÍTULO 2

## 2. Marco Teórico

Para realizar el análisis de las distintas normas que permitirán el desarrollo del proyecto se considera la norma europea IEC 60364-5-54 [25] y la norma española UNE EN 50522:2010 [4]. Estas contemplan las configuraciones de los sistemas de puesta a tierra en baja y media tensión, así como los conductores de protección para su funcionamiento adecuado. En estas normativas también se incluye la resolución de los conductores de unión protectora para satisfacer la seguridad de la instalación eléctrica.

En el estándar IEEE 80-2013 [3] y el IEEE 665 [32], se contempla especialmente la conexión a tierra en subestaciones y plantas de generación de corriente alterna. En el caso de las instalaciones fotovoltaicas el limitante es el costo pues las plantas fotovoltaicas cubren grandes extensiones de terreno para su construcción. La guía IEEE 2778 [27] optimiza al máximo costo de construcción de la puesta a tierra en los sistemas fotovoltaicos de grandes áreas, al utilizar las estructuras donde se sujetan los paneles fotovoltaicos como malla de puesta a tierra.

El National Electrical Code (NEC) o NFPA 70®[5], tiene influencia en los países de habla hispana como: México, Perú, Guatemala, Honduras, Venezuela, Ecuador, Costa Rica, Panamá, República Dominicana y Colombia. Por ejemplo, la normativa NTC 2050 [41] es propia del país de Colombia, donde su sistema de referencia proviene del NFPA 70®[5], la NTC 250 [41], también lo ocupa Venezuela, México ocupa directamente el [5]. En el artículo 250 del NEC, se establecen los requerimientos para la conexión de tierra



y puentes de unión, donde se encuentran sustentados: métodos de puesta a tierra, la ubicación de las conexiones de la puesta a tierra, conductor del circuito, tipos y tamaños de los conductores, electrodos y uniones. Además, en la misma normativa en el Artículo 690 [5], específicamente en la sección 690.41 a la sección 690.50 establecen el procediendo técnico a seguir para el diseño de sistema de puesta a tierra en un sistema fotovoltaico, dicho procedimiento hace referencia al artículo 250.

Ecuador no cuenta con una normativa para el diseño de una puesta a tierra en sistemas fotovoltaico, pero si requerimiento. En [28], se establecen los componentes metálicos que estén incluidos en la instalación del sistema fotovoltaico. Tanto en corriente continua como en corriente alterna deberán contar con un único sistema de puesta a tierra independientemente de la empresa de distribución. En cuanto a los lineamientos de construcción se sigue [42] y [5] donde especifica el número de conductor para puesta a tierra, conductor mínimo y la resistencia de puesta a tierra.

## 2.1. Rango de corriente tolerable

Los efectos que provoque la corriente eléctrica en cuerpo humano dependen de: frecuencia, duración y magnitud de la misma. Las normativas y artículos de protección personal priorizan evitar la fibrilación ventricular [27], [3], [5], [32], [4].

En [3] se describe el efecto que tendrá la frecuencia, la amplitud y el tiempo se encuentra sujeto, dichos argumentos se basan en las investigaciones que realizo [43], lo que consistía en someter a una cantidad determinada de personas a diferentes valores de corriente en C.A. y observar los efectos que

tenía en ellas.

### 2.1.1. El efecto de la frecuencia

El ser humano es vulnerable a una frecuencia de 50 Hz a 60 Hz. La corriente alrededor 0.1A puede resultar letal, en cambio, a una frecuencia de 25 Hz puede soportar una corriente 5 veces mayor y en frecuencia de 3000 Hz a 10000 Hz el cuerpo puede soportar corrientes de una mayor amplitud. Es así que se han registrado casos donde las personas sobreviven a impactos directos de rayos por su nivel de frecuencia [3], [31].

### 2.1.2. Efecto de la duración y magnitud

La duración de la falla depende de su tiempo de despeje, ese tiempo está coordinado con las protecciones del sistema [3]. En la Tabla 1, se explica en detalle la corriente admisible que pasa a través del cuerpo humano en función de la duración de la corriente de falla [4].

Tabla 1: Corriente admisible por el cuerpo humano

Duración del efecto [s]	Corriente que pasa a través del cuerpo humano[mA]
0.05	900
0.10	750
0.20	600
0.50	200
1.00	80
2.00	60

5.00	51
10.00	50

## 2.2. Circuito accidental

Para corrientes ya sea en C.C o C.A, el cuerpo humano actúa como una resistencia. La resistencia del cuerpo humano tiene un valor aproximado de  $300\Omega$ , sin considerar la piel del mismo que generalmente son valores de  $500\Omega$  a  $3000\Omega$ . La resistencia de la piel reduce cuando se daña o tiene alguna perforación en el lugar de contacto. La trayectoria típica de la circulación de corriente se considera desde de un pie hacia el otro o desde una mano a los pies [43]. Las normativas asumen que la resistencia de los guantes y de los zapatos es igual a cero, de igual manera para la resistencia de contacto de mano y pies. Como resultado la resistencia de un cuerpo humano se le aproxima a  $1000\Omega$ , dicho valor se usa en la normativa [27], [3], [5], [32], [4].

### 2.2.1. Tensión de contacto

La tensión de contacto se define como la variación de potencial que existe entre el aumento del potencial de tierra de un sistema de puesta a tierra y el potencial de la superficie en el lugar donde una persona se encuentra parada, al mismo tiempo que tiene una mano en contacto con una estructura conectada a tierra.

En IEEE 80 [3] indica que el voltaje de contacto máximo depende de la corriente que puede soportar una persona  $S_B$  calculada en [43], la resistencia del cuerpo humano, el tiempo de despeje de la falla y la resistencia del suelo.

Dicho lineamiento de seguridad se aplican principalmente las normativas, IEEE 2778 y 665 [27, 32]. Estas fórmulas han sido usadas en la práctica para sistemas fotovoltaicos como: [22], [23].

En [4], se presenta una gráfica de la tensión de contacto con un tiempo de falla de 10 ms hasta 10s en la Figura 3, dicha gráfica es solo aplicable a suelos homogéneos, es decir, no considera una capa superficial de alta resistencia y sus valores de seguridad son más estrictos que los propuestos en IEEE 80 [3].

### 2.2.2. Tensión de paso

Se define como Tensión de paso a la diferencia de potencial de la superficie, este indica el nivel que voltaje que puede ser experimentada por una persona a una distancia de 1m con respecto los pies sin realizar ningún contacto con ningún otro objeto conductor que se encuentre conectado a tierra.

De la misma manera el Tensión de Paso se encuentra expuesta en [3], su procedimiento es muy parecido a la Tensión de Contacto expresada anteriormente, depende de las mismas variables y de igual manera los criterios de seguridad se aplicaron en a sistemas fotovoltaicos como: [22], [23].

La UNE [4], establece que la tensión de paso no debe ser mayor que el doble que la tensión contacto, con excepción si es aplicado en instalaciones de interiores o exteriores (edificios, subestaciones, entre otras), también implica el tiempo de la duración de la falla en los casos especiales expresados en la misma norma.

## 2.3. Requerimiento eléctrico

Los paneles solares deben conectarse a tierra correctamente para desviar/disipar la energía de la corriente de falla o por una descarga atmosférica. La puesta a tierra inadecuada, los tamaños insuficientes de los conductores de tierra y las malas interconexiones implican un aumento de la impedancia en las rutas de drenaje de la corriente del rayo. Aumentarán las diferencias de potencial entre todos los objetos metálicos interconectados al sistema eléctrico, lo que provocará daños en los paneles solares, el cableado eléctrico y los electrodomésticos [10].

Uno de los principales requerimientos, para la puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos lo describe [5], que indica que debe constar con un dispositivo para detectar fallas a tierra, en los conductores que transportan corriente continua C.C, incluido conductores de puesta a tierra funcionales y ser homologados contra fallas a tierra en sistemas fotovoltaicos.

### 2.3.1. Corrientes de cortocircuito en Corriente Alterna

El conocimiento de los niveles de corriente de cortocircuitos es esencial para el diseño de sistema de puesta a tierra, se dividen en

- Fase a Fase por tierra (por defecto a tierra).
- Monofásico a tierra
- Bifásico a tierra
- Trifásico a tierra

En [3], [32], [4], [5] y [31], establecen que para el diseño de una puesta a tierra se debe considerar el peor escenario posible. La corriente de mayor amplitud casi siempre es la falla simétrica o cortocircuito Trifásico, esto realiza con el fin que los conductores sean capaces de soportar el daño físico con el paso del tiempo y son adecuados para resistir los impulsos de corta duración de las descargas atmosféricas.

Mientras que en [27], tiene el objetivo de reducir el nivel de costos de construcción debido a su gran área por lo que de prioriza la corriente de falla monofásica. Esta falla a tierra es más común y la de menor amplitud de corriente que de las demás fallas y por ende el diámetro del conductor será de menor amplitud. En este caso la normativa debe cumplir con los parámetros de seguridad de [3].

### **2.3.2. Efecto de la falla en corriente continua en sistema de puesta tierra**

En la parte de generación fotovoltaica, se realiza mediante corriente continua, en [10], [5], menciona que la puesta a tierra debe soportar la máxima corriente de falla y deben tener un dispositivo para detectar fallas a tierra.

Existen sistemas unipolares (voltaje positivo) y bipolar (voltaje positivo y negativo) y se comportan distintos ante una falla a tierra. En [12], se realizó diferentes simulaciones para una falla a tierra teniendo en cuenta dos sistemas.

En un sistema fotovoltaico unipolar que no disponga una conexión a tierra, su voltaje aumentará significativamente teniendo una tensión de contacto excesivamente peligrosa y su corriente a tierra se cero [12]. En cuanto al sis-

tema de protección tendrá dificultades en detectar la falla a tierra debido a que no dispondrá con la referencia a tierra [5].

En un sistema fotovoltaico que tenga una puesta a tierra ya sea unipolar o bipolar, al momento de la falla a tierra su corriente aumentará considerablemente y su amplitud estará limitada por la resistencia de puesta a tierra. El dispositivo de seguridad censara esas corrientes de falla y deberá actuar en tiempo de milisegundos debido a su gran amplitud de corriente que podría daños irreversibles al sistema [18], en cuanto a su voltaje de naturaleza positivo su comportamiento tendera a un valor aproximado a cero, mientras que el voltaje negativo el caso de un sistema bipolar tendrá aumentar su amplitud, en la naturaleza negativa [12].

### **2.3.3. Dimensionamiento del neutro**

Es necesario conectar el conductor neutro a tierra, ya sea mediante la unión a un electrodo de tierra o a la barra de tierra de la acometida del tablero de protección general [5]. Al momento que ocurre una falla una gran cantidad de corriente se desplaza por el conductor del neutro, generalmente su valor es 3 veces de la corriente de carga, o más específicamente  $3I_0$ , donde:  $I_0$  es la corriente de falla de secuencia 0. En [25], se establece el procedimiento para dimensionamiento del neutro. En el apartado 543.1.2 de esta normativa, se detalla el proceso de cálculo para determinar el área mínima de sección transversal en los dos extremos, mediante el cálculo de cortocircuito, y aplicación de tablas. Este criterio fue aplicado en el caso práctico [21].

## 2.4. Dimensionamiento del conductor de puesta a tierra

Como se especificó anteriormente los conductores deben soportar la corriente de falla, pero es necesario colocar un conductor que soporte dicha corriente en estado permanente, ya no depende solo de la sección transversal del conductor sino también: del tiempo de despeje de la falla, de la capacidad térmica por unidad de volumen, de la resistencia del conductor, temperatura ambiente o de referencia (generalmente 20 °C), coeficiente de resistencia a temperatura de 0°C y a temperatura ambiente y temperatura máxima permitida del conductor [3], [32], [4].

Los materiales más comunes para sistemas de puesta a tierra son el aluminio, cobre, aluminio recubierto de cobre y acero galvanizado. El aluminio no es recomendado que se encuentre enterrado en tierra debido a su deterioro es muy elevado en comparación de los demás elementos, generalmente un suelo que su resistencia es menor a los 100  $\Omega.m$  tienden a corroer los electrodos [10], [5]. En [14], se realiza un análisis entre acero galvanizado y cobre, debido a que el cobre tiene una permeabilidad más baja y una conductividad mayor que el aluminio, por lo que es más eficiente ante la corrosión y a la descarga hacia tierra. El proceso de mediciones para la comparación de los elementos se determinó que el aluminio deberá tener una sección transversal aproximadamente del doble que la del cobre para mantener la resistencia de puesta a tierra estable y reducir la corrosión, al mejorar el terreno con tierra aditiva ayuda a mantener la estabilidad de la resistencia del suelo.



### 2.4.1. Calibre mínimo para puesta a tierra

En la mayoría de los casos, el flujo de corriente en una falla eléctrica requiere de un conductor con una sección transversal reducida, lo cual puede presentar dificultades ya que este conductor puede ser susceptible a la corrosión del suelo o a daños físicos a los que está expuesto. El [5], establece que el conductor mínimo para puesta a tierra en el sistema fotovoltaico es de 14 AWG ( $2.08 \text{ mm}^2$ ), además debe contar con protección ante daños físicos, el NFPA ®, establece que dicha protección no será necesaria hasta cuando la sección transversal del conductor se mayor que el diámetro del conductor 6 AWG ( $13.3 \text{ mm}^2$ ).

De las misma manera en Ecuador en [42], establece el uso del conductor mínimo el 14 AWG( $2.08 \text{ mm}^2$ ) con protección ante daños físicos. En [4] se establece un conductor mínimo de  $16 \text{ mm}^2$  para el cobre,  $35 \text{ mm}^2$  para el aluminio y  $50 \text{ mm}^2$  para acero. En [10], menciona que los conductores individuales de puesta a tierra de los Paneles Fotovoltaicos deberán tener una sección transversal mínima de  $1.04 \text{ mm}^2$  (17 AWG).

## 2.5. Resistividad del terreno

La resistividad del terreno es una medida de cuanto resiste o conduce la corriente eléctrica hacia el suelo. Es un parámetro importante en donde se deseada la conexión de puesta a tierra, y el método recomendado para su medición es el método de Wenner [27], [3], [32], [4]. Las aproximaciones de resistencia del suelo mediante tablas de acuerdo al tipo de suelo no son factibles debido a que al momento la práctica es muy raro coincidir con un suelo

uniforme, por lo que las pruebas de mediciones del suelo son imprescindibles [44].

Los parámetros que dependen de la resistencia del suelo son la humedad, temperatura y sales disueltas. La resistividad disminuye significativamente hasta cierto punto al aumentar el contenido de humedad, lo mismo ocurre si se aumenta la cantidad de sal y la temperatura, caso contrario la resistencia del suelo aumentara drásticamente al disminuir la cantidad de humedad, sal y temperatura, [10], [3], [31], [45].

## 2.6. Valor de la resistencia eléctrica del suelo

Determinar la resistencia aparente del suelo del lugar de trabajo suele ser la parte más complicada del procedimiento de medición. El objetivo es obtener un modelo aproximado del suelo real, es imposible lograr tener el modelo real suelo debido a su complejidad [3].

Los modelos aproximado más comunes para medir la de la resistividad del suelo son el modelo de suelo homogéneo y el de dos capas los cuales se pueden resolver de manera analítica. En la práctica encontrar un suelo que sea homogéneo rara vez existen. El modelo de dos capas es el más recomendado pues ofrece una mayor aproximación de la condición del suelo real, pero es preferible usar herramientas computaciones para su resolución [3], [27].

Los modelos multicapa suelen ser aplicados para condiciones de suelo más complejas, al usar este método se vuelve imposible resolverlo analíticamente por lo que es necesario el uso de herramientas computacionales. El uso de estas herramientas suele tener una licencia costosa, por lo que opta por modelos analíticos. En [27] se recomienda un modelo de 3 capas por su gran

distancia de área, pero aprueba el modelo de 2 capas para su aplicación.

## 2.7. Resistencia de puesta a tierra

La resistencia que presenta al suelo es principal factor para un sistema de puesta a tierra ya que determina cuando resiste el suelo al flujo de corriente de falla en la tierra. Las empresas de distribución establecen como un requisito para los alimentadores [3].

No obstante, en las instalaciones donde los niveles de corriente de falla a tierra son más bajos, no se necesita una resistencia a tierra tan baja como en los sistemas más grandes con niveles más altos de corriente de falla a tierra. Si se usan varios electrodos individuales conectados entre sí, se pueden lograr resistencias a tierra del sistema de menos de 1 ohm. Esta baja resistencia solo se requiere en grandes subestaciones, líneas de transmisión o estaciones generadoras. En cambio, para subestaciones y edificios de plantas industriales y grandes instalaciones comerciales, se consideran adecuadas resistencias en el rango de 1 ohm a 5 ohm [31].

El NEC [5], establece que la resistencia mínima para un sistema de puesta a tierra aplicados los sistemas fotovoltaicos es de  $25 \Omega$ , en el caso que su resistencia fuese mayor, se instalara uno o varios electrodos suplementarios con el fin de reducir su resistencia, a una distancia superior de 1.8 m entre cada pica. Mientras en la investigación que realizo [10] recomienda una resistencia inferior a  $10 \Omega$ .

Por otro lado, las empresas locales distribuidoras establecen los límites resistencia de puesta a tierra. En el caso de la Centrosur [46], para estructuras de distribución y subtransmisión, el límite superior es  $25 \Omega$ . Para la Empresa

Eléctrica de Quito S.A [47] establece el valor de resistencia de puesta a tierra para instalaciones aéreas del  $25 \Omega$  y para subterráneas  $5 \Omega$ . Para la EERSSA [48] se establece que el valor máximo permitido para la resistencia de puesta a tierra es de  $10 \Omega$  en la conexión del neutro en diferentes dispositivos eléctricos como alimentadores primarios, centros de transformación, pararrayos, entre otros.

El reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE) [49] es un documento técnico-legal para Colombia expedido por el ministerio de Minas y energía. En la tabla 2, se muestran valores de referencia de puesta a tierra, lo cuales son adoptados por algunas normas técnicas como: [41] y [50]

Tabla 2: Valores límite superiores de la resistencia de puesta a tierra.

Valores límite superiores de la resistencia de puesta a tierra.	
Aplicaciones	Valores máximos
Punto neutro de acometidas en baja tensión	$25 \Omega$
Relés con cable de guarda	$20 \Omega$
Subestación de media tensión	$10 \Omega$
Protección contra rayos	$10 \Omega$
Subestaciones de alta sección	$1 \Omega$

## 2.8. Evaluación de la resistencia de la tierra

Generalmente la resistencia del suelo suele tener valores altos, por lo que es necesario realizar configuraciones entre electrodos incrustados en la tierra

con el fin de reducir la resistencia y cumplir los valores mínimos sustentados anteriormente. En [4] y [31], establecen que, para reducir el nivel de resistencia del suelo, no depende directamente del área de la malla de puesta tierra, si no de la profundidad que puede alcanzar el electrodo. En [3] se recomienda reducir el espacio y colocar más electrodos en el caso que la resistencia del suelo sea muy elevada.

### **2.8.1. Puesta a tierra a largo de los paneles fotovoltaicos**

En [27] se establece que pueden usar los soportes donde se encuentran fijados los paneles solares como sistema de puesta a tierra, para ellos deben cumplir con el estándar UL 2703 [51] y UL 3703 [52]. Estos indican que todas las estructuras de los paneles solares pueden ser una ruta continua de puesta a tierra, para poder drenar la corriente de falla.

En [27], [32], [5] se recomienda utilizar las estructuras metálicas del medio de construcción (edificios, casas, barrillas incrustadas en cemento) estos elementos comúnmente se encuentran enterrados en el suelo a una profundidad mayor 3 de metros, al realizar estas aplicaciones resulta complejo el análisis de puesta a tierra y analíticamente imposible de resolver si no se aplica herramientas computacionales, por lo que la [3] no recomienda realizar dichos cambios.

En [19], se analiza el efecto que tendrá el impacto de un rayo si los soportes metálicos funcionan como disipador de la descarga atmosférica. Se sugiere instalar la varilla de terminación de aire no aislada en el centro simétrico del soporte fotovoltaico, este elemento es delgado y corto la cual no provoca efecto de sombra y ofrece un camino alternativo hacia tierra disminuyendo

la amplitud de voltaje transitorio. La inclinación de los paneles fotovoltaicos no afecta la amplitud de la sobretensión mientras que a la altura del mismo afecta sustancialmente el nivel tensión debido a que el camino hacia tierra es más largo. Al realizar un sistema equipotencial entre 2 bases metálicas se demuestra que la amplitud de voltaje transitorio disminuye un 42% por lo que entre más bases conectadas equipotencialmente su amplitud de voltaje transitoria será menor, es decir, al realizar la configuración que establece la normativa [27], no se garantiza la protección de una descarga atmosférica, pero reduce sustancialmente el impacto del mismo.

## CAPÍTULO 3

### 3. Metodología

Este proyecto de investigación utilizará el método científico aplicado a la ingeniería eléctrica. El método será cuantitativo y requerirá un enfoque bibliográfico documental. El desarrollo de sus actividades es en base a las variables de análisis sustentadas en las normativas de la IEEE, UNE y NFPA, el proceso para el análisis de las variables se efectuará en base de la Fig. 1.

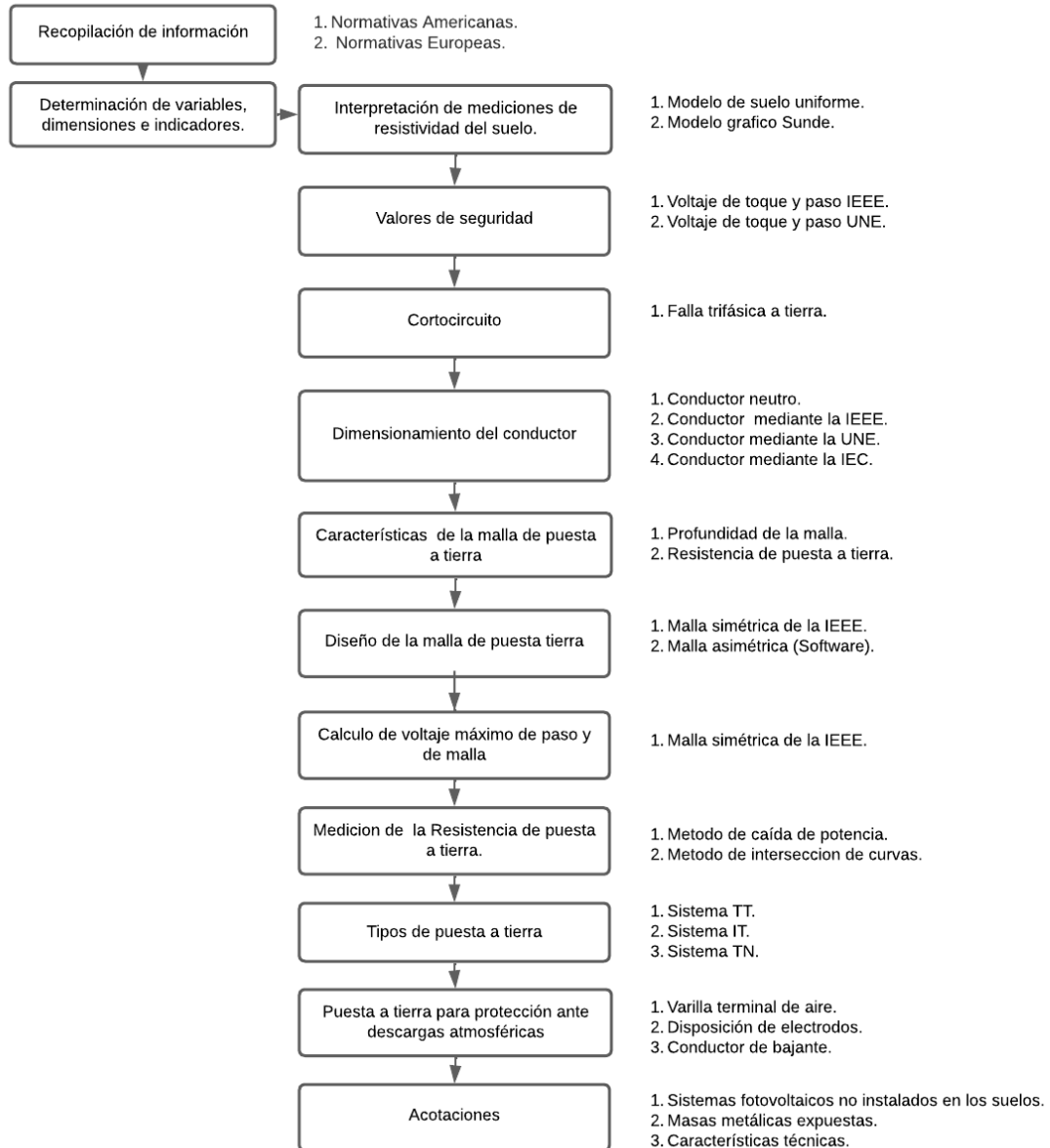


Figura 1: Flujograma de metodología.



### **3.1. Recopilación de normas y regulaciones**

Para la propuesta general del diseño de puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos y una correcta evaluación de los requerimientos para la implementación se procederá a revisar las normativas y estándares estadounidenses, europeos, así como casos de estudios aplicados.

#### **3.1.1. Normativa Americana**

Al existir varias normas internacionales en esta sección, en listaremos las normas americanas utilizadas para el desarrollo de este trabajo. Estas normas se refieren a un conjunto de regulaciones y estándares de seguridad eléctrica establecidos en Estados Unidos, para garantizar una conexión segura y efectiva entre los equipos y sistemas eléctricos. Estas normas se aplican a una amplia gama de equipos eléctricos y sistemas, incluyendo instalaciones eléctricas de edificios, equipos de energía renovable, redes de distribución de energía y sistemas de telecomunicaciones.

- IEEE Std 80 - IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding: el enfoque principal de este estándar es en las subestaciones de corriente alterna, ya sean convencionales o con aislamiento de gas, y también abarca las subestaciones de distribución, transmisión y generación. Los métodos aquí descritos también son aplicables a partes interiores de dichas subestaciones.
- IEEE 2778 - IEEE Guide for Solar Power Plant Grounding for Personnel Protection: esta guía está destinada a ser utilizada para diseñar el sistema de conexión a tierra de las plantas de energía solar fotovoltaica

que son propiedad de la empresa de servicios públicos y/o escala de servicios públicos (5 MW o más). Su enfoque es las diferencias en las prácticas de puesta a tierra de la subestación según lo dispuesto en IEEE Std 80. Es posible aplicar partes de esta guía solo si, la subestación está incluida dentro de la planta.

- IEEE 665 - IEEE Guide for Generating Station Grounding: en esta guía se identifican las prácticas de puesta a tierra que han sido generalmente aceptadas por la industria de servicios eléctricos, así como, el sistema de puesta a tierra debe ser efectivos para seguridad del personal y la protección de equipos en estaciones generadoras.
- IEEE 142 - IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems: en esta práctica se aborda los problemas de la conexión a tierra del sistema, es decir, la conexión a tierra del neutro o de la toma intermedia de una fase. Se analizan las ventajas y desventajas de los sistemas con y sin conexión a tierra.
- IEEE 446 - Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications: esta guía presenta las recomendaciones prácticas y las pautas para la puesta a tierra del sistema, además, sistemas de energía de emergencia y de reserva clasificados 600 V o menos.
- NFPA 780: la norma en cuestión establece los criterios y especificaciones necesarias para la instalación de sistemas de protección contra rayos, con el fin de salvaguardar tanto la integridad de las personas como la

protección de los bienes, evitando posibles riesgos de incendios y otros peligros asociados con la exposición a los rayos.

- NFPA 70: esta norma indica en general los requisitos para puesta a tierra del circuito, sistema, los límites de seguridad, elementos de protección o sugerencias para reducir la resistividad de la puesta tierra.
- TIA-607-B Generic Telecommunications Bonding and Grounding (Earthing) for Customer Premises: en esta norma específica los requisitos para una infraestructura genérica de unión y puesta a tierra de telecomunicaciones también, su interconexión a los sistemas eléctricos y de telecomunicaciones. Permite conocer la planificación, diseño e instalación de sistemas genéricos de unión y puesta a tierra de telecomunicaciones dentro de las instalaciones.

### **3.1.2. Normativa Europea**

Al existir varias normas internacionales en esta sección, en listaremos las normas europeas utilizadas para el desarrollo de este trabajo. Estas normas se refieren a un conjunto de regulaciones y estándares de seguridad eléctrica establecidos en los Europa para garantizar una conexión segura y efectiva entre los equipos y sistemas eléctricos. Estas normas establecen requisitos para la protección contra los peligros eléctricos de personas, animales y la propiedad. Estas normas se aplican a una amplia gama de equipos eléctricos y sistemas, incluyendo instalaciones eléctricas de edificios, equipos de energía renovable, redes de distribución de energía y sistemas de telecomunicaciones.

- UNE EN 50522-2010 - Puesta a tierra en instalaciones de tensión su-

perior a 1 kV en corriente alterna: la presente norma europea establece los criterios necesarios en cuanto al diseño y la fabricación de sistemas de conexión a tierra para instalaciones eléctricas que operen con una tensión nominal superior a 1 kV en corriente alterna, así como frecuencias nominales de hasta 60 Hz, a fin de asegurar su correcto y seguro funcionamiento.

- IEC 60728-11: Cable networks for television signals, sound signals and interactive services: aborda los requisitos de seguridad, las protecciones y la puesta a tierra que deben cumplir los sistemas y equipos de emplazamiento fijo para la distribución por cable de señales de televisión, sonido y servicios interactivos.
- UNE EN 21186 - Protección contra el rayo: en esta norma se presentan las medidas que se debe tener para diseñar un sistema de protección contra el rayo, además indica el desplazamiento del conductor de puesta a tierra hacia la malla tipo anillo se lo realiza por fuera de las edificaciones.
- BS EN 50310 - Application of equipotential bonding and earthing in buildings with information technology equipment: en esta norma se presenta el diseño de los conductores de puestas a tierra, los requisitos para redes y conexión de puesta a tierra en edificios los cuales sean destinados a telecomunicaciones lo que ayudara a proteger los equipos y el cableado de interconexión de los riesgos eléctricos.
- IEC 60364-1 - Low-voltage electrical installations: esta norma tiene como objeto garantizar la seguridad de las persona, esta regula el diseño,

montaje y la verificación de instalaciones eléctricas además, nos presenta la clasificación de las conexiones de puesta a tierra.

- IEC 60364-5-54 - Selection and erection of electrical equipment - Earthing arrangements and protective conductors: esta parte de la norma IEC 60364 aborda las disposiciones de puesta a tierra, los conductores de protección y los conductores de puesta a tierra de protección para satisfacer la seguridad de la instalación eléctrica.
- IEC 62305-3 - Lightning protection standard: esta norma aborda principalmente la protección de estructuras contra rayos, basándose en su diseño, la gestión de riesgos de pérdida de vidas y la protección de sistemas eléctricos que se encuentren dentro de las estructuras.

### **Determinación de variables, dimensiones e indicadores.**

Se seleccionan los parámetros y valores que influyen para que el sistema de puesta a tierra sea seguro y eficaz, dichos parámetros se analizarán al transcurso de la metodología sustentado en la Figura 1. Algunos de los parámetros y valores importantes que deben tenerse en cuenta al diseñar un sistema de puesta a tierra incluyen:

### **3.2. Interpretación de mediciones de resistividad del suelo.**

La creación de un modelo del terreno es un aspecto crítico en la planificación de un sistema de conexión a tierra. Este modelado permite un correcto

diseño caso contrario se puede sobredimensionar o sobrestimar el sistema perjudicando la seguridad de las personas y de los equipos.

### 3.2.1. Modelo de suelo uniforme

Mediante este sistema se puede observar la variación de la resistividad del suelo en una escala pequeña alrededor del 30 %. En condiciones de suelos homogéneos el método suele ser preciso [3]. El método consiste en realizar mediciones de la resistencia aparente en distintos puntos del suelo y luego realizar una media aritmética para obtener la resistencia aparente promedio del suelo uniforme como se indica en la ecuación 1:

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

Donde:

- $\rho_{a(1)} + \rho_{a(2)} + \rho_{a(3)} + \dots + \rho_{a(n)}$ : Son los resultados de resistividad que se obtienen mediante la utilización del método de cuatro varillas de prueba en distintos espaciamientos o bien mediante la técnica de varillas clavadas a diferentes profundidades en el suelo  $\Omega$ -m.
- n: Número total de mediciones.

Existen otros métodos como para obtener la resistencia aparente de un suelo homogéneo como [53]:

- Promedio de la medición mínima y la medición máxima de resistividades aparentes.

- Método estadístico BOX-COX (Se aplica principalmente cuando no se presenta una distribución uniforme de los datos).

### 3.2.2. Modelo de suelo de dos capas por método gráfico de Sunde

El método consiste en una capa superior de una profundidad finita por lo general suele ser de mayor resistividad que la capa inferior de un espesor infinito. La capa superficial tiene una resistencia de  $\rho_1$  de una profundidad  $h$ , mientras que la capa inferior tiene una resistencia de  $\rho_2$ . El gráfico de la Fig. 2 para encajar en un modelo de dos capas, se utiliza como base los resultados obtenidos del método Wenner durante las pruebas.

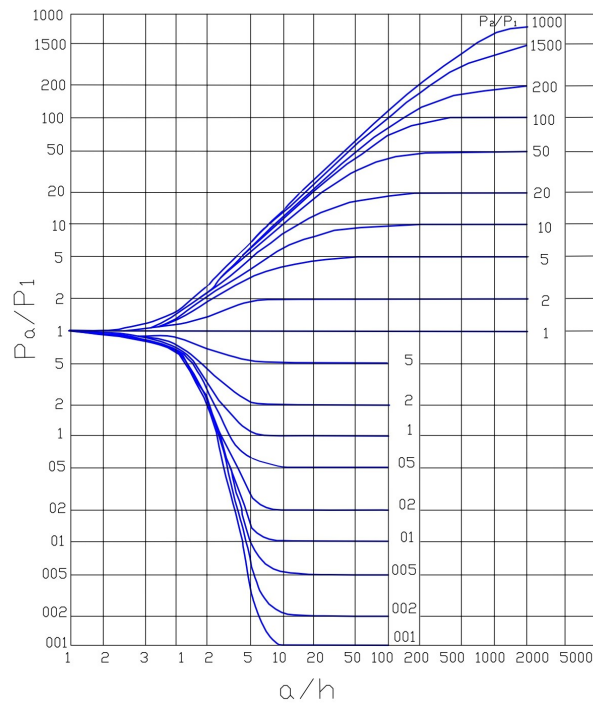


Figura 2: Gráfica Sunde.

Fuente: Autores

Se realiza lo siguiente para obtener  $h$  [3]:

1. La gráfica muestra en el eje y la resistividad aparente y en el eje x la distancia entre las picas de prueba.
2. Estimar los valores de  $\rho_1$  y  $\rho_2$ , en base de la gráfica expresada anteriormente.
3. Seleccionar el valor de  $\rho_a/\rho_1$  en la curva  $\rho_2/\rho_1$ .
4. Leer el valor correspondiente de  $a/h$  en el eje x.
5. Calcular el valor de  $\rho_o$  multiplicando el valor seleccionado en el literal 4 por  $\rho_1$ .
6. Identificar en el gráfico de la resistividad aparente el rango espacial de las puntas utilizadas en la prueba realizada en el paso 1.
7. Calcular la profundidad de la capa superior, conocida como  $h$ , utilizando la separación adecuada de las puntas de la prueba determinada en el paso 1.

### Comparación entre normativas

En la Tabla 3 se comparan el modelo de suelo según cada normativa de acuerdo con el método de capas.

Tabla 3: Comparación de modelo de suelo

Modelo \ Documento	IEE	IIEEE	UNE	IIEEE	IIEEE
	80	2778	50522	142	665
Modelo de una capa	X		X	X	X
Modelo de dos capas	X	X		X	X



### 3.3. Valores de seguridad

En cada normativa tiene o referencia los parámetros de seguridad, estos parámetros tienen el fin de evitar daños a los seres vivos.

En el apartado 2.2.1, se define que el voltaje de toque es la tensión máxima permisible que la persona puede exponerse al tener un contacto indirecto o directa ante una masa metálica o conductora.

En el apartado 2.2.2, donde la tensión de paso se define como la mayor variación de potencial de superficie que una persona puede experimentar a la distancia de 1m.

#### 3.3.1. Voltaje de Toque y Paso de la IEEE

##### Voltaje de Toque

Para el peso de 50 kg de la normativa:

$$E_{toque50} = (1000 + 1,5C_s\rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (2)$$

Para un peso de 70 kg:

$$E_{toque70} = (1000 + 1,5C_s\rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (3)$$

##### Voltaje de Paso.

Para el peso de 50 kg de la normativa:

$$E_{paso50} = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (4)$$

Para un peso de 70 kg:

$$E_{paso70} = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (5)$$

**Calculo del Cs**

$$C_S = 1 - \frac{0,09(1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{h_s + 0,09} \quad (6)$$

Donde:

- $E_{toque}$ : Voltaje de paso en V.
- $C_s$ : Factor de reducción de la capa superficial.
- $\rho_s$ : Resistencia superficial en  $\Omega$ -m.
- $\rho$ : Resistencia del suelo debajo de la capa superficial en  $\Omega$ -m.
- $t_s$ : Duración de la corriente de falla en segundos.
- $h_s$ : Espesor de la capa superficial.

En el caso que no se realice el estudio del suelo con el modelo de dos capas o no contenga una capa superficial de una resistencia elevada y se considere un suelo homogéneo el  $\rho_s$  sera igual a la resistencia aparente del suelo  $\rho_a$  y el  $C_s$  será igual a 1.

### 3.3.2. Voltaje de Toque y Paso de la UNE

**Tensión de Toque**

$$U_{Tp} = I_B(t_f) \cdot \frac{1}{HF} \cdot Z_T(U_T) \cdot BF \quad (7)$$

### Tensión de Paso

Se menciona que el potencial de tierra no debe superar el doble de amplitud de tensión de toque referida en la ecuación 7 o la Fig. 3, es decir, su comportamiento será igual a:

$$U_{Tp} = 2 \cdot [I_B(t_f) \cdot \frac{1}{HF} \cdot Z_T(U_T) \cdot BF] \quad (8)$$

Donde

- $U_T$ : Tensión de contacto.
- $U_{Tp}$ : Tensión de contacto admisible.
- $I_B(t_f)$ : Corriente admisible por el cuerpo humano.
- $HF$ : Factor de corriente para el corazón.
- $BF$  Factor del cuerpo humano.

Como resultado la Fig. 3, presenta los voltaje de toque en función de la ecuación 7.

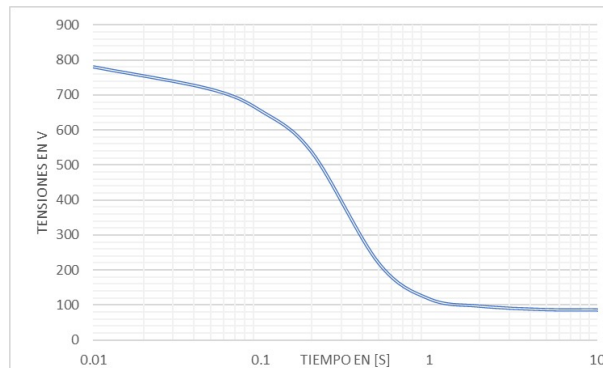


Figura 3: Tensiones de contacto admisible.  
Fuente: Autores

## Comparación entre normativas

En la Tabla 4 se comparan los voltajes de Toque y Paso según cada normativa.

Tabla 4: Comparación de voltaje de Toque y Paso según cada normativa.

Normativa Ecuación	IEEE 80	IEEE 2778	IEEE 446	IEEE 142	TIA 607	UNE 50522	IEC 60728	UNE 21186	EN 50310
Ecuación 2, 3, 4, 5	X	X	X	X					
Ecuación 7, 8					X	X	X	X	X

### 3.4. Análisis de cortocircuito

En las normativas de la IEEE y la UNE establece que para los diseños de los conductores se debe usar la corriente de cortocircuito máxima que se puede generar durante una falla (trifásica a tierra).

#### 3.4.1. Falla de Trifásica a tierra

En los sistemas fotovoltaico es común colocar un transformador ya sea para protección para el inversor conocido como transformador de aislamiento o para elevar la tensión con el fin transmisión de la potencia generada, en todo caso el bucle de cortocircuito se cierra por las bobinas del transformador. El diseño del conductor de puesta a tierra se realiza por el análisis de cortocircuito, generalmente es complicado debido al correcto uso de las componentes simétricas y los valores en por unidad. Debido a que esta guía está dirigida a personas que no dominan dichos criterios, los cortocircuitos será realizara

mediante aplicación de tablas o circuitos equivalentes simples fáciles de comprender.

**Ejemplo:**

Supongamos que el sistema fotovoltaico es de una tensión de 220 V línea a línea y con un transformador trifásico de 15 kVA.

Tabla 5: Impedancias de cortocircuito en % [1].

Potencia nominal KVA	Tensión de cto.cto %
Hasta 630	4
631 a 1250	5
1251 a 3150	6.25
3151 a 6300	7.15
6301 a 12500	8.35
12501 a 25000	10
25001 a 200000	12.5

Obtenemos la impedancia previa del transformador.

$$Z = \frac{U_s^2}{S}$$

$$Z' = \frac{220V^2}{15000VA} * \sqrt{3}$$

$$Z = 5,58875\Omega$$

Sabemos que por la tabla 5, que la impedancia de cortocircuito es de 4% del transformador, por lo tanto, la impedancia del transformador es de:

$$Z = Z * u_{cc}$$

$$Z = 5,58875 * 4 \%$$

$$Z = 0,2235\Omega$$

Se calcula la intensidad de corriente de una falla monofásica, debido que es el valor esperado especificado en la tabla 6.

Tabla 6: Corriente monofásica de defecto de arco fase tierra [2]

Tipo de puesta a tierra del neutro	Corriente de defecto de arco entre fase y tierra
Neutro aislado	Hasta el 87 % del valor asignado de la corriente de defecto del arco trifásico
Neutro puesta a tierra a través de una impedancia	El 100 % del valor asignado de la corriente de defecto de arco entre fase y tierra
Neutro rigido a tierra	El 100 % del valor asignado de la corriente de defecto de arco trifásico

La corriente de falla sera igual a:

$$I_{cc} = \frac{c * U_s * 1}{Z * \sqrt{3}}$$

$$I_{cc} = \frac{1,05 * 220V * 1}{\sqrt{3} * 0,2235\Omega}$$

$$|I_{cc}| = 596,72443A$$

Para el diseño de la sección trasversal del conductor se determina como se sustentó en el apartado 3.5.

### 3.5. Dimensionamiento del conductor de puesta a tierra.

El correcto dimensionamiento del conductor garantiza que el conductor cumpla con el tiempo de vida útil, sea capaz de resistir la corriente de falla a tierra sin consecuencias y en algunos casos la corriente de descargas atmosféricas.

#### 3.5.1. Conductor del neutro

En teoría no debería circular corriente por el neutro en un circuito trifásico balanceado, en la práctica es imposible cumplir ese criterio debido a que por más balanceado que se entre el sistema, por el conductor del neutro circula una pequeña cantidad de corriente. El desequilibrio generado por cargas monofásicas y cargas con alto contenido de armónicos hacen que se necesiten conductores con secciones transversales mayores [13].

Por lo que el NFPA®70 [5] y el NTC 2050 [41], establece que la carga del neutro del alimentador debe ser la suma total de los desequilibrios de la carga determinada en el sistema, es decir, para el dimensionamiento del neutro se debe sumar todas las cargas que hacen uso del neutro (cargas monofásicas). Por ejemplo: Se tiene 2 cargas trifásicas y 3 monofásicas, la corriente de que debe soportar el neutro es igual la adición de las potencias de las 3 cargas monofásicas a plena carga dividido para el voltaje de suministro. Dicho eso el conductor de puesta a tierra no se puede diseñar mediante las ecuaciones 9, 10, 11, debido al nivel de corriente permanente que se encuentran sometida en estado permanente en [38], establece que el conductor de puesta a tierra

debe tener la misma sección transversal que el conductor del neutro.

### 3.5.2. Diseño del conductor mediante la IEEE

En la ecuación 9 se explica cómo determinar el tamaño adecuado del conductor en un sistema de puesta a tierra para una subestación.

$$A_{mm^2} = \frac{I}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_r}\right)}} \quad (9)$$

Donde:

- $I$ : los valores de corriente rms en kA.
- $A_{mm^2}$ : Es la área transversal del conductor, medida en  $mm^2$ .
- $K_o$ :  $1/\alpha_0$  o  $(1/a_r) - T_r$  en °C.
- $T_m$ : Temperatura limite permitida en °C.
- $T_r$ : Temperatura referencial para las constantes del material en °C (generalmente se toma 20 °C).
- $\alpha_r$ : La resistencia del conductor de tierra a la temperatura de referencia  $T_r$  en  $\mu\Omega - cm$ .
- $t_c$ : Duración de la corriente en s.
- TCAP La capacidad térmica por unidad en relación al volumen Tabla 1.

En la presente Tabla 7 se encuentran las constantes de los materiales más utilizados.



Tabla 7: Constantes de los materiales [3].

Descripción	Conductividad del material (% IACS)	Factor $\alpha_r$ a 20°C (1/°C)	$K_o$ a 0°C	Temperatura de fusión $T_m$ (°C)	Resistividad a 20°C $\rho_r$ ( $\mu\Omega - m$ )	Capacidad Térmica TCAP $J/(cm^3 \times ^\circ C)$
Cobre, recocido suave	100	0.00393	234	1083	1.72	3.4
Alambre de acero revestido de cobre	97.0	0.00381	242	1084	1.78	3.4
Varilla de acero revestido de cobre	40.0	0.00378	245	1084	4.40	3.8
Alambre de hacer revestido de aluminio	20.3	0.00360	258	657	8.48	3.561
Acero, 1020	10.8	0.00377	245	1510	15.9	3.8
Varilla de acero inoxidable	9.8	0.00377	245	1400	17.5	4.4
Varilla de acero galvanizada	8.6	0.00320	293	419	20.1	3.9
Acero inoxidable, 304	2.4	0.00130	749	1400	72	4.0

### 3.5.3. Dimensionamiento del conductor mediante la UNE

En la ecuación 10 se presenta para el diseño de los conductores de puestas a tierra, dicha ecuación tiene el limitante para un tiempo de 5 s.

$$A = \frac{l}{K} \sqrt{\frac{t_f}{\ln\left(\frac{\Theta_f + \beta}{\Theta_i + \beta}\right)}} \quad (10)$$

Donde:

- A: Sección transversal en  $mm^2$ .
- I: Corriente en el conductor en amperios.
- K: Esta constante depende del componente del material.
- $\beta$  Recíproco del coeficiente por temperatura de la resistencia del conductor.
- $\Theta_i$ : Temperatura inicial  $20^\circ C$ .
- $\Theta_f$ : Temperatura final en grados centígrados.
- t: es la dirección de la corriente de defecto en segundos.

En la tabla 7 se encuentran las constantes de los materiales más utilizados

Tabla 9: Constantes según el material [4]

Material	$\beta$ en $^\circ C$	K en $A\sqrt{s}/mm^2$
Aluminio	228	148
Cobre	234.5	226
Acero	202	78

#### 3.5.4. Diseño del conductor mediante la IEC

En la ecuación 11 se presenta para el diseño de los conductores de puestas a tierra, dicha ecuación tiene el limitante para un tiempo de 5s.

$$S = \frac{\sqrt{I^2 t}}{k} \quad (11)$$

La constante  $k$  se calcula mediante la ecuación 12:

$$k = \sqrt{\frac{Q_c(\beta + 20^\circ C)}{\rho_{20}} \ln \left( 1 + \frac{\Theta_f - \Theta_i}{\beta + \Theta_i} \right)} \quad (12)$$

Donde:

- $Q_c$ : Capacidad volumétrica del calor del material conductor.
- $I$ : Es la corriente en el conductor en amperios.
- $K$ : Constante que depende del componente del material.
- $\beta$  Recíproco del coeficiente por temperatura de la resistencia del conductor.
- $\rho_{20}$ : Es la resistencia del material conductor a  $20^\circ\text{C}$ .
- $\Theta_i$ : Temperatura inicial  $20^\circ\text{C}$ .
- $\Theta_f$ : Temperatura final en grados centígrados.
- $S$ : Es la sección transversal en  $\text{mm}^2$ .
- $t$ : es la dirección de la corriente de defecto en segundos.

### 3.5.5. Conductores en función del NFPA 70®

Algunos estándares ofrecen una tabla del diámetro del conductor en función de la corriente de falla.

Tabla 10: Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra [5].

Valor nominal (Amperes)	Cobre (AWG)	Aluminio o (AWG)
15	14	12
20	12	10
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250
1600	4/0	350
2000	250	400
2500	350	600
3000	400	600
4000	500	750
5000	700	1200
6000	800	1200

## Comparación entre normativas

En la Tabla 11 se comparan el dimensionamiento y diseño del conductor según cada normativa de acuerdo con las aplicaciones de las ecuaciones expuestas.

Tabla 11: Comparación del dimensionamiento y diseño del conductor según cada normativa.

Normativa Ecuación	NEC	NFPA 70	NFPA 780	IEEE 80	IEEE 2778	UNE 50522	UNE 21186	IEC 60364
Ecuación 9				X	X			
Ecuación 10						X		
Ecuación 11							X	X
Tabla 10	X	X	X					

### 3.6. Malla de puesta a tierra características.

Mediante el diseño adecuado de una malla de puesta a tierra se puede reducir la impedancia del suelo, voltaje de toque y paso del suelo. Aumentando la durabilidad y eficiencia del mismo.

#### 3.6.1. Profundidad de entierro de malla con respecto al suelo.

Al enterrar la malla se reduce el nivel de resistencia, y entre mayor profundidad se encuentre mejora la seguridad personal al no tener contacto con la misma. Como se observa en la Tabla 12, los rangos de profundidad se encuentran entre 460~760 mm con respecto al suelo. Lo ideal sería de cumplir con la Norma TIA 607b [39] de 760 mm, pero hay ocasiones en que no se puede enterrar dicha cantidad por diferentes circunstancias, se puede reducir

la distancia, pero debe ser muy cercano al valor inicial, por lo que se recomienda la profundidad establecida por la empresa local de 600 mm [47].

Tabla 12: Profundidad de la Malla

Profundidad \ Documento	TIA	NFPA	UNE	UIEC	NFPA	EEQ
	607	780	21186	62305	70	
Profundidad de 460 mm		X			X	
Profundidad de 500 mm			X	X		
Profundidad de 600 mm						X
Profundidad de 760 mm	X					

### 3.6.2. Resistencia de Puesta a Tierra.

Como se ha mencionado antes, el nivel de resistencia de conexión a tierra permite que la corriente de falla fluya hacia la tierra y también ayuda a controlar el aumento máximo del potencial de tierra. Por ejemplo, si se inyecta una corriente de 10 kA en el suelo con una resistencia de 250  $\Omega$ .m, el aumento de potencial resultante sobre el suelo será de 2,5 MV. En cambio, si el suelo es de 5  $\Omega$ .m, el potencial de tierra será 50kV. En la tabla 13 se presentan diferentes valores recomendados por distintos documentos.

En los sistemas fotovoltaicos hay muchos equipos electrónicos y sensibles en especial el inversor. Este es un equipo costoso por lo que es necesario tener un sistema de puesta a tierra eficiente [31, 39]. Para los equipos electrónicos su nivel de puesta a tierra deben ser  $R_g \leq 5\Omega$  y con una resistencia máxima de 10  $\Omega$  para tener una protección ante descargas atmosféricas [35, 34].

Tabla 13: Valores recomendados de puesta a tierra.

Normativa Ecuación	IEEE	NFPA	NFPA	UNE	TIA	EEQ	CENTRO SUR	NTC
	142	70	780	21186	607			2050
Resistencia de 25 $\Omega$		X				X	X	X
Resistencia de 10 $\Omega$	X		X	X				
Resistencia de 5 $\Omega$	X				X	X		X
Resistencia de 1 $\Omega$	X							

### 3.7. Diseño de malla de puesta a tierra

En diseño del sistema de puesta a tierra hay distintas configuraciones, estas a su vez dependerán del área y el número de electros necesarios para su implementación, existen dos maneras de realizar:

- Configuración de la malla en forma simétrica: este método es mediante la linealización de las ecuaciones diferenciales, que son específicas para cada configuración de malla.
- Configuración de la malla antisemítica: la resolución es mediante elementos finitos que son mediante al análisis de ecuaciones diferenciales y condiciones de borde en física y matemáticas, con aplicación consecuente en ingeniería.

### 3.7.1. Diseño de una malla en forma simétrica

La mayoría de los estándares tienen fórmulas desarrolladas para distintas configuraciones de los electros de puesta a tierra, estas ecuaciones son obtenidas mediante linealización de las ecuaciones diferenciales para el desarrollo una configuración específica de una malla, dichas ecuaciones no se pueden ocupar otras configuraciones.

#### Ecuaciones de un electrodo enterrado en tierra

A veces es necesario un solo electrodo de puesta a tierra para obtener la resistencia aparente solicitada, en la ecuación 13 está dada para la configuración de un electrodo en función de la sección transversal y longitud del mismo.

$$R_g = \frac{\rho_a}{2 * \pi L} \left( \ln \left( \frac{4L}{a} \right) - 1 \right). \quad (13)$$

#### Ecuaciones de Sverak

En la ecuación 14, este cálculo se utiliza para determinar la resistencia de la puesta tierra de una malla enterrada a cierta profundidad en el suelo, pero no se toman en cuenta las varillas de tierra en la malla.

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (14)$$

Donde:

- $L_T$ : Longitud de los conductores que se encuentren enterrados en m.
- $\rho$ : Es la resistividad aparente del terreno  $\Omega$ -m.



- A: Área ocupada por la cuadrilla en  $m^2$ .
- H: Profundidad de a cuadrilla en m.

### Ecuaciones de Schwarz

Existen ecuaciones para calcular la resistencia total del sistema de conexión a tierra en un suelo homogéneo que está compuesto por electrodos horizontales (como una cuadrícula) y verticales (como varillas).

La resistencia total está dada por la ecuación 15:

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m} \quad (15)$$

Donde:

- $R_1$ : es la resistencia de tierra de los conductores de la cuadrilla en  $\Omega$ .
- $R_2$  es la resistencia de tierra de todas las varillas de tierra en  $\Omega$ .
- $R_m$  es la resistencia de tierra mutua entre los grupos de conductores de la cuadrilla de tierra,  $R_1$ , y el grupo de varillas de tierra,  $R_2$ , en  $\Omega$ .

La resistencia de la malla de tierra se encuentra expresada como:

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[ \ln\left(\frac{2L_c}{\sqrt{d_c h}}\right) + \frac{K_1 L_c}{\sqrt{A}} - K_2 \right] \quad (16)$$

Para el cálculo de las constantes:

$$K_1 = -0,05 \frac{L_x}{L_Y} + 1,2$$

$$K_2 = 0,1 \frac{L_X}{L_Y} + 4,68$$

Donde:

- $L_c$ : Longitud total de conductores de malla (metros).
- $A$ : Área cubierta por conductores de malla de tierra en  $m^2$ .
- $h$ : Profundidad de conductores de malla (metros).
- $d_c$ : Diámetro del conductor de malla (metros).
- $\rho$ : Es la resistividad del terreno  $\Omega$ -m.
- $L_X, L_Y$ : Largo, ancho de malla (metros).

Para el cálculo de la resistencia de las varillas:

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi n_r L_r} \left[ \ln \left( \frac{4L_r}{d_r} \right) - 1 + \frac{2K_1 L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_r} - 1)^2 \right] \quad (17)$$

Donde:

- $n_r$ : Numero de varillas verticales enterradas en la tierra.
- $L_c$ : Longitud de cada varilla enterrada.
- $d_c$ : Sección transversal de cada varilla.

Para la resistencia mutua entre la cuadrilla y el lecho de varillas es.

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[ \ln \left( \frac{2L_c}{L_r} \right) + \frac{K_1 L_c}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right] \quad (18)$$

### **3.7.2. Diseño de una malla mediante elementos finitos.**

En los sistemas fotovoltaicos la mayoría de sus implementaciones no tiene una textura simétrica ya sea por la estructura del suelo o por lo que no se dispone del área adecuada para su diseño. Con el método de elementos finitos se puede realizar configuraciones y análisis de los electros de manera más conveniente. El método consiste en la resolución de ecuaciones diferenciales y condiciones de borde frontera matemática y física. Al consistir en un método genérico puede ser aplicado casi a cualquier sistema planteado.

En la actualidad existen avances en la capacidad de cálculo de los computadores, así mismo como las mejoras importantes en los sistemas CAD y algoritmos asociados con el método, es posible resolver modelos de malla de alta complejidad con relativa facilidad. Por lo que esta parte del documento se ocupa el programa CYMGrd para la resolución de una configuración de malla asimétrica. Este programa ocupa pocos recursos del computador y se encuentra accesible para cualquiera persona. El programa incluye instrucciones de uso en el apartado de ayuda, de fácil comprensión.

#### **Programa CYMGrd**

El programa permite el análisis de elementos finitos de los conductores de la malla de tierra y de las varillas, permitiendo la resolución de mallas simétricas o asimétricas de cualquier forma como se observa la Fig. 4. Esta herramienta permite un análisis mediante un modelo del suelo ya sea de una capa o de dos capas y la presencia de una capa superficial Cs, ofreciendo un resultado del estudio de los potenciales de paso y superficie, dentro y fuera

del perímetro de la malla.

Se puede observar la distribución de potencial de los contornos equipotenciales de los potenciales superficiales mediante gráficos 2D que permiten el análisis de los gráficos desde cualquier ángulo de observación, tal como se muestra en la Fig. 22.

En lo que respecta a los aspectos de seguridad, tales como el voltaje de contacto y de paso, el software proporciona gráficos que muestran la variación de la tensión a lo largo de una línea recta, comparando estos valores con los cálculos de seguridad realizados por el módulo de evaluación de seguridad, como se puede apreciar en la Fig. 23.

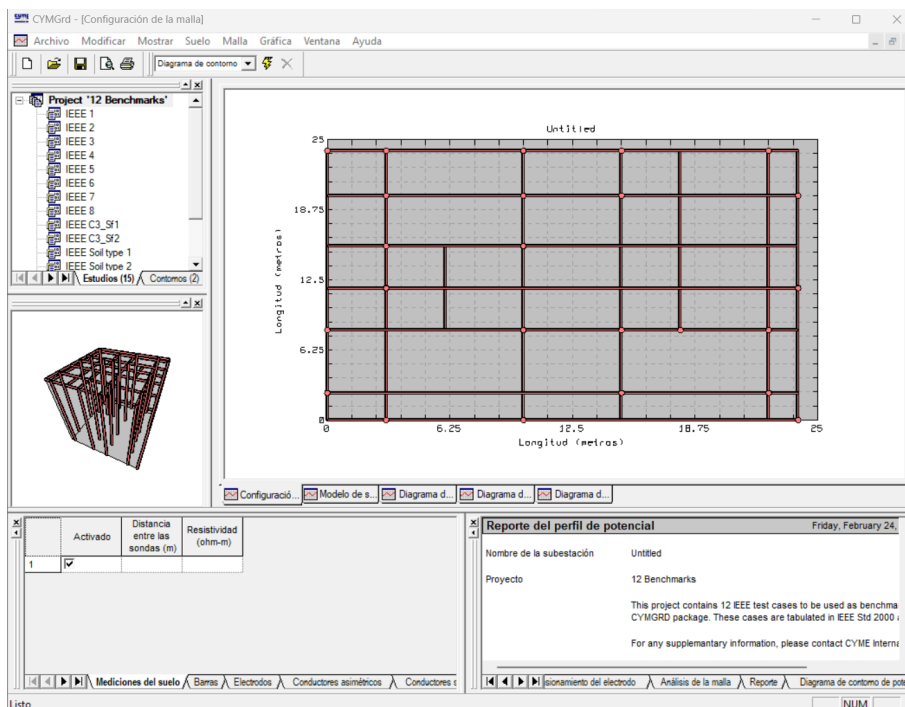


Figura 4: Programa CYMGRd.  
Fuente: Autores.

### 3.8. Cálculo de voltaje máximo de paso y voltaje de malla.

Antes de la implementación de la malla de puesta a tierra es necesario tener una aproximación del diseño planteado para verificar si cumple con los voltajes de toque y paso permisibles, al momento que ocurra una falla a tierra, caso contrario se deberá realizar modificaciones al sistema inicial para cumplir con los valores de seguridad. A continuación se presenta las ecuaciones utilizadas en una malla simétrica:

#### 3.8.1. Voltaje de malla.

El valor real de voltaje de malla viene dado por la ecuación 19:

$$E_m = \frac{\rho \times K_m \times K_i \times I_G}{L_M} \quad (19)$$

El factor geométrico  $K_m$ , está dado por la ecuación:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \times \left[ \ln \left[ \frac{D^2}{16 \times h \times d} + \frac{(D + 2 \times h)^2}{8 \times D \times d} - \frac{h}{4 \times d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \times \ln \left[ \frac{8}{\pi(2 \times n - 1)} \right] \right] \quad (20)$$

Cuando una malla de puesta a tierra tiene varillas enterradas a lo largo del perímetro o en las esquinas, el valor de factor de corrección  $K_{ii}$ , será igual a ,  $K_{ii}=1$  este valor permite el ajuste de los efectos de los conductores sobre las esquinas de la malla.

Para las cuadrillas sin varillas de tierra o que tengan pocas varillas de tierra, pero ninguna colocadas en las esquinas o en el perímetro.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}} \quad (21)$$

$K_h$  es un factor de corrección considera los efectos de la profundidad de la malla, expresada en la siguiente ecuación:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad (22)$$

$h_0 = 1\text{m}$  (profundidad de referencia de la cuadrilla)

La variable "n" indica la cantidad de conductores que se encuentran en paralelo en una malla de forma rectangular equivalente viene dada por la ecuación

23

$$n = n_a \times n_b \times n_c \times n_d. \quad (23)$$

Los valores de  $n_b, n_c, n_d$  serán iguales a 1 siempre que cumplan las siguientes condiciones.

- $n_b$ : Para cuadrillas cuadradas.
- $n_c$ : Utilizado en cuadrillas cuadradas y rectangulares.
- $n_d$ : Utilizado en cuadrillas cuadradas, rectangulares y con forma de L.

Caso contrario sus valores tendrán que cumplir con el valor de las siguientes ecuaciones:

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}; n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}; n_c = \left[ \frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{\frac{0,7}{L_x \cdot L_y}}; n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \quad (24)$$

Donde:

- $L_c$ : longitud total del conductor en la cuadrilla horizontal (metros).
- $L_p$ : longitud del perímetro de la cuadrilla (metros).
- A: área de la cuadrilla en  $m^2$
- $L_x$  longitud de la cuadrilla en la dirección x (metros).
- $L_y$ : longitud de la cuadrilla en la dirección y (metros).
- $D_m$ : distancia entre cualesquiera dos puntos de la cuadrilla (metros).

El factor de irregularidad,  $K_i$  se define como:

$$K_i = 0,644 + 0,148n \quad (25)$$

En el caso de mallas de conexión a tierra sin varillas o con solo unas pocas varillas distribuidas en la malla, pero sin ninguna ubicada en las esquinas o a lo largo del borde, la longitud efectiva enterrada ( $L_m$ ) es:

$$L_M = L_c + L_R \quad (26)$$

En mallas que cuentan con múltiples varillas de tierra colocadas en las esquinas y a lo largo de todo el perímetro, la longitud efectiva enterrada (LM) es:

$$L_M = L_c + \left[ 1,55 + 1,22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] * L_R \quad (27)$$

Donde:

- $L_R$ : Longitud de todas las varillas su valor es  $n_r * L_r$ .

- $n_r$ : Numero de varillas.
- $L_r$ : Longitud de cada varilla.

### 3.8.2. Cálculo de la tensión real de paso

El cálculo del valor real de tensión de paso se realiza a través de:

$$E_p = \frac{\rho I_G K_S K_i}{L_S} \quad (28)$$

para las mallas ya que tenga o no varillas enterradas la longitud efectiva del conductor es.

$$L_s = 0,75L_c + 0,85L_R \quad (29)$$

El valor  $K_s$  se calcula si:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D}(1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad (30)$$

## 3.9. Medición de la resistencia de tierra ya instalada.

Este procedimiento es esencial para determinar si los valores de resistencia reales de la puesta a tierra, con lo que garantizará los valores de seguridad propuesto, en los documentos [31, 3, 54] dicta el procedimiento para el análisis de la medición de la misma.

### 3.9.1. Método de la caída de potencial.

El método también es conocido como la regla del 61.8% o método de dos picas, y es utilizad para medir la resistencia total de la malla de puesta a



tierra.

Para realizar la medición con la aplicación de este método, se necesitan desconectar la malla del resto del sistema (al momento de realizar la medición), dos electrodos auxiliares de conexión a tierra en el suelo. La pica Z de corriente se coloca a una distancia de 6.5 veces mayor que la distancia de la malla (valor de C) y la pica Y de potencial ubicado a una distancia del 61.8% de la distancia total donde fue colocada la pica Z (valor de 61.8% de C), las picas deben ser colocadas a en línea recta y alejadas del electrodo de puesta a tierra tal como se muestra en la Figura 5, finalmente se toman la lectura con el Telurómetro.

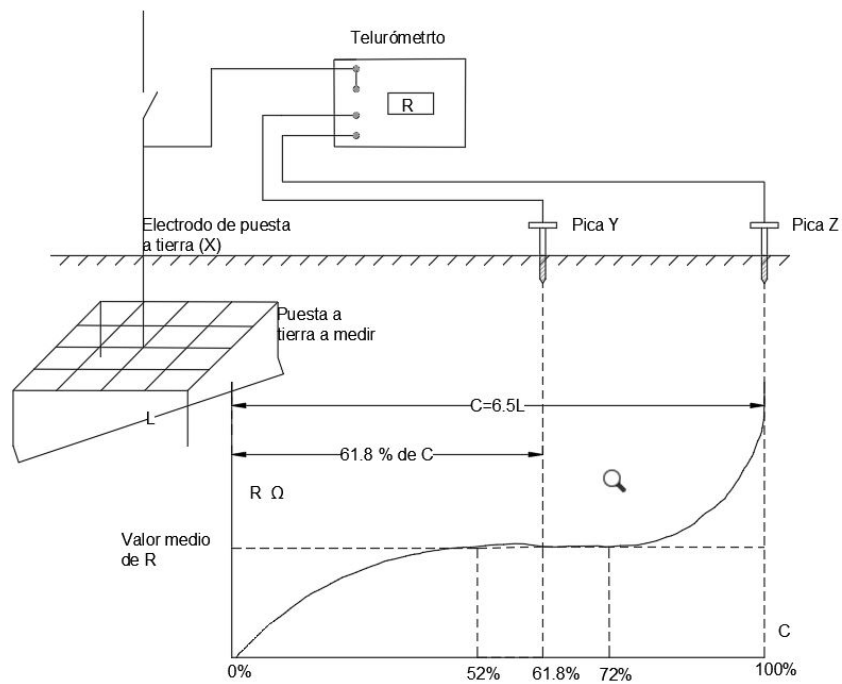


Figura 5: Método de la caída de potencial para medir la resistencia total del sistema de puesta a tierra

Fuente: Autores

El valor de C esta dado por la ecuación 31.

$$C = 6,5\sqrt{L_x^2 + L_y^2} \quad (31)$$

### 3.9.2. Método de intersección de curvas.

Esta técnica es una versión del método de caída de potencial. Implica la creación de múltiples curvas (al menos cuatro) de resistencia de conexión a tierra al colocar la pica de corriente Z en diferentes distancias y asumir diversas ubicaciones para el centro del sistema de conexión a tierra que se está tratando de identificar. La intersección de estas curvas permite determinar la resistencia total del sistema de conexión a tierra.

En la Figura 6, el punto "D", es el centro eléctrico del sistema de puesta a tierra, a una distancia "X" desde el punto "O" donde se conecta el telurómetro a la malla de puesta a tierra, consistente a la distancia del centro de la pica Z de corriente a una distancia de C+X y la resistencia se obtiene cuando se coloca la pica Y de tensión a una distancia de  $0,618(C + X) - X$ .

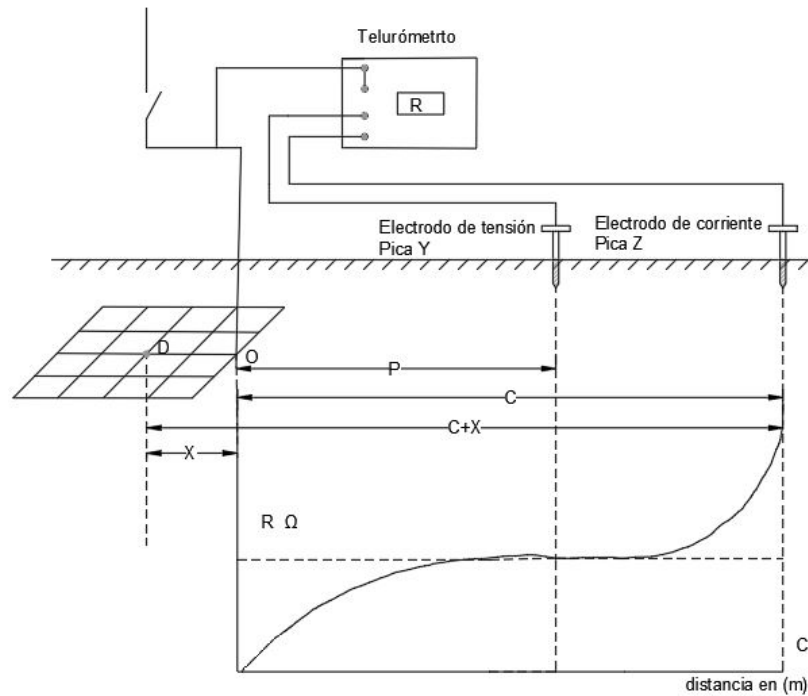


Figura 6: Método de intersección de curvas para medir la resistencia total del sistema de puesta a tierra

Fuente: Autores

Para el procedimiento a seguir para obtener la resistencia total esta dado en el siguiente orden:

- Encontrar el punto de conexión entre el telurómetro y el sistema de tierra, también conocido como punto "O" de la Fig. 6.
- De acuerdo con las dimensiones de la malla se calcula el valor "C" dado por la ecuación 31 para la distancia del electrodo de corriente, para todas las curvas que se quieran obtener. Es recomendable obtener un mínimo de 4 curvas.

- Se determina el valor de  $X$  con porcentajes de  $C$  (20 %, 40 %, ..., hasta llegar al 100 %)
- Para cada una de las distancias de  $X_i$ , de debe obtener la distancia "P" del electrodo de tensión  $P_i = 0,618(C + X) - X$
- Se gráfica los valores de  $R_i$  en función de  $X_i$ .

Para una correcta medición deberá cumplir las condiciones especificadas:

- El punto O debe encontrarse en el perímetro de la malla.
- Los puntos "D,O,Z", deben encontrarse en línea recta.
- La distancia entre el electrodo de corriente y la malla debe ser mayor que la longitud del lado más largo de la malla, pero menor que el doble de esta longitud.
- No se presentaron lluvias por lo menos dos días antes.

### 3.10. Tipos de puestas a tierra

Según lo establecido en la Normativa UNE y la IEEE, las conexiones de puesta a tierra se clasifican en sistema TT, IT y TN.

#### 3.10.1. Sistema TT

El método TT [55], se refiere a un sistema de protección que se conecta directamente a tierra (puesta a tierra del servicio). Las masas de la instalación se conectan independientemente a tierra. La primera letra T significa que punto neutro en A.C o el negativo en D.C debe conectarse a tierra. La

segunda letra T indica que todas las partes metálicas debe conectarse directamente a tierra de forma independiente.

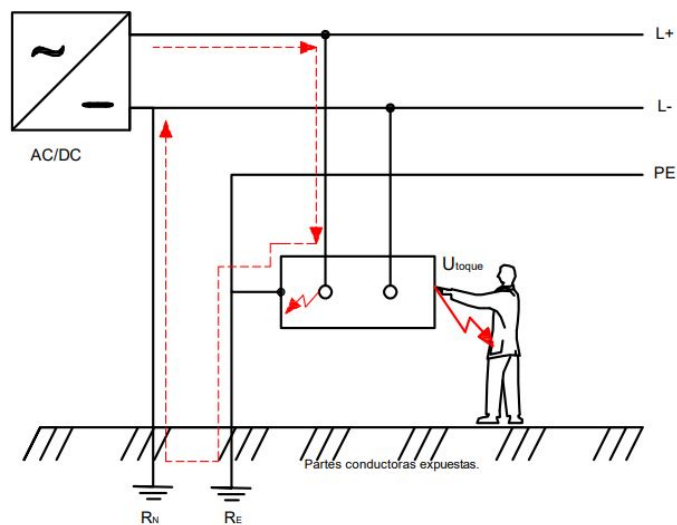


Figura 7: Diagrama del sistema TT.  
Fuente: Autores

### 3.10.2. Sistema IT

El sistema de suministro de energía en modo IT [55], hace referencia a la ausencia de un conductor de tierra en el lado de suministro de energía o a la presencia de un sistema en el que todos los conductores activos están aislados de la tierra o están conectados a un punto de tierra a través de una impedancia. Por otro lado, la letra T que acompaña la segunda letra indica que el equipo eléctrico del lado de la carga está conectado a tierra.

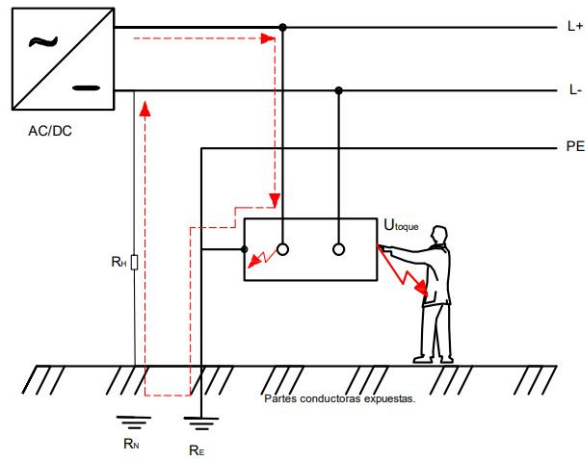


Figura 8: Diagrama del sistema IT.  
Fuente: Autores

### 3.10.3. Sistema TN

En el sistema TN [55], se establece la conexión de las piezas conductoras descubiertas de los dispositivos eléctricos a la línea de protección y se conectan al punto de puesta a tierra de la fuente de energía. Este punto de tierra suele ser el punto neutro en A.C y negativo en D.C del sistema de distribución de energía.

**Sistema TN-C:** las funciones del conductor neutro y del conductor de protección están combinadas en un único conductor en todo el sistema.

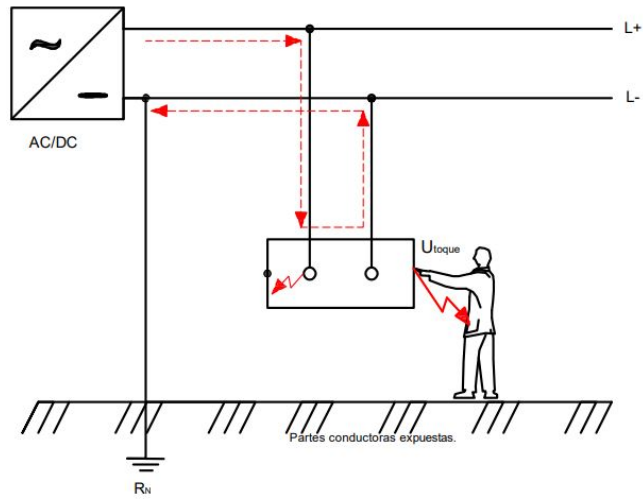


Figura 9: Diagrama del sistema TN-C.  
Fuente: Autores

**Sistema TN-S:** se utiliza un conductor de protección separado en todo el sistema.

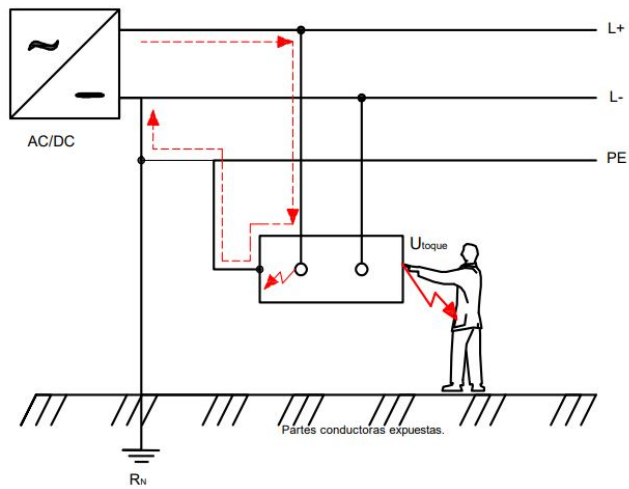


Figura 10: Diagrama del sistema TN-S  
Fuente: Autores

## Comparación entre normativas

En la Tabla 14 se comparan tipos de puestas a tierra según cada normativa de acuerdo con el sistema de conexión expuesto.

Tabla 14: Tipos de puestas a tierra según cada normativa.

Documento \ Sistema	IEC	IEEE	IEEE	NFPA	NFPA
	60364	142	446	780	70
Sistema IT	X	X	X	X	
Sistema TT	X	X	X	X	X
Sistema TN	X	X	X		

En la Tabla 15 se muestra la conexión más eficiente para un sistema de puesta a tierra es la IT, caso que no sea factible debido al sistema de protecciones no sea lo suficientemente eficaz para detectar la falla antes que ocurra la segunda falla se procede con el sistema TN-S.

Tabla 15: Comparación de conexiones

Criterio	IT	TT	TN-S	TN-C
Protección de los usuarios	3	3	3	3
Protección contra incendios	3	3	2	1
Protección de los equipos	3	3	1	1
Disponibilidad	4	2	2	2
Compatibilidad electromagnética	3	2	2	1
Instalación	3	2	2	2
Mantenimiento	3	2	4	4
Suma	22	16	16	14



Tabla 16: Indicadores de la Tabla 15

Excelente	4
Bueno	3
Medio	2
Bajo	1

### 3.11. Puesta a tierra para protección ante las descargas atmosféricas.

El principal problema presentado en los sistemas fotovoltaicos instalados en los techos ya sea de una vivienda o de un edificio es el peligro ante de descargas atmosféricas, el alcance de un rayo esta dado principalmente depende de tipo rayo (carga positiva, negativa o comunes), la altura de la edificación y si la zona que se encuentra instalado es sucesible a descargas atmosféricas.

El alcance de un rayo viene dado por la ecuación 32:

$$S = 0,8 * H^{0,6} * I^{0,74} \quad (32)$$

Donde:

- S: Es la distancia de impacto aproximada m.
- H: Altura del edificio en m.
- I: Corriente máxima de carrera de retorno en kA.

En la Fig. 11 se graficó diferentes niveles de corriente en función de la distancia de alcance, dado por la ecuación 32 , se observa que, entre más altura tenga el inmueble más probabilidad tendrá ser sometido a una descarga atmosférica.

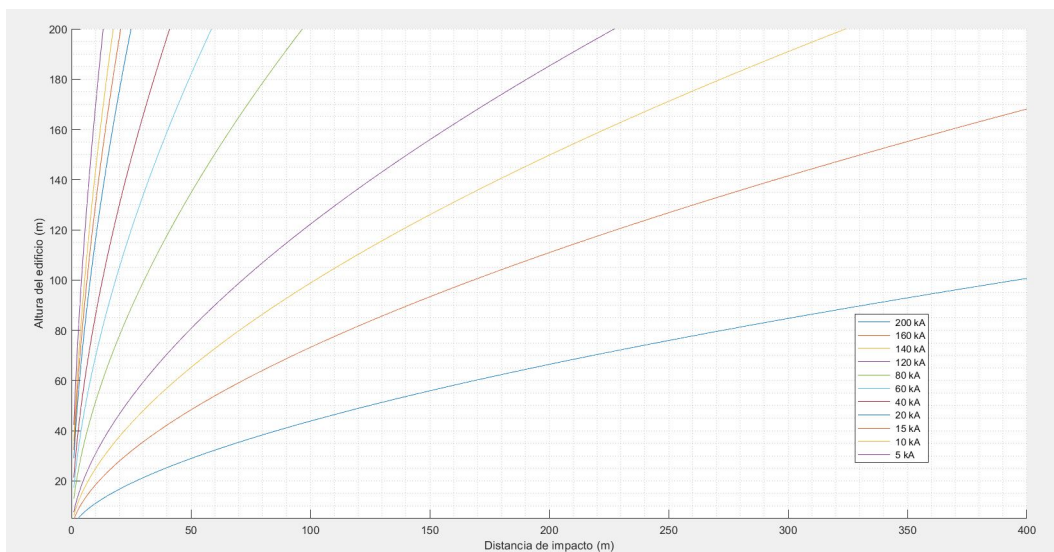


Figura 11: Distancia de alcance de un rayo en función de la altura del edificio.  
Fuente: Autores.

El procedimiento común es colocar un pararrayos a una altura determinada para su protección, como le observa en la Fig. 12, el área de protección del sistema depende de la altura que posea el pararrayos, pero este presenta dificultades para un sistema fotovoltaico principalmente al efecto sombra y el costo que representa, en [33] recomienda colocar una varilla terminal de aire. La resistencia de puesta a tierra deberá tener un valor máximo de  $10 \Omega$  [35].

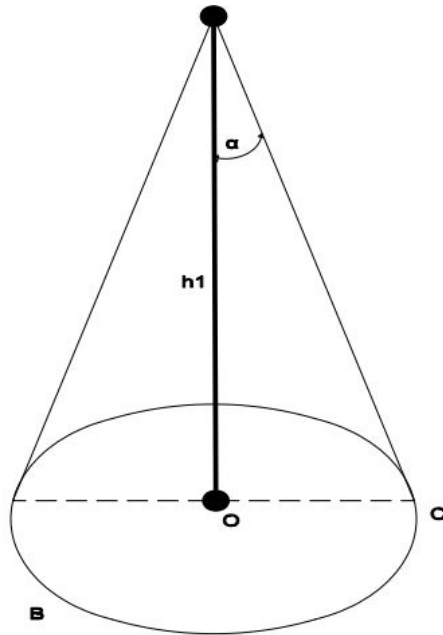


Figura 12: Espacio de protección del pararrayos  
Fuente: Autores

### 3.11.1. Varilla de terminal de aire

Los terminales de aire están unidos al sistema de electrodos de puesta a tierra. La instalación de terminales de aire de los paneles fotovoltaicos con dimensiones grandes no debe superar un espaciamiento de 7.6 m.

En la Fig. 13, se presenta una varilla de terminal de aire aislado, su estructura consiste en conectar la varilla a la estructura metálica que sujeta al panel fotovoltaico.

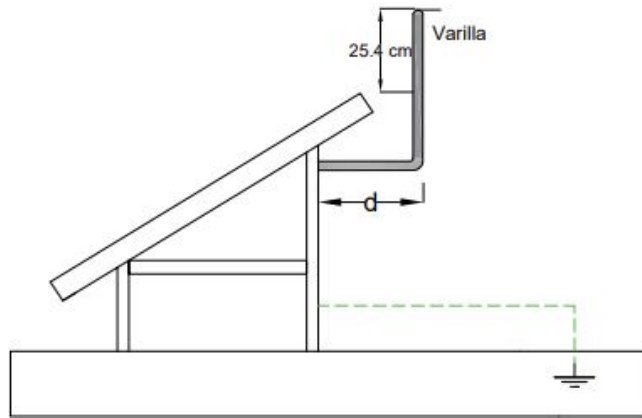


Figura 13: Varilla de terminal de aire aislado.  
Fuente: Autores

En la Fig. 14, se presenta una varilla de terminal de aire no aislado, su estructura consiste en que la varilla este alejado a una distancia entre 0.5m a 0.7m del panel solar y conectado directamente hacia tierra.

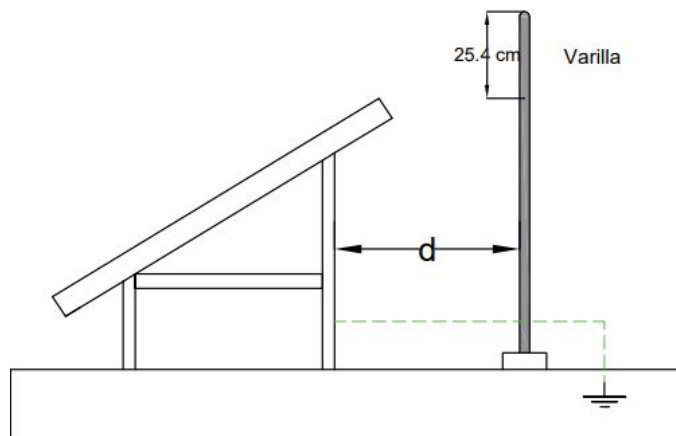


Figura 14: Varilla terminal de aire no aislado.  
Fuente: Autores

### 3.11.2. Disposición de los electrodos de puesta a tierra

En IEC 62305-3 [35], se describe dos disposiciones de los electrodos de puesta a tierra. En la mayoría de los estándares no especifica el área mínima que debe retener una malla de puesta a tierra, debido a que es una característica que no siempre puede cumplir. Al tener una mayor área de construcción el potencial de tierra será menor, en la normativa sugiere que el área mínima de  $L_x=20$  m,  $L_y=20$  para una protección ante descargas atmosféricas.

#### Disposición tipo A.

En esta configuración de conexión a tierra, se utilizan electrodos verticales u horizontales ubicados en la parte externa de la estructura a proteger, los cuales se conectan a cada uno de los conductores de bajada. Es importante que en esta disposición se utilice un mínimo de dos conductores para la conexión [34, 35].

Pueden derivarse en dos tipos:

- A1: Consiste en una estructura en forma de "pata de ganso".
- A2: Se compone de varias estacas verticales unidas en una línea o triángulo, separadas por una distancia de al menos su longitud.

#### Disposición tipo B.

Esta disposición consiste en una estructura que incluye un anillo conductor ubicado en el exterior y en contacto con el suelo en un 80% de su longitud, o en un electrodo de cimentación que puede estar conectado en una malla. Se recomienda enterrar la malla a una profundidad mínima de 0,5 metros y a una distancia aproximada de un metro de las paredes externas. Para asegurar una

conexión efectiva, cada conductor de bajada debe estar conectado al anillo y a un electrodo horizontal de al menos 4 metros de longitud o a un electrodo vertical de al menos 2 metros de longitud [34, 35].

### 3.11.3. Conductor de bajante

El conductor de bajante es el encargado de transportar por un camino de baja resistencia las corrientes generadas por una descarga atmosférica hacia tierra. Dicho conductor debe tener las siguientes características:

- Deben proveerse al menos dos conductores bajantes en cualquier tipo de estructura, incluidos los campanarios.
- Las estructuras con un perímetro de más de 76 metros deben tener un conductor bajante para cada tramo de 30 metros adicionales de perímetro o fracción de este.
- La ruta seguirá la trayectoria más corta, directa y en línea recta hacia la tierra, evitando pendientes que superen los 40 cm y que tengan una inclinación igual o superior a  $45^\circ$ . Las curvas tendrán radios que no sean menores de 20 cm y los cambios de dirección no serán inferiores a  $90^\circ$ .
- Se seleccionará una ruta que evite la cercanía y el cruce con cables eléctricos, de telefonía, datos, entre otros. Sin embargo, si el cruce es inevitable, se debe colocar la conducción dentro de un blindaje de metal que se extienda 1 metro a cada lado del cruce, y el blindaje debe conectarse a la bajante.

- Si el conductor es llevado por el exterior el aislamiento de los conductores de bajada expuestos mediante polietileno reticulado de 3 mm de espesor.
- En situaciones en las que no sea factible instalar una línea eléctrica en el exterior, se pueden utilizar conductores que estén dentro de un tubo aislante y no inflamable, con una sección mínima de 2000 mm<sup>2</sup>, destinado a tal efecto. En cualquier caso, se deben respetar las condiciones de proximidad.
- La distancia de proximidad es de 5 metros.
- La sección transversal del conductor debe ser mínimo de 100 mm<sup>2</sup>.

### Comparación entre normativas

En la Tabla 17 se comparan las diferentes protecciones ante descargas atmosféricas según cada normativa.

Tabla 17: Comparación de protecciones ante descargas atmosféricas según cada normativa.

Modelo	Documento				
	NFPA 780	IEC 62305	UNE 21186	IEC 60364	NFPA 70
Varilla terminal de aire	X				
Disposición de electrodos	X	X	X		
Conductor bajante	X	X	X		
Unión equipotencial	X	X	X	X	X

## 3.12. Acotaciones generales

### 3.12.1. Sistemas fotovoltaicos instalados en los suelos

Esta parte está dirigida específicamente a centrales de generación fotovoltaica instalados en los suelos con grandes potencias de generación de servicio público, específicamente a potencias superiores o igual a 5MW. Las bases donde se sujetan los paneles fotovoltaicos son elementos de alta conductividad y resistentes a la corrosión. En la Fig. 15, se observa una estructura metálica esta se encuentra enterrada en el suelo, por lo que se puede utilizar las patas de la estructura como camino para las descargas de la corriente de falla.

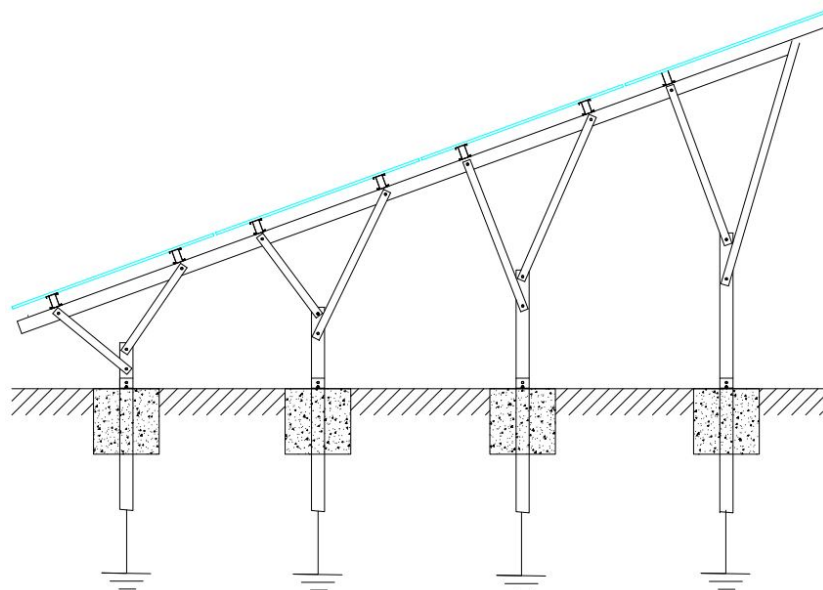


Figura 15: Estructura metálica de un sistema fotovoltaico instalado en el suelo.

Fuente: Autores



## Características

- Al utilizar las estructuras metálicas como sistema de puesta a tierra estos deben ser eléctricamente continuos, es decir, los soportes metálicos deben conectarse entre sí.
- No se utiliza cobre para el diseño de la puesta a tierra.
- Al no utilizar cobre representa una gran cantidad de ahorro.
- El método de análisis presenta una gran dificultad, por lo que el estándar IEEE 2778 [27], recomienda el uso de herramientas computacionales.
- Debe cumplir con los parámetros de seguridad de  $E_{paso}$  y  $E_{toque}$ .
- Estos sistemas son de grandes dimensiones, por lo que tienen una estación recolectora donde está presente un inversor y se eleva la tensión generalmente de 12.5 a 37 kV, en esa estación la malla de puesta a tierra debe realizarse de acuerdo con los criterios de IEEE 80 [3].

### 3.12.2. Masas metálicas expuestas

En los sistemas fotovoltaicos tiene una cantidad de elementos que deben ser aterrizados a tierra por lo que los criterios siguientes se establecen de acuerdo a lo dictado por [28, 5, 33].

#### Cerca metálica

Es común colocar una cerca metálica alrededor del sistema fotovoltaico para delimitar el espacio privado del mismo. Es esencial que estas deben

tener una tensión de contacto seguro, debido a que se encuentran a alcance del público.

La cerca debe tener ciertas características sustentadas en donde:

- La cerca debe estar aterrizada a tierra, si se encuentra a un rango de 5 m por lo que, si esta se encuentra a una distancia mayor, no presenta la necesidad de estar aterrizada a tierra, esto no anula el hecho de realizar un análisis de seguridad para verificar su voltaje de toque.
- La cerca debe estar unida con un puente unión en cada esquina entre cada cerca.
- Es necesario conectar mediante un puente de unión enterrado todas las puertas y otras aberturas que se encuentren en la cerca.
- Además, los hilos de alambre de púas que estén por encima de la cerca deben estar conectados al sistema de electrodos de puesta a tierra.
- También se requiere que la malla de puesta a tierra o los sistemas de electrodos de puesta a tierra se extiendan para cubrir el área de oscilación de todas las puertas.

### **Estructuras metálicas expuestas**

Cualquier estructura metálica conductora expuesta, incluyendo los cables tensores, que se encuentren a una distancia vertical de 2.5 metros o una distancia horizontal de 5 metros de equipos o conductores expuestos que puedan ser tocados por personas, deben ser conectados a los sistemas de electrodos de puesta a tierra de la zona.

### 3.12.3. Características técnicas

#### Punto de puesta a tierra

En el apartado de corriente continua C.C, la conexión de puesta a tierra debe realizarse en un solo punto, preferiblemente lo más cercano a la fuente fotovoltaica.

#### Conductor de protección

Anteriormente se mencionó la importancia de la equipotencialidad en el sistema fotovoltaico, además que es un requisito fundamental expuesto en la [28], que todas las partes metálicas conductoras de energía o no conductoras deben estar aterrizadas a tierra. Para el diseño del conductor de protección se establece de acuerdo con el apartado 3.5.4, mediante la ecuación 11, el inconveniente es cuando la corriente de falla esperada necesita un conductor de sección transversal pequeña, por lo que la IEC 60364-5-54 [50] recomienda una sección transversal mínima de  $2.05 \text{ mm}^2$  de cobre cuando tenga protección ante daños mecánicos y de  $4 \text{ mm}^2$  de cobre si no cuenta con protección ante daños físicos, es decir, su criterio es parecido a lo que establece el [5]. Por otro lado [4] recomienda que conductor de protección sea el conductor de mayor sección transversal del sistema, por lo general en estos sistemas fotovoltaicos es un el conductor 10 AWG en corriente alterna, el inconveniente se presenta cuando opera grandes potencias a bajo voltaje, como consecuencia el conductor es sobredimensionado, la corriente de falla a tierra no suele ser alta debido a su nivel de voltaje, por lo que se recomienda las especificaciones los criterios anteriores.

### Puesta a tierra de los equipos.

Los equipos instalados en un sistema fotovoltaico sus carcasas metálicas deben estar aterrizadas a tierra el conductor a usar esta dado por la tabla 10.

Por lo general, los equipos a instalar constan de un manual especificado por el fabricante por ejemplo en la Fig. 16, se muestra cómo se debe conectar el inversor a tierra, este tipo de esquema viene expuesto con un mayor detalle en los manuales del equipo.

Es necesario que los conductores de conexión a tierra de equipos y estructuras instalados se encuentren en la misma canalización o cable, o que estén colocados de manera que se unan con los conductores del circuito del sistema fotovoltaico cuando salgan de la proximidad del arreglo fotovoltaico.

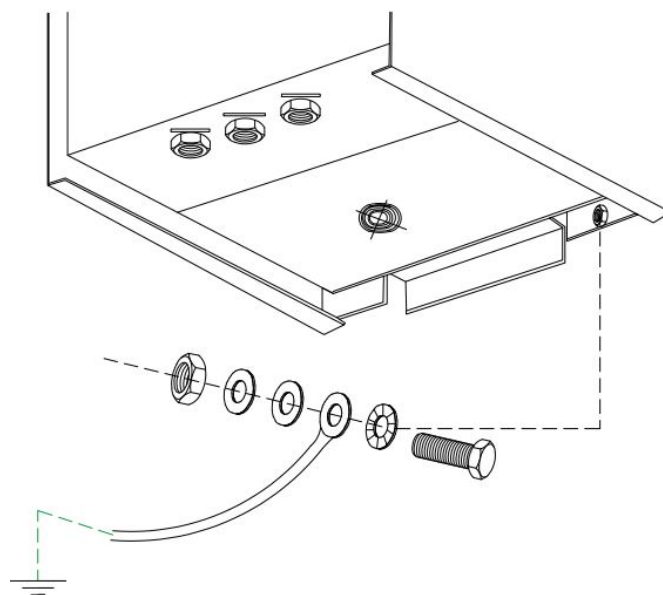


Figura 16: Ejemplo de conexión a tierra de un inversor  
Fuente: Autores.

# CAPÍTULO 4

## 4. Discusión

### 4.1. Interpretación de mediciones de resistividad del suelo.

Por lo general las normativas o estándares no recomienda un modelo del suelo en específico para obtener la resistencia aparente del mismo. Por lo que directamente comienzan desde los valores de seguridad (Voltaje de Toque y Paso), diseño y la forma correcta de la conexión a tierra de los equipos eléctricos dependiendo del documento.

Para el diseño de un sistema de puesta a tierra de un sistema fotovoltaico con gran tamaño de área en IEEE 2778 [27], se establece el uso de un modelo de suelo de dos capas, pero para una mayor exactitud recomienda el uso de un modelo del suelo de 3 capas, pero debido a la dificultad y que la solución de este modelo se puede realizar mediante herramientas computacionales que tienen un precio de licencia muy costosa queda solo como una recomendación.

El modelo de una sola capa es eficiente siempre que la distribución del terreno sea uniforme o cercano al valor inicial, en IEEE 80 [3] se menciona que este método varía en una pequeña escala (en una media aritmética del 30%), pero en la práctica raramente ocurre esto. Por lo que la mayoría de los estándares recomienda el uso del modelo de dos capas debido a la convergencia de los valores (valor más aproximado al real).

## 4.2. Voltajes de seguridad

Es poco frecuente encontrar un suelo con la misma distribución de sales minerales y humedad, en las ecuaciones 7 y 8 están consideradas para un suelo uniforme (modelo del suelo de una sola capa y no considera una capa superficial de alta resistencia), además sus valores de voltaje de toque y de paso es más exigente. Al tener dichas características su campo de aplicación es reducido, debido que para cumplir con los requerimientos establecidos se necesita una mayor inversión económica, en cuanto su diseño.

Las ecuaciones 2, 3, 4 y 5 del IEEE 80 [3], son las más utilizadas en los casos de estudio realizados en la zona Ecuatorial y programas como el ETAP y CYMGrd para el diseño de una malla de puesta a tierra. Las ecuaciones consideran el uso de una capa superficial de alta resistencia (es común en las subestaciones colocar una capa de piedra picada), o para un modelo de suelo de dos capas (la primera capa suele tener una mayor resistencia que la capa inferior). Al considerar dichas características sus valores de riesgo son más flexibles que de los establecidos por la UNE, también dependerá del tiempo de falla de despeje del sistema de protecciones. En conclusión, se recomienda el uso de estas ecuaciones para definir el voltaje de toque y de paso máximo permisible para el diseño de un sistema puesta a tierra.

## 4.3. Diseño del conductor

Existe una dificultad al determinar cuál es la mejor opción para el dimensionamiento del conductor, en el apartado Anexos pág. 112 se observan los resultados de las ecuaciones 9 y 10 donde se verifica que sus valores son

parecidos. El inconveniente que presenta cuando el resultado no cumplen con la sección del conductor mínimo por lo que se debe cumplir con lo establecido en [5], los conductores de puesta a tierra desde el conductor 14 AWG debe tener una protección ante daños físicos hasta tener un conductor no inferior a 6 AWG para el cobre y 4 AWG para el aluminio. Con el uso de la ecuación 11 se observa que su sección transversal es inferior que los resultados anteriores esto debido a que su principal uso es para el diseño de conductores de protección, es decir, para una conexión equipotencial pero se puede aplicar para el diseño de puesta a tierra. Uno de los casos comunes sería la conexión de puesta a tierra de un sistema fotovoltaico mediante el neutro del transformador que se encuentre aterrizado a tierra [13], el conductor mínimo para la aplicación no debe ser inferior al  $2.5 \text{ mm}^2$  según lo establecido en [25].

La aplicación de la Tabla 10, se observa que el conductor de puesta a tierra tiene una área superior que los demás hasta 20 veces, esto es debido al [5] prioriza la durabilidad y la seguridad del usuario, es decir, lo sobredimensiona con el fin de garantizar la durabilidad del sistema de puesta a tierra. En resumen, si la corriente de falla es pequeña para cumplir con el requisito del conductor mínimo se debe usar la Tabla 10.

#### 4.4. Diseño de la malla

El modelamiento mediante ecuaciones para mallas simétricas es uno de los más ocupados, esto consisten en la linealización de las ecuaciones diferenciales para obtener una ecuación con una configuración en específico, cada normativa viene incluido con determinado número de ecuaciones para cada configuración estimada. Las ecuaciones más utilizadas son 13, 14 y 15, tam-

bién está la ecuación de una placa circular enterrada o no enterrada. Por lo general el resultado de la ecuación tiene una aproximación cercana del resultado real de la resistencia de puesta a tierra ya instalada. El inconveniente es que en la práctica presentan obstáculos como se muestra en la figura 21, donde no se puede cumplir con el diseño propuesto lo que comúnmente se coloca el conductor y los electrodos alrededor de la estructura, cambiando la simetría de la malla. Al cambiar la orientación de los conductores sus valores calculados cambiarían de acuerdo con el número de modificaciones realizadas, por lo que puede mejorar o empeorar los parámetros de seguridad diseñados con respecto primer modelo planteado. Al realizar algún cambio en la simetría de este la mayoría de las normativas recomienda el uso de herramientas computacionales para su solución.

Al aplicar el método de elementos finitos, se puede realizar la configuración de malla según las características del terreno; los sistemas fotovoltaicos instalados en el suelo la mayoría de ellos no tienen simetría por lo que se recomienda el uso de herramientas computacionales para su solución [27]. Su resolución de manera analítica es prácticamente imposible en comparación de la forma simétrica, sin mencionar que se necesita amplio conocimiento en área de matemática y física por lo que en la mayoría de los estándares no se menciona debido a su alta complejidad, en la actualidad hay programas computacionales que resuelven esos problemas de manera sencilla y confiable como se demostró en la parte de Anexo pág. 117. Este método es el más eficiente principalmente porque no presenta limitantes en sus configuraciones de malla.



## 4.5. Cálculo de voltajes máximos paso y voltaje de malla

El voltaje de malla máximo y el voltaje de paso real es algo que todas las normativas especifican que se debe cumplir. Con ello se garantiza que el diseño del sistema de puesta a tierra sea lo suficientemente seguro ante una falla a tierra, previo a que se realice el montaje de la malla en el sitio. Las ecuaciones 19 y 28, son las ocupadas para el diseño de una malla simétrica.

En cuanto a la diferencia de una malla de puesta a tierra no simétrica y simétrica el potencial de tierra no se distribuye de manera uniforme como se muestra en la Fig. 22 por lo que es importante que al momento de realizar un cambio en la configuración de la malla simétrica se debe comprobar que los voltajes de toque y paso se mantengan en un rango seguro en áreas de interés.

## 4.6. Medición de malla de puesta a tierra instalada

En cuanto a eficiencia ambos sistemas de medición son utilizados para la medición de la resistencia de puesta a tierra.

Para el método de caída de potencial o el método de la regla del 61.8% anula el criterio de superposición debido a su gran área de análisis entre el electrodo de puesta a tierra y el electrodo de corriente. En los sistemas fotovoltaicos de grandes longitudes [21], se presenta el inconveniente que el valor de  $C$  es exageradamente grande y difícil de obtener, ya sea porque la distancia se acerca a otros tipos de tierra afectando el resultado de la misma o por la topografía del terreno. Por lo que se recomienda este método para

el análisis de malla que no tengan un área extensa.

El método de intersección de curvas como se mencionó anteriormente es una variación del método de caída de potencial, pero permite la aplicación en mallas con dimensiones grandes, solucionando el inconveniente del anterior método, siendo el más eficiente ya que simplifica las mediciones al requerir una menor distancia de la ubicación de los electrodos, al tener menos distancia elimina la duda de las posibles interferencias que puede afectar por diferentes tipos de tierras.

#### 4.7. Tipos de puesta a tierra

Como se sabe el ARCERNNR [29], menciona que todas las partes metálicas deben estar conectadas a tierra, pero no menciona cual es el mejor sistema de tipo de puesta a tierra del sistema fotovoltaico. Dicho análisis se aplicará con las referencias [12], [15], [13], [15], [31], [32], en ellos se realiza diferentes pruebas de simulaciones o beneficios en las diferentes configuraciones.

##### Sistema TT

El primer método mencionado TT de la Fig. 7 es uno de los métodos más eficientes en cuanto la seguridad, al momento de una falla el voltaje de contacto del dispositivo se convertirá en el voltaje de toque ( $U_{toque}$ ). Como se observa en el diagrama, la seguridad personal esta influenciado mayormente por el valor de  $R_E$ , entre menor resistencia tiene mayor seguridad. En si el sistema es relativamente seguro. Sin embargo, el sistema de puesta a tierra de polo positivo necesita un dispositivo de corriente residual (RCD) para

detectar la corriente de falla y disparar el circuito lo antes posible, ya que la corriente de falla es lo suficientemente grande como para activar el dispositivo de protección contra cortocircuitos para disparar el circuito en poco tiempo. Lo recomendable que cada puesta a tierra del sistema tenga el mismo valor resistencia ( $\leq 2\Omega$ ) para evitar el voltaje transferido. Por ejemplo en el Std 665 IEEE [32], menciona un ejemplo de lo que ocurrió en un diseño de puesta a tierra de un edificio con diferentes valores de resistencia, la puesta a tierra del servicio principal tenía un valor  $10\Omega$  y la puesta a tierra independientes de los equipos de un valor de  $25\Omega$ , al realizar esa actividad provocaba potenciales eléctricos peligros, la carga electrostática de las nubes, provocaba un aumento del potencia al grado que ser peligrosos para los equipos electrónicos y la referencia de los mismos.

### **Sistema IT**

Como consiguiente el método IT de la Fig. 8, al colocar la puesta a tierra con una impedancia, la principal ventaja ante una falla monofásica es que su corriente circula en una cantidad pequeña, de igual manera para el voltaje de toque su valor sera bajo debido a la alta resistencia en el bucle de puesta a tierra que limita la corriente de falla. Generalmente en los sistemas fotovoltaicos para 220 V la resistencia a tierra del sistema es  $10\sim 50\text{k}\Omega$  y la corriente de falla a tierra es de aproximadamente de  $4.4\sim 50\text{mA}$ , al tener valores pequeños en la corriente de falla se puede prevenir incendios. El voltaje de toque es aproximadamente de  $0.044\sim 0.4\text{ V}$ . Por lo tanto, no se necesita ningún dispositivo adicional para la protección contra descargas eléctricas. Los fusibles conectados en serie no se disparan conservando el suministro de

corriente incluso en caso de contacto a tierra unipolar y directo. Es difícil detectar una falla a tierra debido a que la corriente de falla es pequeña, especialmente en situaciones de desconexión a tierra, por lo que si el dispositivo no detecta la primera falla a tierra puede generarse una segunda falla la cual tendrá una corriente elevada, siempre que no sea el mismo conductor de la falla original. Por lo tanto, los dispositivos en el sistema de IT también necesitan dispositivos de corriente residual.

### **Sistema TN-S**

El tercer método mencionado es TN-S de la Fig. 10, es el más utilizado en sistemas de distribución de energía de corriente continua de bajo voltaje. Es uno de los métodos más eficaces para la desconexión ante una falla a tierra debido a sus niveles de corriente que son fácilmente detectables por el sistema de protección como el dispositivo de corriente residual. Al estar equipotenciado mediante el conductor de protección no presenta riesgos de voltaje transferido debido a las cargas estáticas de las masas y las corrientes parásitas del sistema. Generalmente sus valores de voltaje de toque pueden ser un poco altos debido a su rápida desconexión del sistema de protección, pero a su vez este sistema es más costoso debido a que necesita una mayor inversión en protecciones en caso de acometidas múltiples remotas.

### **Sistema TN-C**

El cuarto método mencionado es TN-C de la Fig. 9, es un sistema seguro y confiable en condiciones normales cuando la corriente es igual a la existente durante la operación. Cuando la potencia de los dispositivos es lo suficientemente grande, es común generar desequilibrios en el consumo de po-

tencia provocando que por el conductor de neutro circulen una determinada cantidad de corriente, provocando que el voltaje de contacto puede volverse inaceptable. En el caso de la rotura del conductor neutro o el negativo puede generar grandes riesgos de seguridad a los usuarios. El IEEE 142 [31] menciona el comportamiento del neutro de un transformador de 1500 kVA con un sistema de 208Y/120, el sistema operaba de manera correcta en condiciones normales. El mal funcionamiento ocurría cada vez que se cambiaba una carga grande. La carga total del transformador fue de aproximadamente 1200 A. La cantidad de corriente neutra que regresaba a tierra osciló entre 40 A y 60 A.

La conexión más eficiente para un sistema de puesta a tierra es la IT, en caso de que no sea factible debido al sistema de protecciones no sea lo suficientemente eficaz para detectar la falla antes que ocurra la segunda falla se procede con el sistema TN-S.

#### **4.8. Puesta a tierra para protección ante las descargas atmosféricas**

Para el análisis se basará en las investigaciones [20, 10, 11, 19], de las descargas atmosféricas, en base a en mayor parte de las normativas mencionadas de la tabla 17.

La IEC 62305-3 [35], menciona dos tipos de arreglos de puesta a tierra: tipo A y tipo B. Para la protección de un sistema fotovoltaico se debe usar un sistema de puesta a tierra tipo anillo alrededor de la estructura que se desea proteger, es decir, un arreglo tipo B [35, 33, 4]. El uso de este arreglo tipo

B es el más común para la protección de los equipos electrónicos [39], por lo que sería ideal para el inversor. Este sistema de puesta a tierra es común en la zona local; por ejemplo, en [24] de aerogeneradores del parque eólico VILLONACO.

La resistencia de puesta a tierra para para sistemas fotovoltaicos en casos normales el NFPA 70 [5] establece un valor de  $25\Omega$ , pero este valor no es apto para protección personal. Para una protección ante descargas atmosféricas debe tener el valor máximo  $10\Omega$ , pero al tener equipos electrónicos sensibles como el inversor su valor sigue siendo alto. En TIA 607 [39], establece que para los equipos electrónicos sensibles su resistencia de puesta a tierra debe ser inferior a  $5\Omega$ .

El uso de los pararrayos no es factible económicamente para los sistemas fotovoltaicos, además que provoca un efecto sombra sobre ellos, por lo que el NFPA 780 [33], recomienda el uso de varillas de terminales de aire; son elementos pequeños con una altura superior a 25.4 cm con respecto al panel fotovoltaico. Estos elementos no provocan el efecto sombra y son menos costosos que un pararrayos. Los mismos reducen sustancialmente el efecto transitorio de los rayos en especial la varilla de terminal no aislado, su voltaje de toque y paso es mas eficiente que lo que ofrece la varilla de terminal aislada, debido a que tiene un camino directo a tierra.

El [5, 35, 32], recomiendan el uso de caminos alternativos de alta conductividad hacia tierra como las varillas de acero de las edificaciones, estas varillas son un elemento continuo debido a que tiene que soportar la presión mecánica de la edificación y son enterradas en el suelo a una profundidad alrededor de 2 metros o más, eso dependerá del tipo de suelo. En [5], estable-

ce que se puede ocupar un material suficientemente grande con la capacidad de funcionar como tierra, por ejemplos tuberías de agua (cobre o de acero galvanizado). Por otro lado, en [35] recomienda que todas las varillas u otro elemento ocupado para la construcción se encuentre interconectados entre sí en la parte del centro del techo de la edificación, con el fin de poder colocar la unión de puesta a tierra en ese lugar, en [34] menciona que se presentaría dificultades al tratarse de hormigón prefabricado debido a que podría perder resistencia mecánica, por lo que es necesario realizar un previo análisis del mismo.

Todos las partes metálicas no conductoras deben estar aterrizadas a tierra [29, 5, 33]. Los equipos que dependan de sus estructuras metálicas como sistemas de protección de descargas atmosféricas deben ser eléctricamente continuos (ser equipotenciales), en China se realizó un estudio de la validación de esta especificación donde se simulo una descarga atmosférica y como receptor eran los soportes metálicos de las celdas solares, en él se demostró que reduce sustancialmente la amplitud de voltaje transitorio de la descarga atmósfera [33, 19], en el caso que los elementos metálicos no dependan como sistema de protección ante descargas atmosférica deben ir conectados individualmente hacia la malla tipo anillo [33].

# CAPITULO 5

## 5. Resultados

La puesta a tierra en los sistemas fotovoltaicos es un aspecto crítico de la seguridad eléctrica. En Ecuador no existe un reglamento específico de puesta a tierra aplicado a sistemas fotovoltaicos, por lo que es importante tener en cuenta los estándares americanos y europeos para asegurarse de que el sistema cumpla con las normas de seguridad eléctrica. En ambos casos, la puesta a tierra debe asegurar la protección contra los riesgos eléctricos, incluyendo la protección contra descargas eléctricas y el daño a los equipos eléctricos.

Tras el análisis realizado de los requisitos y procedimientos específicos para la puesta a tierra según las normas recopiladas, se presentan los requerimientos más adecuados para la implementación de una puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos. Los detalles se dan brevemente a continuación:

### 5.1. Propuesta para una puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos

#### 5.1.1. Modelado del suelo (Paso 1).

Para la interpretación de la resistencia del suelo se recomienda el uso del modelo del suelo de dos capas por su mayor convergencia con respecto al valor real dictado específicamente por estándar IEEE 2778. El modelo de una sola capa se puede utilizar siempre en cuanto el suelo tenga una distribución uniforme de su resistencia.



### 5.1.2. Valores de seguridad (Paso 2).

El voltaje de toque y el voltaje de paso son dos parámetros importantes para la evaluación del riesgo eléctrico en sistemas de puesta a tierra. En la zona Ecuatorial tiende a un mayor uso las ecuaciones 2, 3, 4, 5, para determinar los límites del voltaje toque y de paso. Se recomienda el uso de las ecuaciones de la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), debido a que considera la presencia de una capa superficial de alta resistencia o si la primera capa del suelo es de una resistencia mucho mayor que la primera capa.

### 5.1.3. Diseño del conductor (Paso 3).

Los sistemas fotovoltaicos instalados en las viviendas generalmente su corriente de cortocircuito no son de amplitudes elevadas, como consecuencia al usar las ecuaciones 9, 10 y 11, establecen un conductor de una sección transversal pequeña incumpliendo lo establecido por NFPA 70®.

Si la corriente de falla es pequeña para cumplir con el requisito del conductor mínimo se debe usar la Tabla 10 del NFPA®.

### 5.1.4. Características de la malla de puesta a tierra (Paso 4).

Los sistemas fotovoltaicos disponen de equipos electrónicos, por lo que, la resistencia de puesta a tierra debe ser  $R_g < 5\Omega$  y la profundidad de que debe estar enterrada a 600 mm lo establecido por la EEQ.

### **5.1.5. Diseño de la malla de puesta a tierra (Paso 5).**

Como se menciona en 3.7.2, los sistemas fotovoltaicos generalmente no son simétricos debido a esto se complica el uso de las ecuaciones 13, 14 y 15 además de afectar su resultado. Se recomienda el uso del método de elementos finitos, ya que se puede aplicar a infinitas configuraciones de mallas de puesta a tierra.

El método de elementos finitos al ser complicado su resolución existen varios programas que lo resuelve, por ejemplo: ETAP y CYMGrd. Al usar estas herramientas hay un menor margen de error y permite realizar simulaciones precisas de diferentes escenarios eléctricos y evaluar el comportamiento del sistema de puesta a tierra en cada caso.

### **5.1.6. Cálculo de voltaje máximo de paso y voltaje de malla (Paso 6).**

Como se menciona anteriormente es importante tener una aproximación de la respuesta del sistema ante una falla a tierra. Se recomienda las ecuaciones 19 y 28 cuando la malla de puesta a tierra tiene forma y espaciamiento simétrico, caso contrario la distribución de potencial no es uniforme como se observa en la Fig. 22, afectando la seguridad en áreas específicas. Si el sistema no es simétrico se establece que se debe usar herramientas computacionales para el análisis.

### **5.1.7. Resistencia de puesta a tierra ya instalada (Paso 7).**

Para la medición de la resistencia de puesta a tierra se recomienda el método de intersección de curvas. principalmente a que no presenta riesgos de alguna

perturbación afectando los resultados y puede ser aplicado a mallas de gran cantidad de área.

#### **5.1.8. Tipos de puesta a tierra (Paso 8).**

Se recomienda el uso del sistema IT, debido a que permite seguir funcionando ante una falla línea a tierra. El sistema debe funcionar de acuerdo al ejemplo propuesto en la página [120](#).

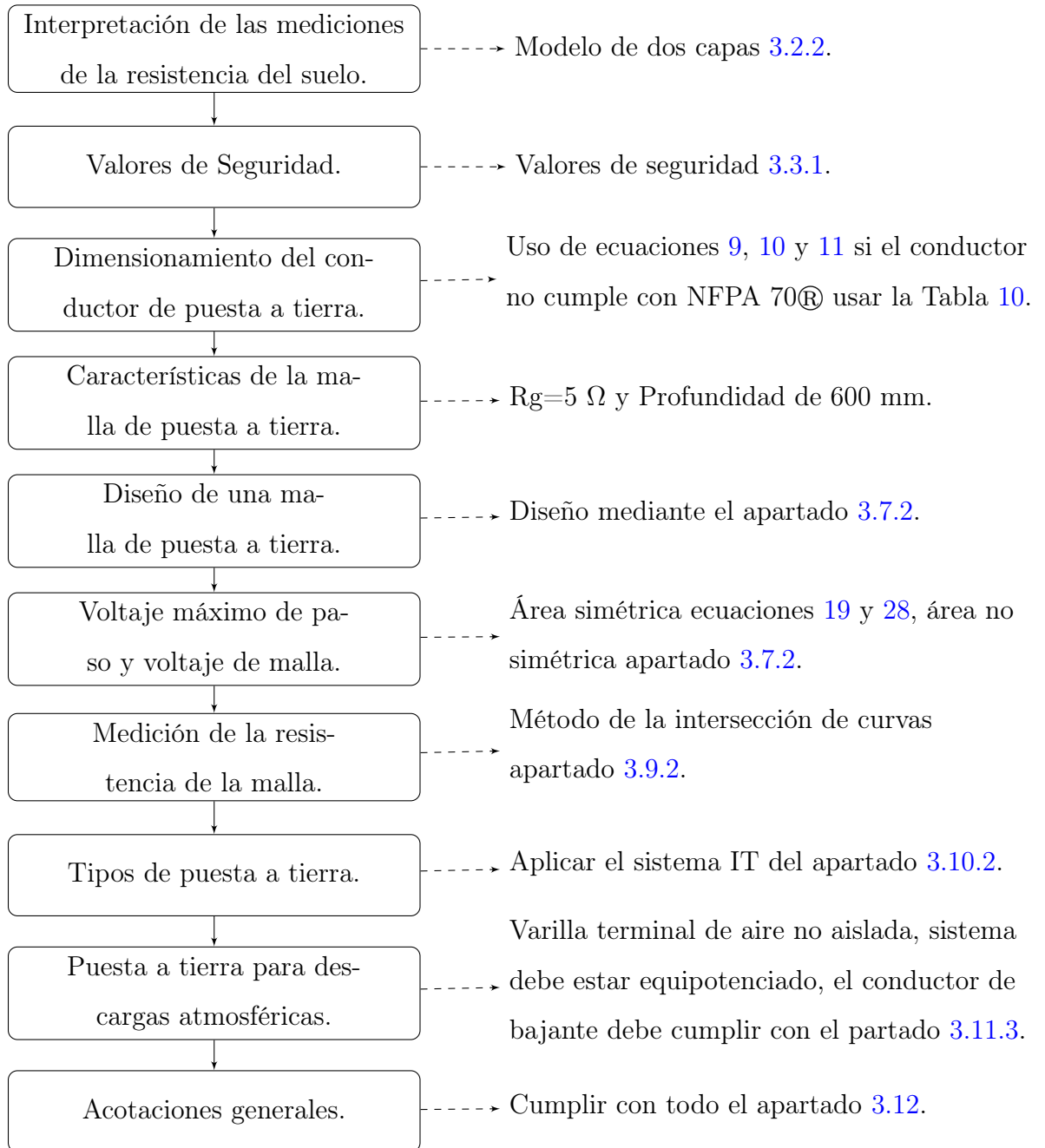
#### **5.1.9. Puesta a tierra para protección ante las descargas atmosféricas (Paso 9).**

Para una mayor protección ante una descarga atmosférica se debe instalar varillas terminales de aire no aisladas, la disposición de los electrodos debe ser un arreglo tipo B, el de bajante debe cumplir con lo establecido en [3.11.3](#) y el sistema debe estar equipotenciado.

#### **5.1.10. Acotaciones generales (Paso 10).**

Las acotaciones establecidas en [3.12](#), están dadas por la mayoría de las normativas analizadas por lo que deben cumplir con todas las acotaciones mencionadas.

## 5.2. Resumen de la propuesta



# CAPÍTULO 6

## 6. Conclusiones y Recomendaciones

### 6.1. Conclusiones

La puesta a tierra para sistemas fotovoltaicos es fundamental para garantizar la seguridad de las personas y la protección de los equipos eléctricos. En muchos países, existen normas y regulaciones específicas que deben seguirse para garantizar la puesta a tierra adecuada de los sistemas fotovoltaicos.

Tanto en Estados Unidos y Europa, se aplican las normas y regulaciones del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), National Electric Code (NEC), International Electrotechnical Commission (IEC) y Normalización Española (UNE). Estas normas establecen los requisitos para la puesta a tierra del sistema fotovoltaico, incluyendo la conexión a tierra de los paneles solares y otros componentes del sistema.

Si un sistema fotovoltaico no está correctamente conectado a tierra, se pueden producir sobretensiones y otros problemas eléctricos que pueden dañar los equipos y reducir su vida útil.

La resistencia de tierra, la corriente de falla y la tensión de contacto son algunos de los parámetros y valores importantes que deben tenerse en cuenta al diseñar un sistema de puesta a tierra para un sistema fotovoltaico. Los requisitos específicos para la puesta a tierra pueden variar según el país y la normativa aplicable, pero en general, se deben seguir las prácticas recomendadas y las normas establecidas para garantizar una conexión a tierra adecuada y segura del sistema fotovoltaico.

Para la interpretación de la resistencia del suelo es de mayor eficiencia un modelo del suelo de dos capas para una mayor exactitud, en cuanto los valores de seguridad es factible el uso de las ecuaciones propuestas por el IEEE donde tiene un mayor campo de aplicación. Al momento del diseño de una malla de puesta a tierra es preferible el uso el método de elementos finitos, debido a que no se dispone de una área adecuada (área simétrica) y finalmente debe ser medida la resistencia de la malla cuando ya se encuentre instalada.

Para un sistema fotovoltaico la conexión IT es la más eficiente debido al pequeño valor de la corriente de falla monofásica a tierra, permitiendo al sistema seguir con su funcionamiento con normalidad, esta falla debe ser reparada antes de que ocurra la segunda falla monofásica, la que su amplitud es peligrosa para el equipo debido a que no se encuentra limitada por la resistencia.

Los sistemas fotovoltaicos que se encuentren instalados en los techos deben estar unidos eléctricamente continuos todas las partes metálicas, no es necesario la instalación de un pararrayos si no la instalación de una varilla terminal de aire no aislada y a su vez debe tener una ruta directa hacia tierra con una resistencia inferior a los  $5 \Omega$  para una mayor protección de los equipos electrónicos.

## **6.2. Recomendaciones**

Es importante conocer las normas y regulaciones específicas que se aplican en el país o región donde se instalará el sistema fotovoltaico. Esto puede incluir la normativa del National Electric Code (NEC) en los Estados Uni-

dos, la normativa de la International Electrotechnical Commission (IEC) en Europa, u otras normas y regulaciones aplicables.

Es necesario identificar los requisitos específicos para la puesta a tierra del sistema fotovoltaico. Esto puede incluir los requisitos para la conexión a tierra de los paneles solares, los inversores y otros componentes del sistema.

Realizar pruebas de resistencia de tierra para garantizar que el sistema de puesta a tierra tenga una resistencia adecuada. Esto puede ayudar a garantizar que la corriente de falla se disipe de manera segura y proteja a las personas y los equipos eléctricos.

Verificar que todas las conexiones de puesta a tierra estén correctamente instaladas y conectadas. Esto puede incluir verificar la conexión a tierra de los paneles solares, los inversores, los sistemas de cableado y otros componentes del sistema.

Es importante que los técnicos estén capacitados y formados en las normas y regulaciones de puesta a tierra para sistemas fotovoltaicos. Esto puede ayudar a garantizar que el sistema de puesta a tierra esté instalado correctamente y cumpla con los requisitos de seguridad eléctrica.

## Referencias

- [1] I. E. Commission *et al.*, “Iec 60076-5 power transformers-part 5: Ability to withstand short circuit,” *IEC standards*, 2006.
- [2] I. I. E. Commission), “Iec 60865-1: 2011, ed. 3, short-circuit currents—calculations of effects. part 1: Definition and calculation methods,” 2011.
- [3] “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding,” *IEEE Std 80-2013 (Revision of IEEE Std 80-2000/ Incorporates IEEE Std 80-2013/Cor 1-2015)*, pp. 1–226, 2015.
- [4] UNE, “Norma europea 50522:2010.” *Revisado por Normalización Española*, 12 de Julio del 2012.
- [5] N. 70, “Artículo 250 puesta a tierra y conexión equipotencia, articulo 690 puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos,” *Código Eléctrico Nacional*, 2017.
- [6] J. S. R. Castaño and E. A. C. Plata, *Sistemas de puesta a tierra: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF*. Universidad Nacional de Colombia, 2010.
- [7] J. S. Ruiz Ortega, “Estudio del sistema de puesta a tierra de la universidad técnica del norte e implementación de un telurómetro de cuatro electrodo,” B.S. thesis, Universidad Técnica del Norte, 2017.
- [8] C. E. Quiuchaca Cuentas and J. J. Ticona Chambi, “Instalación de radio bases y sistemas de puesta a tierra,” Ph.D. dissertation, 2018.



- [9] L. M. Cárdenas Flórez, “Estudio de los sistemas de puesta a tierra de los edificios de: Bellas artes, centro multidisciplinario, industrial, administrativo, bienestar universitario y centro de innovación y desarrollo tecnológico de la universidad tecnológica de pereira,” 2015.
- [10] D. Moongilan, “Residential solar system bonding and grounding methods for lightning protection,” in *2013 IEEE Symposium on Product Compliance Engineering (ISPC)*. IEEE, 2013, pp. 1–6.
- [11] P. Ortuondo, “Manual para el proyecto y análisis de sistemas de puesta a tierra,” *Imprenta América Ltda. Chile*, pp. 5–61, 1997.
- [12] M. Pourmirasghariyan, S. F. Zarei, and M. Hamzeh, “DC-system grounding: Existing strategies, performance analysis, functional characteristics, technical challenges, and selection criteria - a review,” *Electric Power Systems Research*, vol. 206, p. 107769, may 2022.
- [13] “Puesta a tierra de la microrred de ca.”
- [14] F. Mahtar, A. Ramli, W. W. Abdullah, and M. Isa, “Comparison study of usage as grounding electrode between galvanized iron and copper with and without earth additive filler,” in *2007 Asia-Pacific Conference on Applied Electromagnetics*. IEEE, 2007, pp. 1–5.
- [15] L. Li, J. Yong, L. Zeng, and X. Wang, “Investigation on the system grounding types for low voltage direct current systems,” in *2013 IEEE Electrical Power & Energy Conference*. IEEE, 2013, pp. 1–5.
- [16] H. E. M. Darlington, “Maintenance of grounding systems.”

- [17] A. Domínguez Crismatt and A. A. Puello Roca, “Aplicación de la norma técnica colombiana ntc 4552 de protección contra rayos en la universidad tecnológica de bolívar,” 2006.
- [18] W. Bower and J. Wiles, “Analysis of grounded and ungrounded photovoltaic systems,” in *Proceedings of 1994 IEEE 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion - WCPEC (A Joint Conference of PVSC, PVSEC and PSEC)*. IEEE.
- [19] Q. Sun, L. Huang, X. Zhong, J. Yang, L. Zhong, S. Chen, and H. Jin, “Influence of photovoltaic support on lightning transient under direct lightning strike,” *Electric Power Systems Research*, vol. 214, p. 108841, jan 2023.
- [20] K. Damianaki, C. A. Christodoulou, C.-C. A. Kokalis, A. Kyritsis, E. D. Ellinas, V. Vita, and I. F. Gonos, “Lightning protection of photovoltaic systems: Computation of the developed potentials,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 1, p. 337, 2020.
- [21] P. Azaña Rueda, “Diseño y viabilidad de una instalación fotovoltaica de 10mwp conectada a la red en lliria provincia de valencia,” 2020.
- [22] B. G. Mena-Cerdas, “Diseño de puesta a tierra y sistemas de protección de pararrayos para una planta fotovoltaica de 500kw en la sede central del tecnológico de costa rica,” 2017.
- [23] N. G. Salas Villalta, “Diseño del sistema de puesta a tierra de un sistema fotovoltaico de potencia,” 2019.

- [24] Á. D. Albarrasín Veintimilla, “Protección a los aerogeneradores contra descargas atmosféricas en parques eólicos, aplicación parque eólico villonaco,” B.S. thesis, Quito, 2016., 2016.
- [25] G. Gregory, J. Kusca, G. Parise, M. Sanders, and C. Wellman, “Iec 60364-5-54-2015,” in *Conference Record of the 2000 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Fifth IAS Annual Meeting and World Conference on Industrial Applications of Electrical Energy (Cat. No.00CH37129)*, vol. 4, 2015, pp. 2774–2781 vol.4.
- [26] W. Bower and J. Wiles, “Analysis of grounded and ungrounded photovoltaic systems,” in *Proceedings of 1994 IEEE 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion - WCPEC (A Joint Conference of PVSC, PVSEC and PSEC)*, vol. 1, 1994, pp. 809–812 vol.1.
- [27] “Ieee guide for solar power plant grounding for personnel protection,” *IEEE Std 2778-2020*, pp. 1–24, 2020.
- [28] “Regulación no. arconel -003/18.” (*Revisado por Agencia de Regulación y Control de Electricidad - Arconel*), no. 783, 25 de Febrero de 2019.
- [29] “Regulación no. arcernnr 001/2021.” (*Agencia de regulación y control de energía y recursos naturales no renovables - ARCERNNR* ), abril 2021.
- [30] *ELECGALAPAGOS S.A.* Available:. [Online]. Available: <https://gobecforms.gobiernoelectronico.gob.ec/index.php/eepg/tramites/autorizacion-permiso-conexion-instalacion-operacion-microsistemas-fotovoltaicos-msfv>

- [31] “Ieee recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems,” *IEEE Std 142-2007 (Revision of IEEE Std 142-1991)*, pp. 1–225, 2007.
- [32] “Ieee guide for generating station grounding,” *IEEE Std 665-1995 (R2001) (Revision of IEEE Std 665-1987)*, pp. 1–60, 2011.
- [33] M. K. Sanders, “Nfpa 780 standard for the installation of lightning protection systems 2011 edition,” in *2011 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference*. IEEE, 2018, pp. 1–4.
- [34] UNE, “Norma europea une 21186.” *Revisado por Normalización Española*, 21 de diciembre del 2011.
- [35] *IEC 62305-3 Ed.2*, International Electrotechnical Commission Std., 2010-12.
- [36] B. STANDARD, “Application of equipotential bonding and earthing in buildings with information technology equipment,” 2010.
- [37] “Ieee recommended practice for emergency and standby power systems for industrial and commercial applications,” *IEEE Std 446-1995 [The Orange Book]*, pp. 1–320, 1996.
- [38] I.-I. E. Commission *et al.*, “Iec 60728-11,” 2010.
- [39] T. I. Association *et al.*, “Generic telecommunications bonding and grounding (earthing) for customer premises tia 607b,” 2011.

- [40] C. G. Coronel Naranjo and F. M. Sinchi Sinchi, “Diseño y evaluación de configuraciones de puesta a tierra en diferentes tipos de suelo empleando materiales de baja resistividad,” Master’s thesis, 2021.
- [41] C. E. Colombiano, “Ntc 2050,” *Bogotá DC: el Instituto*, 1998.
- [42] *Instalaciones electricas*, Ministerio de desarrollo urbano y vivienda Std.
- [43] C. F. Dalziel and T. H. Mansfield, “Effect of frequency on perception currents,” *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 69, no. 2, pp. 1162–1168, 1950.
- [44] F. M. Sinchi Sinchi, “Diseño y determinación de sistemas de puesta a tierra mediante pruebas de campo con elementos comunes utilizados en la región, incluyendo gem y electrodo químico,” B.S. thesis, 2017.
- [45] C. Prabhakar and R. A. Deshpande, “Evaluation of soil resistivity and design of grounding system for hydroelectric generating station in a hilly terrain — a case study,” in *2014 International Conference on Advances in Energy Conversion Technologies (ICAECT)*, 2014, pp. 104–107.
- [46] *Centrosur*. Available: [Online]. Available: <https://www.centrosur.gob.ec/?q=revision>
- [47] M. Sosa, “Empresa eléctrica de quito,” *Normas para sistemas de distribución - Parte A para el diseño de redes de distribución*, p. 162, 2015.
- [48] “Empresa electrica regional del sur s.a.,” *Normas Tecnicas para el diseño de redes Electrocas Urbanas y Rurales*, 2012.

- [49] “Anexo general reglamento técnico de instalaciones eléctricas (retie) resolución 9 0708. ministerio de minas y energía de colombia,” p. 127, 2013.
- [50] *IEC 60364-4-442*, International Electrotechnical Commission Std.
- [51] G. Ball, T. Zgonena, and C. Flueckiger, “Photovoltaic module grounding: issues and recommendations,” *Solar America Board for Codes and Standards*, 2012.
- [52] J. D. Flicker, “Module level power electronics reliability and accelerated testing standards development.” Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States), Tech. Rep., 2013.
- [53] J. A. Toro Córdoba, “Programa en python para modelado de suelos no homogéneos mediante un algoritmo de optimización,” 2022.
- [54] “Ieee recommended practice for powering and grounding electronic equipment,” *IEEE Std 1100-1999*, pp. 1–408, 1999.
- [55] I. E. Commission *et al.*, “Iec 60364-1 low-voltage electrical installations—part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions,” *International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland*, 2005.

# Anexos

## Ejemplo de aplicacion

En este apartado se desarrolla una serie de ejemplos de aplicación de acuerdo con los métodos visto a lo largo del documento.

### Interpretación de mediciones de resistividad del suelo.

#### Modelamiento asumiendo un suelo uniforme.

Las mediciones se obtuvieron del documento [6], para la aplicación de las fórmulas.

Tabla 18: Valores de resistencia. [6]

Sitio de medida	$\rho_a \Omega$
1	392
2	375
3	368
4	353
5	341
6	328
7	317
8	308
9	295
10	270
11	250
12	210

Valor de resistencia aparente del suelo mediante la ecuación 18:

$$\rho_a = \frac{392 + 375 + 368 + 353 + 341 + 328 + 317 + 308 + 295 + 270 + 250 + 210}{12} =$$

$$\rho_a = 317,25\Omega\text{-m}$$

Promedio entre el valor máximo y mínimo de la resistencia de puesta a tierra.

$$\rho_a = \frac{392 + 210}{2} = 301\Omega\text{-m}$$

Como se ha observado los valores de la tabla 18 no se distribuyen de una manera uniforme por lo que es recomendable aplicar el método estadístico BOC-COX en la Fig. 17 se realizado dicho procedimiento en el software Minitab que con lo que se obtuvo el valor de resistencia esperada alrededor de 377  $\Omega\text{-m}$ .



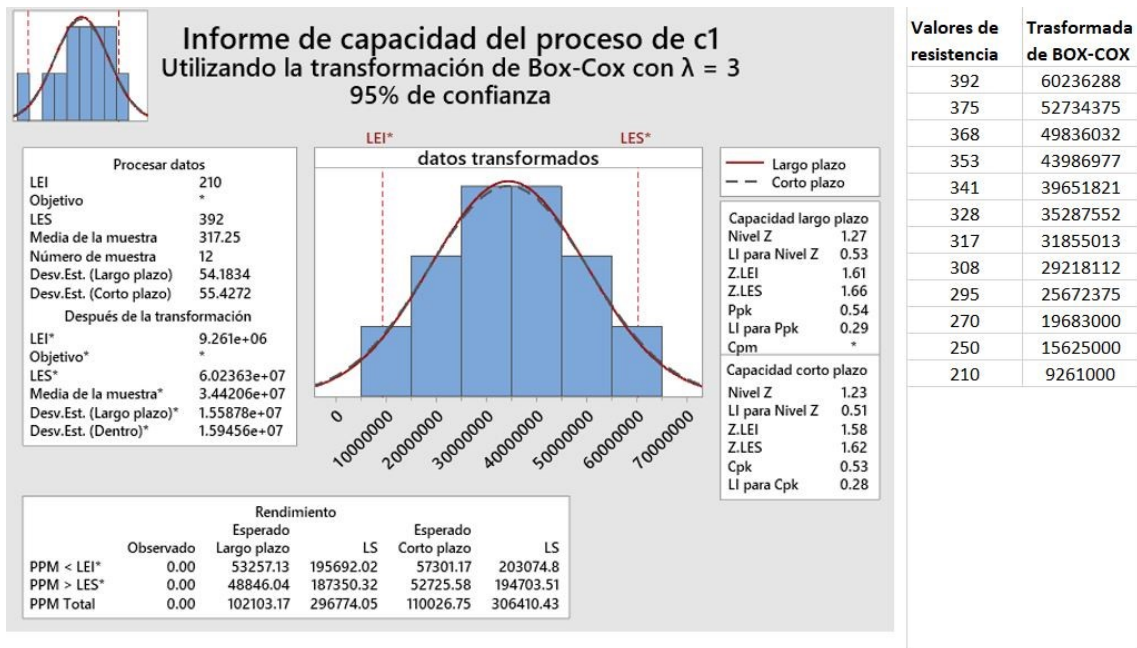


Figura 17: Resistencia esperada.  
 Fuente: Autores

Para el cálculo de la malla a tierra te tomara el valor de 377  $\Omega$ -m.

### Modelamiento asumiendo un modelo de dos capas.

Las mediciones de los resultados se obtuvieron del documento [6], para la aplicación de las fórmulas.

Tabla 19: Medidas de resistividad del terreno

Medida numero	a(m)	R( $\Omega$ )	$\rho_a = 2 * \pi a R(\Omega.m)$
1	0.5	140	439.82
2	1	67.33	423.05
3	2	28.04	352.36
4	3	16.42	309.51
5	4	11.15	280.23
6	5	8.3	260.75
7	10	3.1	194.78
8	15	1.5	141.37
9	20	0.97	121.89
10	25	0.74	116.24
11	30	0.59	111.21
12	35	0.5	109.96
13	40	0.42	105.56
14	45	0.37	104.62
15	50	0.32	100.53

Realizamos los pasos sustentados en la sustentación de anteriormente

1. Se grafica los datos de la Tabla 19 vs. a; El resultado se observa en la Fig. 18

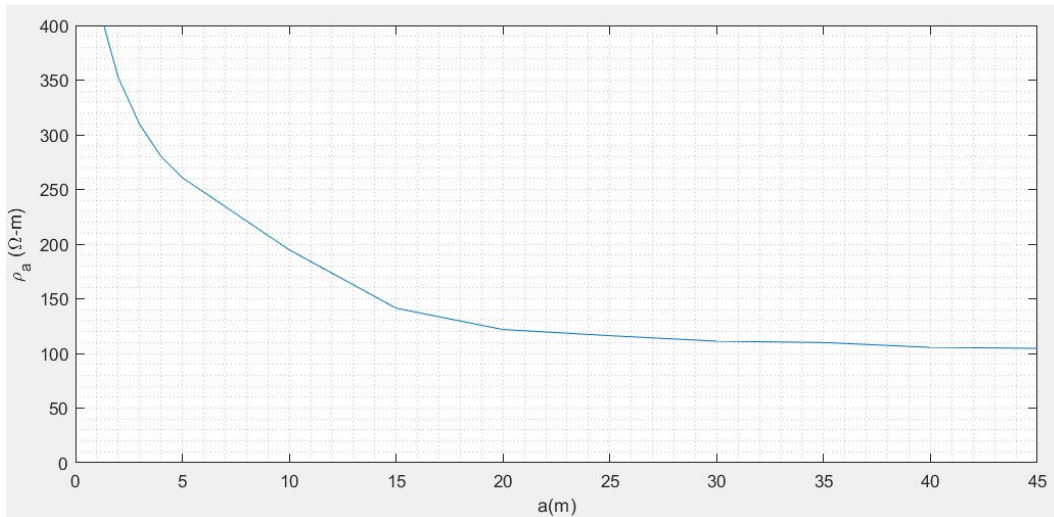


Figura 18: Gráfica  $\rho_a$  vs.  $a$  para el método de Sunde  
Fuente: Autores

2. Dada la Fig. 18 dada la inspección visual.

$$\rho_1 = 420\Omega\text{-m y } \rho_2 = 100\Omega\text{-m y}$$

3. Se determina  $\rho_2/\rho_1 = 100/420 = 0,23$  y se dibuja una curva de extrapolación de la Fig. 2.

4. Se selecciona el valor de  $\rho_a/\rho_1 = 0,5$  dentro de la región pendiente de la curva apropiada  $\rho_2/\rho_1 = 0,23$  de la Fig. 2.

5. Se determina el espaciamiento adecuado de las puntas  $a/H=1.8$ .

6. Se calcula  $\rho_a$  :  $\rho_a = 0,5 * 420 = 210\Omega\text{-m}$ .

7. En la Fig. 18, se puede observar que el valor de  $210\Omega\text{-m}$  tiene un valor

de  $a$  igual a 8.3.

8. Se calcula la profundidad de la capa superior.

$$h = \frac{a}{a/H} = \frac{8,3}{1,8} = 4,61\text{m.}$$

Por lo consiguiente el suelo tendrá la siguientes características mostradas en la Fig. 19.

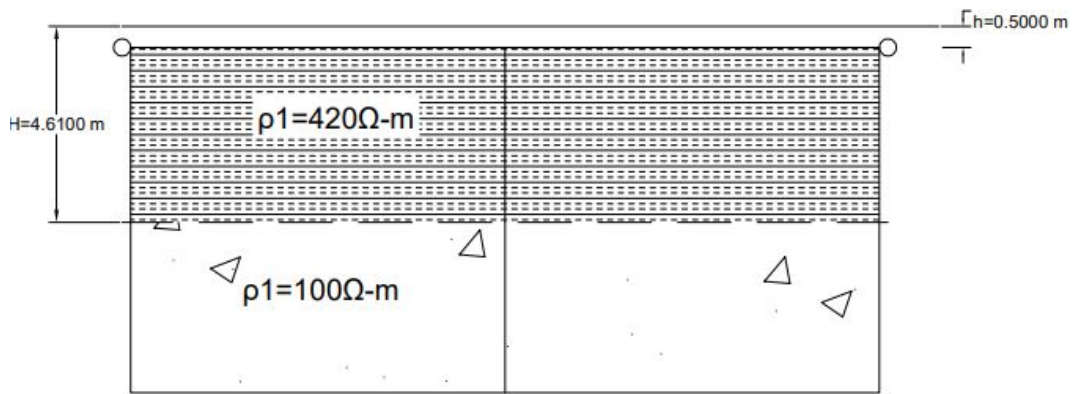


Figura 19: Terreno de dos capas  
Fuente: Autores

## Dimensionamiento del conductor de puesta a tierra.

### Diseño del conductor mediante la IEEE

Donde:

- Tiempo de despeje de la falla  $t=300$  ms
- Corriente de falla en RMS  $I=1500$  A

- Conductor de cobre.

Resultados con la ecuación 9 .

$$A_{mm^2} = \frac{1500/1000}{\sqrt{\frac{3,42 \times 10^{-4}}{0,3 \times 0,00381 \times 1,78} (\ln(\frac{242+1048}{242+20}))}} = 2,96701 mm^2 \approx 12AWG.$$

### Dimensionamiento del conductor mediante la UNE

Donde:

- Tiempo de despeje de la falla t=300 ms
- Corriente de falla en RMS I=1500 A
- Conductor de cobre.

$$A_{mm^2} = \frac{1500}{226} \times \sqrt{\frac{0,3}{\ln(\frac{1048+234,5}{20+234,5})}} = 2,8585 mm^2 \approx 12AWG.$$

### Diseño del conductor mediante la IEC

Donde:

- Tiempo de despeje de la falla t=300 ms
- Corriente de falla en RMS I=1500 A
- Conductor de cobre.

Resultado con la ecuación 11:

$$k = \sqrt{\frac{6,45 \times 10^{-3}(234,5 + 20)}{17,241 \times 10^{-6}} \ln(1 + \frac{(1048 - 20)}{234,5 + 20})} = 392,40$$

$$S = \frac{\sqrt{1500^2 \times 0,3}}{392,40} = 2,093mm^2 \approx 14AWG$$

Resultado con la Tabla 10:

$$S = 67,4mm^2 \approx 2/0AWG.$$

## Diseño de una malla de puesta a tierra en forma simétrica

Para la resolución de estos se ha considerado un área de 24X24m, profundidad de 0.6 m de conductor de cobre 2 AWG y resistencia del terreno de 210  $\Omega$ -m. En la figura 20 se observa en detalle la configuración de la misma.

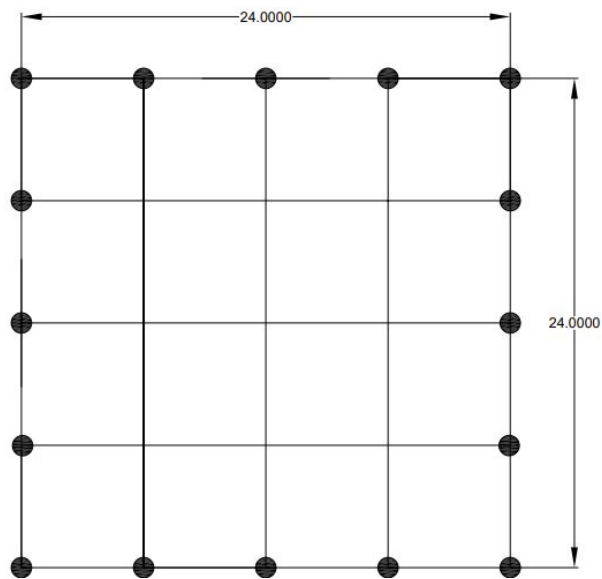


Figura 20: Dimensionamiento de la malla  
Fuente: Autores

### Ecuación de Sverak

$$L_T = L_c + L_R = 24 \times 5 + 24 \times 5 = 240m$$

$$A = Lx * Ly = 24 \times 24 = 576m^2$$

$$R_g = 377 \left[ \frac{1}{240} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 576}} \left( 1 + \frac{1}{1 + 0,6 \sqrt{\frac{20}{576}}} \right) \right] = 8,2427\Omega$$

### Ecuación de Schwarz para modelo de una capa

$$K_1 = -0,5 \times \frac{24}{24} + 1,2 = 1,15.$$

$$K_2 = 0,1 \frac{24}{24} + 4,68 = 4,78.$$

$$R_1 = \frac{377}{\pi * 240} \left[ \ln \left( \frac{2 * 240}{\sqrt{0,005189 * 0,6}} \right) + \frac{1,15 * 240}{\sqrt{576}} - 4,78 \right] = 7,93\Omega$$

$$R_m = \frac{377}{\pi * 240} \left[ \ln \left( \frac{2 * 240}{2,4} \right) - 1 + \frac{1,15 * 240}{\sqrt{576}} - 4,78 + 1 \right] = 6$$

$$R_2 = \frac{377}{2 * \pi * 16 * 2,4} \left[ \ln \left( \frac{2 * 2,4}{0,016} \right) - 1 + \frac{2 * 1,15 * 2,4}{\sqrt{576}} (\sqrt{16} - 1)^2 \right] = 10,58\Omega$$

El electrodo tiene una longitud 2,40 metros. Diámetro de 14 mm (5/8"), recubrimiento electrolítico con cobre de 250 micras, para conductor hasta calibre N° 2 AWG.

$$R_g = \frac{7,93 * 10,58 - 6^2}{7,93 + 10,58 - 2 * 6} = 7,35$$

**Ecuación de Schwarz para modelo del suelo de dos capas.**

$$R_1 = \frac{210}{\pi * 240} \left[ \ln\left(\frac{2 * 240}{\sqrt{0,005189 * 0,6}}\right) + \frac{1,15 * 240}{\sqrt{576}} - 4,78 \right] = 4,39\Omega$$

$$R_2 = \frac{210}{2 * \pi * 16 * 2,4} \left[ \ln\left(\frac{2 * 2,4}{0,016}\right) - 1 + \frac{2 * 1,15 * 2,4}{\sqrt{576}} (\sqrt{16} - 1)^2 \right] = 5,89\Omega$$

$$R_m = \frac{210}{\pi * 240} \left[ \ln\left(\frac{2 * 240}{2,4}\right) - 1 + \frac{1,15 * 240}{\sqrt{576}} - 4,78 + 1 \right] = 3,34\Omega$$

$$R_g = \frac{4,39 * 5,89 - 3,34^2}{4,39 + 5,89 - 2 * 3,34} = 4,07\Omega$$

**Voltaje de malla.**

Se resolverá en base de la malla de la Fig. 20, con una corriente de falla de 1000 A y con una resistencia de puesta a tierra de 4.07  $\Omega$  obtenida en el ejemplo de aplicación de la ecuación 15.

$$n_a = \frac{2 * 240}{24 * 4} = 5$$

$$n_b = n_c = n_d = 1$$

$$n = 5 * 1 * 1 * 1 = 5$$

$$K_{ii} = 1$$

$$K_h = \sqrt{1 + 0,6/1} = 1,2649$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left[ \ln\left[\frac{6^2}{16 * 0,6 * 0,005189} + \frac{(6 + 2 * 0,6)^2}{8 * 6 * 0,005189} - \frac{0,6}{4 * 0,005189}\right] + \frac{1}{1,2649} * \ln\left[\frac{8}{\pi(2 * 5 - 1)}\right] \right]$$



$$K_m = 0,924$$

$$L_m = 240 + [1,55 + 1,22(\frac{2,4}{\sqrt{24^2 + 24^2}})] * (2,4 * 16)$$

$$L_m = 302,83$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 * 5 = 1,384$$

$$E_m = \frac{210 * 0,924 * 1,384 * 1000}{302,83} = 886,80V$$

Finalmente se debe comparar el valor resultante con el valor de toque tolerable y debe cumplir lo dictado en la siguiente ecuación 33, si no cumple dicha condición la malla debe ser modificada.

$$E_m < E_{toque} \quad (33)$$

### Cálculo de la tensión real de paso

Se resolverá en base de la malla de la Fig. 20, y con una resistencia de puesta a tierra de 210  $\Omega$  obtenida en el modelo de suelo de dos capas.

$$L_s = 0,75 * 420 + 0,85 * 16 * 2,4 = 347,64$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} [\frac{1}{2 * 0,6} + \frac{1}{6 + 0,6} + \frac{1}{6} (1 - 0,5^{5-2})] = 0,3590$$

$$E_p = \frac{210 * 1000 * 0,3590 * 1,384}{347,64} = 300,13V$$

Finalmente se debe comparar el valor resultante con el valor de toque tolerable y debe cumplir lo dictado en la siguiente ecuación 34, si no cumple dicha condición la malla debe ser modificada.

$$E_p < E_{paso} \quad (34)$$

## Diseño de una malla mediante elementos finitos.

Como se mencionó anteriormente se usará el programa CMYGrd para la resolución del modelo asimétrico planteado.

Para este ejemplo de aplicación se ha tomado una malla con una dimensión de 24x24 m, y la configuración de los electros y los conductores a distancias asimétricas, en la Fig. 21, se presenta el ejemplo de aplicación.

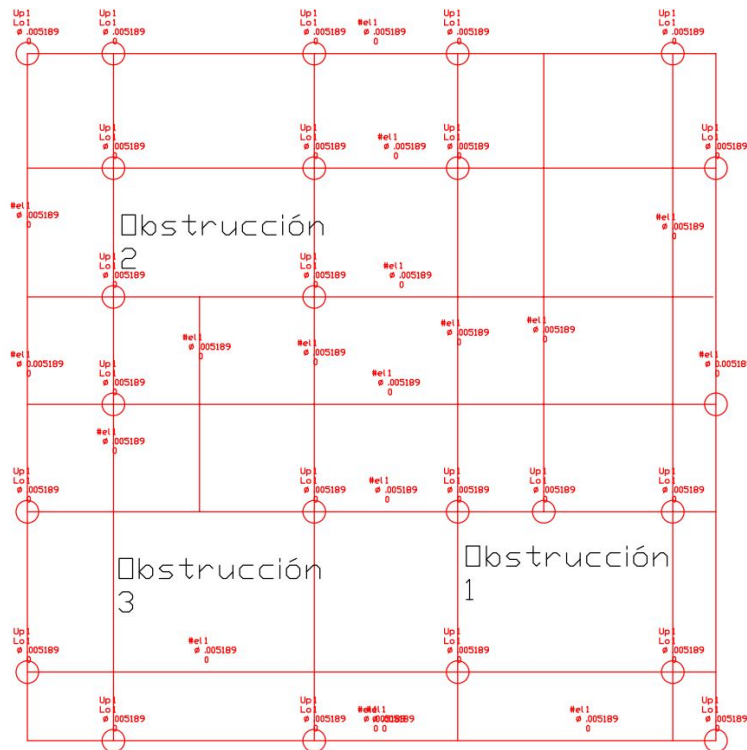


Figura 21: Malla con dimensiones asimétricas  
Fuente: Autores (Diseño: AutoCAD)

En la simulación del programa se aplicaron los datos de:

- Tiempo de despeje de la falla  $t=30$  ms
- Corriente de falla en RMS  $I=1000$  A
- Conductor de cobre 2 AWG.
- Capa inferior de  $100 \Omega\text{-m}$ .
- Capa superior de  $420 \Omega\text{-m}$ .
- No posee capa superficial (cemento o piedra picada).

En la Fig. 22, se observa la distribución de potencial ante la falla, cabe mencionar se distribuye de manera uniforme con respecto al centro.

El resultado de la puesta a tierra de la configuración fue de  $4.2385 \Omega$ .

### **Potencia del suelo.**

Como se muestra en la Fig. 22 del ejemplo de la malla 21 no se distribuye de manera uniforme tendiendo un aumento del potencial en los lugares que se presentan más espaciamiento de los conductores. En la Fig. 23 se puede observar el perfil de potencial de superficie y de contacto, en el se puede notar que el perfil del voltaje de contacto en ciertas partes del mismo sobrepasa el límite, por lo que la malla necesitara realizar modificaciones para mejorar la seguridad de las personas.

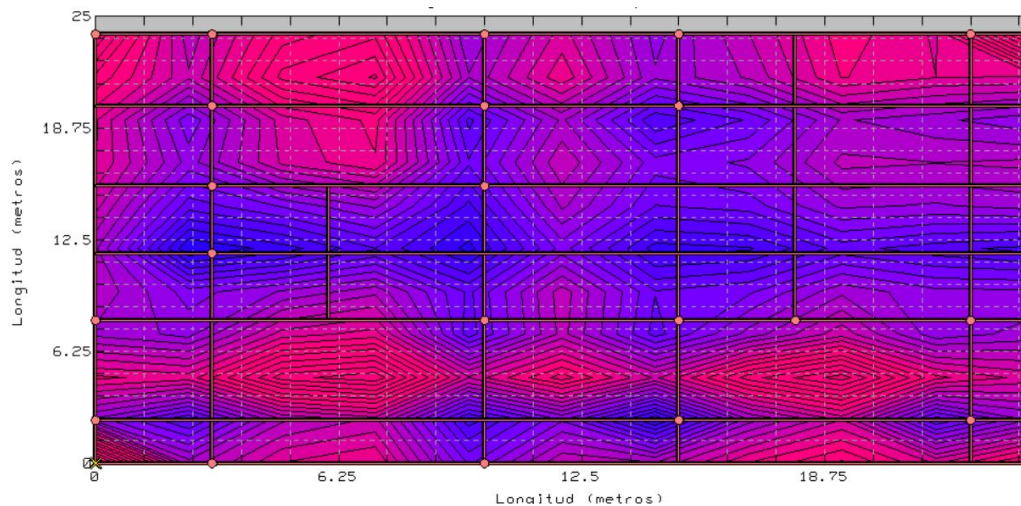


Figura 22: Diagrama de control de potencial.  
 Fuente: Autores (Programa CYMGrd).

### Perfiles de contorno de los voltajes de toque y paso

La importancia de entregar las curvas de distribución de potencial en los electrodos del sistema para la correcta evaluación del valor de la resistencia del sistema. En la Fig. 23, se observa el comportamiento del voltaje de paso de la malla 21, en él se puede observar que el valor de voltaje se encuentra en valor aceptable por lo que no necesita ninguna mejora en cuanto esta variable, debido a el voltaje de toque no cumplía con el valor tolerable.

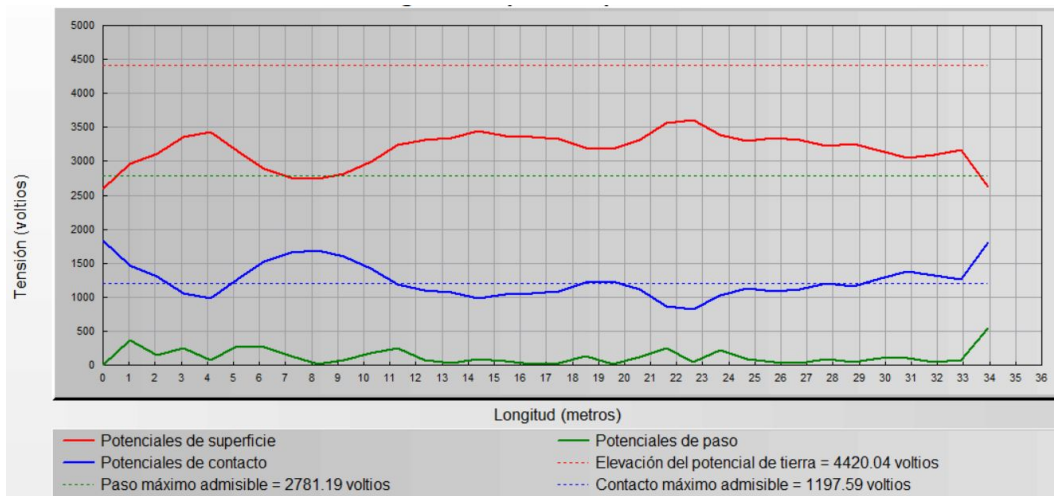


Figura 23: Diagrama de perfil de potencial  
Fuente: Autores

## Tipos de puestas a tierra

En la Tabla 15 se determina que el sistema IT es el eficiente, debido a que permite que el sistema continúe funcionando ante la primera falla monofásica debido a que la corriente de falla es pequeña, por ello se planteara un caso de análisis de cómo debe actuar el sistema de protecciones.

- El requisito principal es que el voltaje de toque en estado permanente sea menor a 50 V [4, 39, 55].

Para el ejemplo se considera un sistema fotovoltaico de 220V línea a línea, la falla ocurre en a 20m de la fuente su conductor es 10 AWG, CPI(3422 Ω), y el conductor de puesta a tierra de 5 metros y un diámetro de 14 AWG,.

- Si ocurre la falla en el apartado de corriente continua se deprecia el valor de XL.

Primero obtenemos la resistencia del conductor.

$$R = \rho \frac{l}{S}$$

$$L = 10^{-4} * [1 + 9,2 \log(\frac{D}{R})] * \left[ \frac{H}{km} \right]$$

$$XL = j * 2 * \pi * f * L * l$$

Donde:

- $\rho$ : Es la resistividad del material del conductor.
- $l$ : La longitud del conductor.
- $A$ : La sección transversal del conductor.
- $D$ : Distancia del aislamiento.
- $R$ : Distancia del conductor.

Los resultados de los parámetros físicos de los conductores aplicando las ecuaciones anteriores son:

- $R_L$ : 0,19011  $\Omega$
- $X_L$ : j0.00004340  $\Omega$ .
- $R_t$ : 0,12019  $\Omega$ .
- $X_t$ : j0.00004335  $\Omega$ .
- $R_E$ : 5  $\Omega$ .

- CPI: 3422  $\Omega$ .

Como se puede observar el valor de XL, es prácticamente despreciable en distancias cortas.

### Primera falla monofásica a tierra

La falla monofásica es la más común en cualquier sistema, en la figura 24, se observa el circuito equivalente de la falla monofásica en este caso.

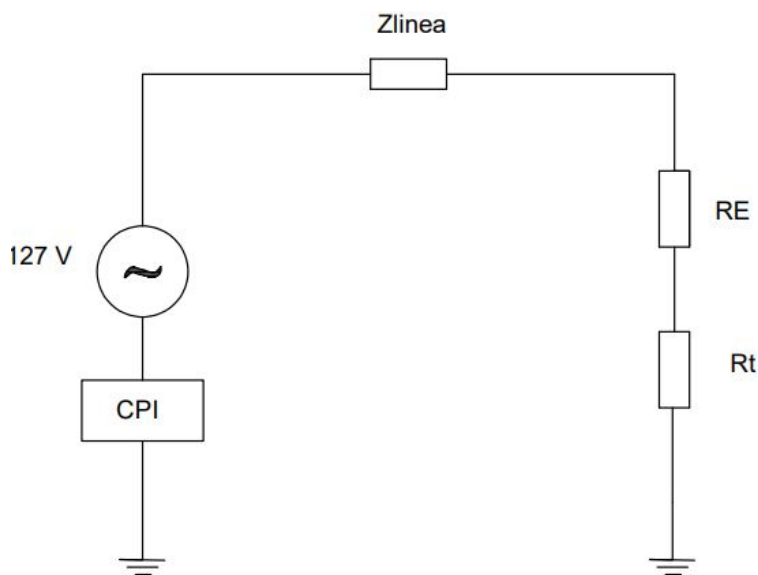


Figura 24: Diagrama equivalente falla monofásica.

Fuente: Autores

$$I_f = \frac{127V}{0,1911 + j0,00004340 + 0,12019 + j0,00004335 + 5 + 3422}$$

$$|I_f| = 0,0371A.$$

El voltaje de toque sera igual a:

$$Vt = 0,0371 * 5 = 0,1853V$$

Como se puede observar los valores de falla son menores a 1 por lo que no representan un riesgo para las personas que estén en contacto con la misma.

Consideraciones:

- Al tener valores pequeños en los parámetros de falla, ningún sistema de protección detectará la falla.
- El CPI debe ser capaz de censar la falla de aislamiento.
- El CPI debe emitir una señal informando que ha ocurrido una falla de aislamiento.

### **Segunda falla**

Lo ideal es realizar una sola malla para el sistema de puesta a tierra para todos los equipos, al realizar de esta manera, en el momento que ocurre una segunda falla en otro equipo el bucle ya no se cierra por resistencia de alta impedancia que limita la corriente, si no por las bobinas del transformador, fuente de generación o algún equipo que permita cerrar el bucle, estos elementos tienen una impedancia baja por lo que no limitan la corriente. En cuento su voltaje ya es referido línea a tierra, si no es voltaje línea a línea.

En la figura 25, se el circuito equivalente de la segunda falla, la cual representa una falla línea a línea.



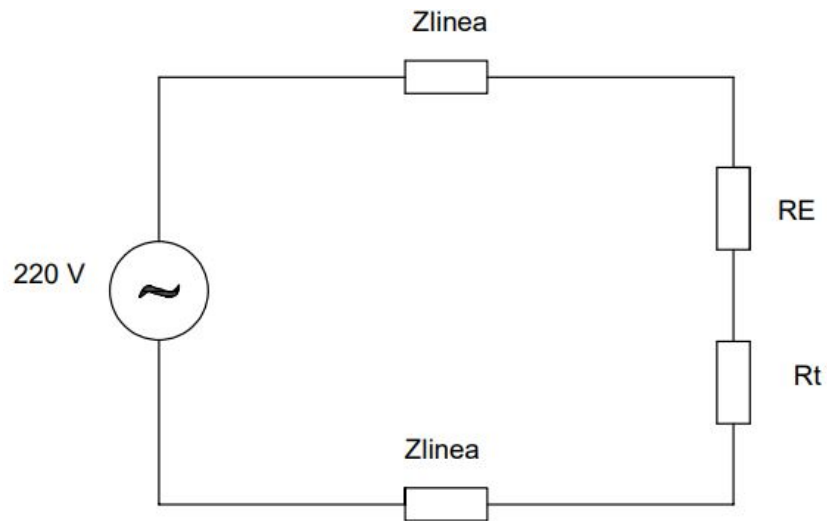


Figura 25: Diagrama equivalente de la segunda falla consecutiva.  
Fuente: Autores

La corriente de falla sera igual a:

$$I_f = \frac{220V}{2(0,1911 + j0,00004340 + 0,12019 + j0,00004335)}$$

$$|I_f| = 340,39A.$$

El voltaje de toque sera igual a:

$$V_t = 340,39 * (0,1911 + j0,04340 + 0,12019 + j0,04335) = 109,9987V$$

Como se puede observar en la segunda falla, el nivel de corriente es alto por el sistema de protecciones ya actuaria, sin mencionar que el nivel de voltaje en estado permanente ya representa un riesgo.

En el caso del uso del sistema TN-S el cual es el más parecido al que dicta la regulación [28], el procedimiento será igual que el sistema IT, pero ya no se

considera el valor del CIP, al no considerar este valor la primera falla tendrá un valor de corriente más elevada.