

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**DESARROLLO DE UNA GUÍA PARA DISEÑO E
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA Y
PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN CENTRALES
FOTOVOLTAICAS MENORES A 2,0 MW**

**DESARROLLO DE UNA GUÍA PARA DISEÑO E
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN
CENTRALES FOTOVOLTAICAS MENORES A 2,0 MW**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

GANDHI RODRIGO GUTIÉRREZ DUCHI

gandhi.gutierrez@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR.-ING. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

gabriel.salazar@epn.edu.ec

DMQ, julio 2024

CERTIFICACIONES

Yo, Gandhi Rodrigo Gutiérrez Duchi declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

GANDHI RODRIGO GUTIÉRREZ DUCHI

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Gandhi Rodrigo Gutiérrez Duchi, bajo mi supervisión.

Dr.-Ing. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el producto resultante del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

GANDHI RODRIGO GUTIÉRREZ DUCHI

Dr.-Ing. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

DEDICATORIA

A mi madre, por ser mi guía y mi inspiración. Te dedico este logro con todo mi amor.

AGRADECIMIENTO

A Dios.

A mis padres y hermanos.

A mi madre, Elizabeth, por su amor y apoyo incondicional. Su fortaleza y sabiduría me han inspirado a perseverar en los momentos más desafiantes. Gracias por siempre estar a mi lado, por creer en mí y por darme la fuerza para seguir adelante. Te amo y te agradezco profundamente.

A mi director de TIC, Dr.-Ing. Gabriel Salazar, por su invaluable orientación, apoyo y paciencia a lo largo de este proceso. Su vasto conocimiento y experiencia han sido fundamentales para el desarrollo y la culminación de este trabajo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	OBJETIVO GENERAL.....	3
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1.3	ALCANCE.....	3
2	MARCO TEÓRICO.....	4
2.1	SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	4
2.2	REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES.....	5
2.3	GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	6
2.4	AUTOCONSUMO.....	8
2.5	CENTRAL FOTOVOLTAICA.....	9
2.5.1	COMPONENTES DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA.....	10
2.5.2	SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	11
3	METODOLOGÍA.....	12
3.1	NORMATIVA, REGULACIONES Y ESTÁNDARES ECUATORIANOS RELACIONADOS CON CENTRALES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA... 12	
3.1.1	REGULACIÓN ARCONEL 004/15.....	12
3.1.2	CPE INEN 19:2001-CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL.....	13
3.2	NORMATIVAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES PARA DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN CENTRALES FOTOVOLTAICAS 14	
3.2.1	IEEE STD 2778-2020: GUÍA IEEE PARA EL DISEÑO DE LA PUESTA A TIERRA DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS PARA PROTECCIÓN DEL PERSONAL 14	
3.2.2	IEEE STD 80-2013: GUÍA IEEE PARA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES.....	18
3.2.3	IEC 62446-1:2016: REQUISITOS PARA ENSAYOS, DOCUMENTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (SF).....	21

3.2.4	IEC 62548:2013: REQUISITOS DE DISEÑO PARA ARREGLOS FOTOVOLTAICOS	21
3.2.5	IEC 60364-7-712:2017: SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA (FV) Y REQUISITOS PARA INSTALACIONES O EMPLAZAMIENTOS ESPECIALES.....	23
3.2.6	NFPA 70: CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL	23
3.2.7	RESUMEN	26
3.3	PROPUESTA DE UNA GUÍA PARA DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN CENTRALES FOTOVOLTAICAS	27
3.3.1	RESISTIVIDAD DEL TERRENO	27
3.3.2	TAMAÑO DEL CONDUCTOR	28
3.3.3	VOLTAJE DE CONTACTO Y DE PASO TOLERABLES.....	28
3.3.4	DISEÑO PRELIMINAR DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA.....	29
3.3.5	RESISTENCIA PRELIMINAR DE PUESTA A TIERRA.....	30
3.3.6	CÁLCULO DE LA CORRIENTE MÁXIMA QUE DISIPA LA MALLA.....	31
3.3.7	CÁLCULO DEL VOLTAJE DE MALLA Y VOLTAJE DE PASO.....	32
3.3.8	VERIFICACIÓN DEL DISEÑO DE PUESTA A TIERRA	33
3.3.9	RECOMENDACIONES DE IMPLEMENTACIÓN.....	33
3.4	IMPLEMENTACIÓN DE LA GUÍA PROPUESTA EN UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 2,0 MW EN LA PROVINCIA DE PICHINCHA.....	35
4	ANÁLISIS DE RESULTADOS	51
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	55
5.1	CONCLUSIONES	55
5.2	RECOMENDACIONES	56
6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57

RESUMEN

El presente trabajo se enfoca en el desarrollo de una guía práctica para el diseño e implementación de sistemas de puesta a tierra en centrales fotovoltaicas menores a 2,0 MW, a partir de la investigación exhaustiva de normas y estándares a nivel local e internacional. Su estructuración abarca varias etapas desde la fundamentación teórica hasta la aplicación práctica, considerando aspectos técnicos y normativos.

Se realiza la propuesta de una guía de diseño detallando los componentes clave de un sistema de puesta a tierra, incluyendo electrodos, conductores y conexiones, además, se proporcionan criterios para la selección de materiales y configuraciones, tomando en consideración las características específicas de las centrales de pequeña escala. Para su validación se aplicó la guía propuesta en el desarrollo de un proyecto fotovoltaico para autoabastecimiento en la provincia de Pichincha.

PALABRAS CLAVE: centrales fotovoltaicas, sistemas de puesta a tierra, autoabastecimiento, estándares internacionales.

ABSTRACT

The goal of this study is to create a useful manual for designing and installing grounding systems in solar power plants with a capacity under 2,0 MW, based on exhaustive research of norms and standards at a local and international level. Its structuring covers several stages from theoretical foundation to practical application, considering technical and regulatory aspects.

A design guide is proposed detailing the key components of a grounding system, including electrodes, conductors and connections. In addition, criteria are provided for the selection of materials and configurations, taking into account the specific characteristics of small-scale photovoltaic plants. For its validation, the proposed guide was applied in the development of a photovoltaic project for self-supply in the province of Pichincha.

KEYWORDS: photovoltaic power plants, grounding systems, self-supply, international standards.

1 INTRODUCCIÓN

La expansión de las redes de distribución y/o su reforzamiento dentro del sistema eléctrico se da de manera continua a causa del incremento de la demanda de energía eléctrica, siendo una de las principales alternativas la inserción de Generación Distribuida que es aquella generación a partir de diversas plantas de pequeña escala cercanas al punto de consumo y que complementan a las plantas centralizadas, proporcionando una fuente de energía adicional y adaptable que puede ser utilizada según las necesidades del sistema [1]. La matriz de generación se ve influenciada debido a la inclusión de las energías renovables no convencionales, por lo que entre los beneficios se incluyen:

- Descarbonización y Sostenibilidad. Corresponde a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la transición hacia fuentes de energía renovable no convencional.
- Desplazamiento del modelo de generación centralizada hacia sistemas de generación distribuida.
- Desarrollo e implementación de tecnologías correspondientes al almacenamiento de energía para superar la intermitencia inherente de algunas fuentes renovables.

La generación distribuida y el autoconsumo han permitido el crecimiento de la generación basada en fuentes de energía renovables y al mismo tiempo han aportado con un ingreso de capacidad instalada de generación.

El Estado ecuatoriano incentiva al sector público y privado el uso e implementación de energías renovables no convencionales por lo que a partir del año 2018 se emitió “la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 para la implementación de sistemas de generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” [2]. Su actualización se dio mediante la Regulación Nro. ARCERNNR 001/21 en la que se detalla aspectos adicionales para la implementación de proyectos de autoconsumo con energías renovables, tales como la posibilidad de realizar un esquema de autoconsumo remoto o autoconsumo virtual. El límite de potencia instalada de la central de generación es de 1 MW para ambas regulaciones [2].

La nueva actualización correspondiente a la Regulación Nro. ARCERNNR 008/23 incorporó nuevos esquemas de autoconsumo local y remoto. Además, se estableció para el SGDA un límite de potencia nominal a 2 MW (cuando a la red de distribución se le inyecte energía eléctrica) [3].

El ingreso de centrales fotovoltaicas para autoconsumo ha tenido un crecimiento considerable, por lo que gracias a las regulaciones existentes en el Ecuador se posibilita el desarrollo del Trabajo de Integración Curricular en cuanto a la realización de una guía de diseño e implementación de sistemas de puesta a tierra en centrales fotovoltaicas menores a 2,0 MW.

El aumento significativo de este tipo de proyectos requiere de la implementación de estándares, normas técnicas, procedimientos y documentos relacionados con los lineamientos técnicos que se deben cumplir para garantizar la operación confiable y segura del SGDA y de la red eléctrica de distribución, así como también del personal que intervenga. Por lo tanto, es importante garantizar un adecuado sistema de puesta a tierra de todas las etapas de la central fotovoltaica con la finalidad de salvaguardar la integridad de los equipos eléctricos de la central y de la red eléctrica de distribución ante eventos de falla o maniobra.

Se deben diseñar e implementar sistemas de puesta a tierra para los principales componentes de una central fotovoltaica:

- Campo fotovoltaico.
- Estaciones de inversión.
- Tableros de medición y maniobra.
- Centros de transformación.

Se debe garantizar un adecuado diseño de sistema de puesta a tierra para centrales de generación fotovoltaica. La obtención de estándares, normas técnicas y documentos adicionales permitirá la creación de una base teórica sólida, permitiendo establecer principios técnicos para su adecuado diseño e implementación en centrales fotovoltaicas para autoconsumo menores a 2,0 MW.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar una guía con los lineamientos técnicos de diseño e instalación de sistemas de puesta a tierra de centrales de generación fotovoltaica para autoabastecimiento, de potencia nominal de hasta 2,0 MW. Aplicar la guía propuesta en una central fotovoltaica real, de 2,0 MW en la provincia de Pichincha.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar una investigación a nivel local e internacional de estándares, normas técnicas, procedimientos y documentos relacionados con los lineamientos técnicos de diseño, instalación y operación de sistemas de puesta a tierra de centrales fotovoltaicas de pequeña escala.
2. Determinar los principios técnicos para el diseño e implementación de sistemas de puesta a tierra de centrales fotovoltaicas de pequeña escala para autoabastecimiento.
3. Desarrollar una guía detallada para el diseño e instalación de sistemas de puesta a tierra de centrales fotovoltaicas de pequeña escala para autoabastecimiento.
4. Aplicar la guía propuesta para diseñar los sistemas de puesta a tierra para una central fotovoltaica en piso, para autoabastecimiento de 2,0 MW en la provincia de Pichincha.

1.3 ALCANCE

El propósito de este trabajo es realizar una investigación detallada de los diferentes componentes de una central fotovoltaica de pequeña escala, con un mayor énfasis en los sistemas de puesta a tierra.

Además, se investigará a nivel local e internacional los diferentes estándares, normas técnicas, procedimientos y documentos relacionados con los lineamientos técnicos de diseño e instalación de sistemas de puesta a tierra (SPT) en centrales fotovoltaicas de pequeña escala para autoabastecimiento.

Ya con la base teórica y los principios técnicos, se desarrollará una guía para diseño e instalación de SPT en centrales fotovoltaicas menores a 2,0 MW.

Una vez detallada la guía y los estándares utilizados, se procederá a realizar su validación mediante la aplicación de la guía propuesta en el diseño de los sistemas de puesta a tierra para una central fotovoltaica de autoabastecimiento de 2,0 MW en la Provincia de Pichincha.

Finalmente, se realizará un informe técnico con los resultados de la investigación de principios técnicos y propuesta de una guía para el diseño e implementación de sistemas de puesta a tierra en centrales fotovoltaicas menores a 2,0 MW. Se obtendrán y detallarán las principales conclusiones y recomendaciones del trabajo de integración curricular desarrollado.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS

La electricidad es una forma de energía importante en la actualidad debido a su requerimiento en procesos industriales y comerciales, así como también en gran parte de las actividades humanas que son realizadas diariamente. Su infinidad de usos, tanto en el área industrial como residencial, han vuelto a este tipo de energía una materia prima imprescindible de los países desarrollados puesto que su funcionamiento depende significativamente de la disponibilidad de energía eléctrica, siendo esto un claro indicador de la calidad de vida. La electricidad se ha convertido en un bien de consumo primordial e insustituible.

Para su utilización se debe contar con un sistema físico que sustente todo el proceso desde su generación hasta su distribución. Dicho sistema se denomina sistema eléctrico de potencia (SEP) y su función es “transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo para que posteriormente pueda ser entregada al usuario de forma segura y cumpliendo con todos los niveles de calidad exigidos” [4]. Un SEP incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica según se presenta en la Figura 2.1.

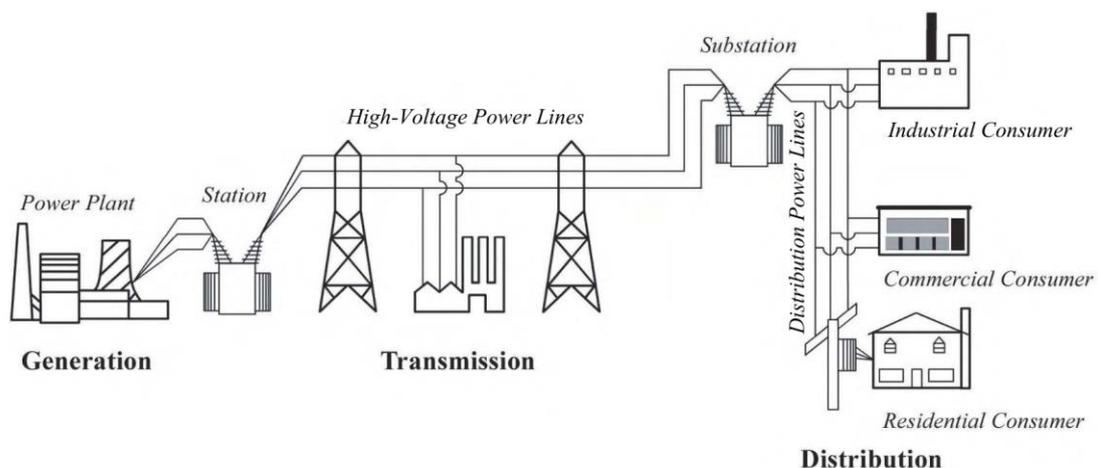


Figura 2.1. Componentes básicos de un SEP [5]

El sistema eléctrico de potencia en el Ecuador corresponde al Sistema Nacional Interconectado (SNI) conformado por varias entidades eléctricas. “La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables ARCERNNR es la entidad estratégica encargada de regular, supervisar y controlar el sector eléctrico, el Operador Nacional de Electricidad CENACE es la entidad estratégica encargada de operar y administrar el funcionamiento técnico y comercial del SNI, la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC es la encargada de la transmisión de energía eléctrica en todo el país mediante el Sistema Nacional de Transmisión SNT, y CELEC EP corresponde a la empresa encargada de la generación y transmisión” [6].

De acuerdo con el informe anual de CENACE correspondiente al año 2023, la producción de energía neta total fue de 31 903,26 GWh [7] de la cual el mayor porcentaje de participación corresponde a la producción hidroeléctrica con un equivalente al 79%, la producción termoeléctrica con un porcentaje de 15,4% y un porcentaje de participación del 1,44% correspondiente a la producción de energía procedente de la generación no convencional. Respecto al informe anual del 2022 se verifica que la producción de energía depende en gran medida de las fuentes hidroeléctricas, no obstante, se ha observado un incremento en la generación no convencional lo que refleja una diversificación de la matriz energética.

2.2 REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

Las redes eléctricas inteligentes o ‘Smart Grids’ se pueden definir como un sistema que permite la integración de cualquier tipo de fuente de generación hacia la red con la finalidad de proporcionar eficientemente un suministro eléctrico sostenible, confiable, económico y seguro. En general, el concepto de red inteligente engloba la modernización de la red eléctrica tradicional e incluye todo lo vinculado con el sistema eléctrico desde cualquier punto de generación hasta cualquier punto de consumo, considerando que el flujo de potencia cambiará de unidireccional (de la producción centralizada a los consumidores a través de redes de transmisión y distribución) a bidireccional y que la operación del sistema eléctrico evolucionará hacia un control distribuido [8].

Las tecnologías de redes inteligentes hacen que la red sea más flexible e interactiva, permitiéndole ofrecer retroalimentación en tiempo real. Entre las tecnologías empleadas se incluyen sensores que miden parámetros esenciales como voltaje, corriente y temperatura; comunicaciones que permiten un diálogo bidireccional con un dispositivo; sistemas de control que permiten reconfigurar un dispositivo de forma remota; interfaz de usuario y sistemas de apoyo a la toma de decisiones [9].

Las redes eléctricas inteligentes son requeridas para:

- Detección de fallas y respuesta inmediata en tiempo real. Gestión óptima ante fallos de la red, anomalías eléctricas y posibles apagones.
- Automatización de procesos relevantes que pueden ahorrar costos y aumentar la flexibilidad.
- Adición de fuentes de energía no convencionales, como la solar fotovoltaica y la eólica, entre otras.
- Gestión del almacenamiento de energía, así como también del flujo de potencia multidireccional para evitar interrupciones energéticas debido al aumento de generación descentralizada.
- Aumentar la eficiencia energética y disminuir las emisiones de gases contaminantes.

2.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación de energía eléctrica a partir de fuentes, generalmente no convencionales y cercanas al punto de consumo, se conoce como generación distribuida (GD) y representa un desplazamiento del modelo de generación centralizada. Estas fuentes se pueden interconectar en cualquier punto de la red de distribución para aportar con soluciones al tema de incremento de la demanda de energía, confiabilidad de la red de distribución, limitaciones respecto a los sistemas de generación centralizados y a la calidad de la energía, así como también al tema de descarbonización y sostenibilidad [10].

El incremento de las fuentes de energía no convencional es proporcional al incremento de la GD, lo que es posible gracias a las redes eléctricas inteligentes que facilitan su adaptación al sistema, aportando una generación de energía eficiente, confiable y de calidad. Las características de la GD incluyen el “empleo de potencias reducidas, la reducción de pérdidas en la red eléctrica, la mejora de la confiabilidad y calidad del sistema eléctrico y el uso de energías renovables” [10]. En la Figura 2.2 se presenta un esquema de GD con conexión a la red.



Figura 2.2. Generación Distribuida con conexión a la red de distribución eléctrica [11]

El sistema de GD puede ser con conexión a la red eléctrica o aislado de la misma. Para el primer caso pueden ser sistemas en donde la operación se da por parte de la empresa de distribución para satisfacer las exigencias de la demanda máxima en períodos específicos o ante la ocurrencia de posibles fallas, mediante la inyección de energía a la red; y los sistemas pertenecientes a los consumidores que se conectan a la red y pueden aportar con los excedentes de energía o hacer uso de esta cuando el autoabastecimiento no es conveniente. Para el segundo caso los sistemas aislados son utilizados para generar energía eléctrica en sitios lejanos que no cuentan con un acceso directo a la red pública debido a condiciones geográficas; estos pueden contar con sistemas de almacenamiento de energía.

Las tecnologías aplicadas para la GD se dividen en aquellas que hacen uso de fuentes de energía renovables y no renovables. Para el primer grupo las fuentes primarias utilizadas corresponden al sol, fuerza del viento, biomasa, caída del agua, entre otras; para el segundo grupo las fuentes de energía corresponden a combustibles fósiles u otro tipo de recurso limitado. Por lo tanto, las principales tecnologías desarrolladas son micro hidráulicas, solar fotovoltaica, eólica, geotérmica, motores de combustión interna, turbinas de gas de ciclo combinado [10], [12].

Entre los principales beneficios técnicos de la incorporación de GD al sistema eléctrico se tiene:

- Se reducen las pérdidas en la red eléctrica debido a la reconfiguración del flujo de potencia en las líneas, lo que permite un aumento de su capacidad.

- La ubicación óptima de GD permite un mejoramiento de los voltajes de la red, manteniendo los niveles dentro de los límites permisibles, debido a la inclusión de un flujo inverso que reduce la potencia reactiva.
- Transición hacia fuentes de energía renovables lo que conlleva a afrontar el cambio climático y disminuir las emisiones de gases contaminantes.
- Desplazamiento del modelo de generación centralizada, mejorando la confiabilidad del sistema. Aumento de la flexibilidad en la red eléctrica.

Entre los principales beneficios económicos de la incorporación de GD al sistema eléctrico se tiene:

- La generación de energía cerca del punto de consumo disminuye las pérdidas lo que es equivalente a costos operativos inferiores para las entidades eléctricas.
- La GD puede reducir la necesidad de construir nuevas plantas de generación de gran escala y expandir la red de transmisión y distribución, lo que supone un ahorro significativo en inversiones de capital.
- La GD diversifica las fuentes de generación de energía, lo que puede reducir la vulnerabilidad a interrupciones en el suministro eléctrico y aumentar la estabilidad de la red.

La implementación de generación distribuida proporciona beneficios técnicos, económicos y ambientales que pueden contribuir al desarrollo sostenible y eficiente del sistema eléctrico. Mejora la resiliencia y seguridad energética al diversificar las fuentes de generación y reducir la dependencia de las plantas centralizadas de gran escala.

2.4 AUTOCONSUMO

El autoconsumo se refiere al uso de energía eléctrica generada por instalaciones conectadas dentro de la red de un consumidor. Esto implica que una parte de la electricidad que un usuario consume puede ser producida en sus propias instalaciones. Además, el sistema puede incluir almacenamiento mediante baterías para la reserva del exceso de energía generado durante el día y utilizarlo por la noche. La autosuficiencia energética se logra al depender menos de fuentes externas y cubrir total o parcialmente la demanda de energía mediante la generación propia [13].

Debido a los avances tecnológicos en sistemas de GD y almacenamiento de energía, junto con la concientización de la sostenibilidad y la reducción de las emisiones de carbono, el autoconsumo está adquiriendo cada vez más relevancia entre los consumidores. Al

generar energía eléctrica para consumirla y satisfacer su propia demanda, los usuarios pueden mejorar la seguridad del suministro, contribuyendo a la transición hacia un modelo energético mucho más limpio y eficiente.

El autoconsumo se presenta en diversas modalidades que permiten a los usuarios generar y utilizar su propia energía de manera eficiente. En la Figura 2.3 se presenta las modalidades consideradas por la Regulación Nro. ARCERNNR 008/23.

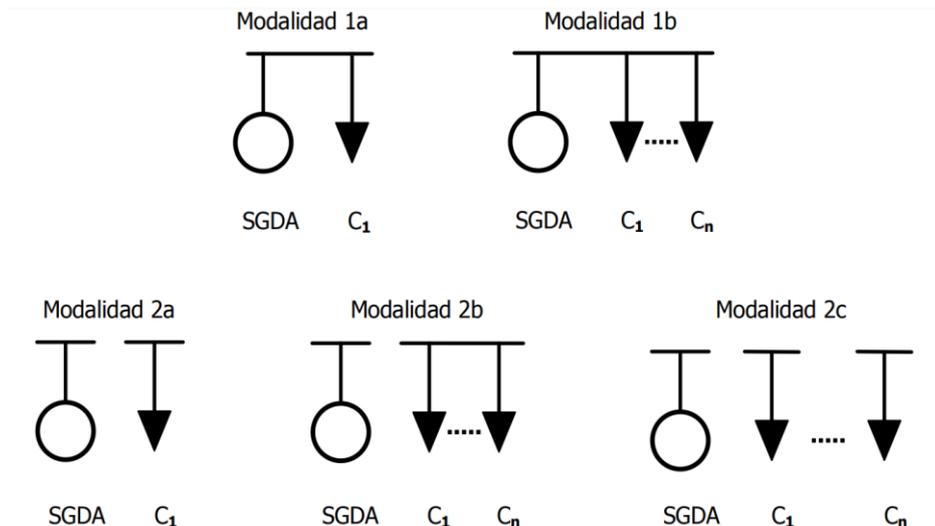


Figura 2.3. Modalidades de autoconsumo consideradas por la regulación ecuatoriana [3]

La regulación incorporó nuevos esquemas de autoconsumo local y remoto. A partir de la Figura 2.3 se tiene que la modalidad 1a corresponde a un autoconsumo local individual en la que el SGDA y el consumidor se encuentran dentro del mismo predio. La modalidad 1b corresponde a varios consumidores en condominio que se convierten en prosumidores, con el SGDA ubicado en el mismo lugar [3].

La modalidad 2a, 2b y 2c corresponden a un autoconsumo remoto individual, múltiple con consumidores concentrados y múltiple con consumidores dispersos, respectivamente. Para los tres casos el consumidor y el SGDA deben estar ubicados en predios diferentes, pero dentro de la misma área de adjudicación a la correspondiente empresa de distribución. Para la modalidad 2b los consumidores están ubicados dentro del mismo condominio y para la modalidad 2c están dispersos en diferentes inmuebles [3].

2.5 CENTRAL FOTOVOLTAICA

Una central fotovoltaica es una instalación diseñada para generar electricidad a partir de la energía solar. Utiliza paneles solares, también conocidos como módulos fotovoltaicos, para capturar la luz del sol y convertirla en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico.

Estas centrales pueden variar en tamaño desde pequeñas instalaciones residenciales hasta grandes plantas solares a escala industrial.

Como una alternativa para la generación de energía sostenible y limpia, “las centrales fotovoltaicas ayudan a reducir la dependencia de los combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero” [14]. Además, la tecnología fotovoltaica sigue avanzando, mejorando la eficiencia y reduciendo los costos, lo que hace que estas instalaciones sean cada vez más accesibles y rentables. Su implementación no solo apoya la transición hacia un modelo energético más verde, sino que también promueve el desarrollo económico y la creación de empleo en el ámbito de las energías renovables.

2.5.1 COMPONENTES DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Una central fotovoltaica está compuesta por varios componentes importantes que trabajan en conjunto para convertir la energía solar en electricidad utilizable. Entre los componentes se incluye:

- *Paneles solares:* Son el componente principal que “captura la luz solar y la convierte en electricidad de corriente continua mediante células fotovoltaicas. Los paneles se organizan en una serie de módulos para formar un campo solar” [14].
- *Inversores:* Son indispensables para convertir la electricidad de corriente continua (CC) en corriente alterna (CA) para su integración en la red eléctrica. Los inversores se conectan a numerosos módulos solares organizados en cadenas tanto en serie como en paralelo. La conversión de CC a CA es esencial porque permite que la energía generada por los paneles solares sea compatible con los electrodomésticos y equipos eléctricos que funcionan con corriente alterna [14].
- *Estructuras de montaje:* Soportan y posicionan los paneles solares en el ángulo óptimo para maximizar la captación de luz solar. Estas estructuras pueden ser fijas o ajustables dependiendo del diseño de la central fotovoltaica.
- *Cableado:* Mediante cables y conectores se transporta la electricidad generada desde los paneles solares hasta los inversores y desde los inversores hasta el sistema eléctrico principal o la red de distribución. El cableado se distribuye a través de canalizaciones de bajo y medio voltaje.
- *Transformador:* En sistemas de gran escala, se utiliza para ajustar el voltaje de salida de los inversores al nivel requerido para la integración a la red eléctrica. Este paso es crucial para asegurar que la energía solar pueda ser utilizada de manera efectiva en aplicaciones residenciales, comerciales e industriales, garantizando una integración adecuada y una distribución segura de la electricidad generada [14].

- *Sistema de protecciones:* Incluye dispositivos como interruptores, disyuntores y sistemas de puesta a tierra para proteger el sistema ante posibles fallas eléctricas y garantizar la seguridad operativa.

Se presenta los componentes principales de una central fotovoltaica mediante la Figura 2.4.

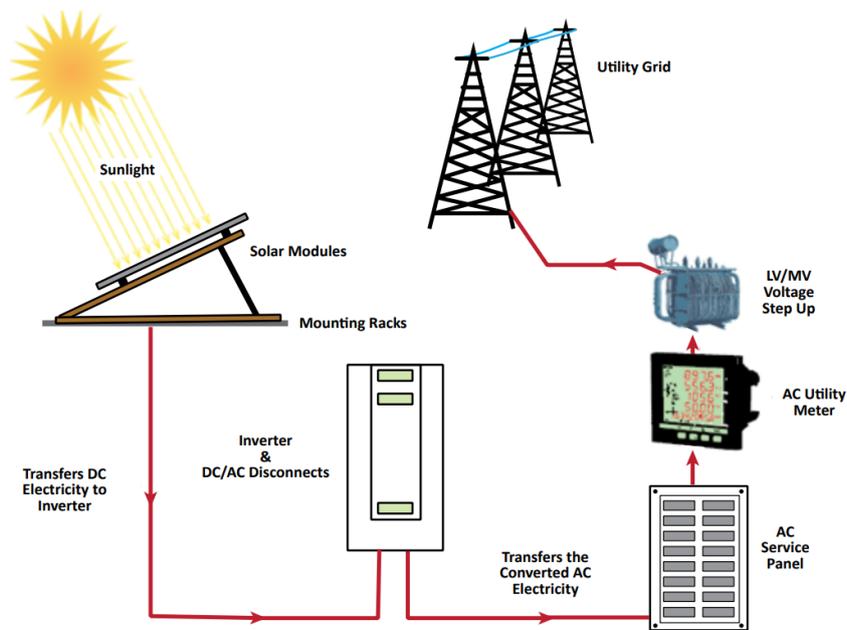


Figura 2.4. Principales componentes de una central fotovoltaica [14]

2.5.2 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Los SPT en centrales fotovoltaicas son esenciales para la seguridad y el funcionamiento eficiente de la instalación. Su objetivo principal es la protección contra descargas eléctricas y/o fallas producidas en la red de distribución, así como la correcta operación de los equipos de seguridad y protección. Los componentes clave incluyen enlaces equipotenciales y electrodos de puesta a tierra que aseguran que los componentes metálicos de la instalación tengan el mismo potencial eléctrico, minimizando el riesgo de diferencias de potencial peligrosas.

El diseño del SPT abarca la evaluación del terreno, selección y distribución de electrodos, aseguramiento de conexiones y uniones firmes, y documentación del sistema para cumplimiento normativo. Los beneficios de un sistema adecuado incluyen la protección del personal, minimización de daños a equipos y estabilidad operativa. Implementar un sistema de puesta a tierra robusto es crucial para la seguridad y eficiencia de las centrales fotovoltaicas.

3 METODOLOGÍA

Para el desarrollo del presente TIC se ejecuta un componente investigativo a nivel local e internacional de los diferentes estándares, normas técnicas, procedimientos y documentos relacionados con los lineamientos técnicos de diseño e instalación de sistemas de puesta a tierra de centrales fotovoltaicas. Con la base teórica y los principios técnicos, se desarrolla una guía para diseño e instalación de sistemas de puesta a tierra en centrales fotovoltaicas menores a 2,0 MW y se realiza su validación mediante la aplicación de la guía propuesta en el diseño de los sistemas para una central de autoabastecimiento de 2,0 MW en la Provincia de Pichincha.

Se ha adaptado un enfoque mixto que combina aspectos cualitativos y cuantitativos. La parte cualitativa se enfoca en la interpretación de los principios y lineamientos técnicos del diseño de sistemas de puesta a tierra, mientras que el aspecto cuantitativo se enfoca en la aplicación de normativas, estándares y cálculo precisos necesarios para la implementación efectiva de los sistemas en centrales fotovoltaicas.

Inicialmente, el trabajo se clasifica como exploratorio para identificar las características y requisitos específicos de los SPT en centrales fotovoltaicas. Posteriormente, se convierte en descriptivo al detallar los procedimientos y componentes relacionados en el diseño e implementación del sistema.

La recolección de información se ha llevado a cabo mediante el análisis documental de normativas, estándares y estudios previos relacionados con SPT. La recopilación de información se ha analizado utilizando técnicas de análisis comparativo para evaluar diferentes enfoques y soluciones existentes, asegurando que el diseño propuesto cumpla con los requisitos técnicos y normativos vigentes.

3.1 NORMATIVA, REGULACIONES Y ESTÁNDARES ECUATORIANOS RELACIONADOS CON CENTRALES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

3.1.1 REGULACIÓN ARCONEL 004/15

Se proporcionan los principales aspectos técnicos que deben ser ejecutados y los criterios necesarios para la unión de generadores no convencionales hacia los sistemas tanto de transmisión como de distribución. Esto con la finalidad de obtener una diversificación de la matriz energética mediante la utilización de fuentes de energía no convencionales.

El propósito de la presente regulación es garantizar que la red opere de manera segura y efectiva, respetando los límites operativos tanto de corrientes y voltajes del sistema. Además, es necesario asegurar la confiabilidad y la calidad de la energía eléctrica en el lugar de impacto del generador renovable no convencional. Los requerimientos presentados en la regulación deben ser efectuados por el Operador Nacional, la empresa de transmisión, las distribuidoras, así como también participantes del sector encargados de operar los proyectos de SGDA o aquellos interesados en desarrollarlos [15].

Las especificaciones técnicas que se deben comprobar para la tecnología solar fotovoltaica respecto a los inversores son:

- Se debe cumplir con la norma IEC 62116 en cuanto a los procesos de prevención de isla no intencional [15].
- Cumplir con los parámetros de calidad de onda de voltaje a partir de los métodos de medición propuestos en la norma IEC 61000-4 [15].

3.1.2 CPE INEN 19:2001-CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL

El INEN presenta el Código Eléctrico Nacional como una guía práctica, basada en parámetros que han sido aplicados y validados a nivel internacional, para su implementación en instalaciones eléctricas garantizando principalmente la seguridad de los usuarios.

El propósito fundamental de esta guía es salvaguardar a las personas y proteger a los bienes contra los posibles peligros asociados con el uso de la electricidad. Su aplicación brinda calidad en la realización de los trabajos y su cumplimiento garantiza una instalación libre de riesgos [16].

En la sección 690-E del presente código se abarcan los lineamientos técnicos para una adecuada implementación de un SPT en plantas fotovoltaicas.

3.1.2.1 Generalidades de la puesta a tierra de plantas fotovoltaicas

En un sistema bifilar debe existir un conductor sólidamente puesto a tierra e igual consideración se aplica para un sistema trifilar respecto al neutro. Además, para lograr una protección equivalente del sistema se permite el uso de otros métodos mediante la implementación de equipos certificados para dicho uso [16].

Entre los principales requisitos que debe cumplir un SPT se tiene: proteger y salvaguardar al usuario, presentar una variación mínima de la resistencia ante posibles afectaciones debido a condiciones climáticas propias del lugar de implementación del sistema, los electrodos principales y conductores que forman parte del sistema deben disparar las

corrientes de falla de manera óptima a partir de la capacidad de conducción considerada, el material seleccionado del conductor debe contar con propiedades anticorrosivas que aseguren una vida útil considerable [16].

3.1.2.2 Puesta a tierra y punto de conexión

Se recomienda considerar del circuito de salida fotovoltaico únicamente un punto, con la finalidad de conectar el circuito de corriente continua del sistema hacia la puesta a tierra. Se recomienda realizar la conexión en un punto que se encuentre próximo a la fuente de energía fotovoltaica con el propósito de tener una mayor protección frente a sobrevoltajes producidas por descargas atmosféricas [16].

3.1.2.3 Equipos de la planta fotovoltaica y requerimiento de puesta a tierra

Independientemente de su nivel de voltaje, “deben conectarse a tierra las partes metálicas expuestas que no transportan corriente de los equipos eléctricos, bastidores de los módulos fotovoltaicos y los encerramientos de conductores” [16]. Con esto se proporcionan rutas seguras para desviar la corriente de falla y reducir el riesgo de choques eléctricos, garantizando la seguridad tanto del personal como de los equipos de la planta.

3.1.2.4 Selección del calibre del conductor

Se recomienda que la sección transversal del conductor de puesta tierra no debe ser menor a la de los conductores de los circuitos. “Esta consideración es válida si la corriente de cortocircuito de la fuente de alimentación es inferior al doble de la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobreintensidades” [16].

3.2 NORMATIVAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES PARA DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN CENTRALES FOTOVOLTAICAS

3.2.1 IEEE STD 2778-2020: GUÍA IEEE PARA EL DISEÑO DE LA PUESTA A TIERRA DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS PARA PROTECCIÓN DEL PERSONAL

3.2.1.1 Sistemas auxiliares como conexión a tierra

Se utilizan los sistemas auxiliares (marcos fotovoltaicos, estructuras metálicas, postes de soporte) como parte del SPT. Estos sistemas auxiliares proporcionan caminos eléctricamente continuos para que la corriente se distribuya a través de la central fotovoltaica. Entre las consideraciones a seguir se tiene que: se debe garantizar que el camino es eléctricamente continuo por medio de todas las conexiones y uniones; además,

la resistividad eléctrica del acero es superior con respecto a la del cobre lo que resulta en una caída de voltaje mayor a lo largo de los paneles solares [17].

3.2.1.2 Puesta a tierra de la cerca metálica

Esta conexión de la cerca o rejilla metálica a tierra puede no ser necesaria, sin embargo, se requiere una investigación exhaustiva de los voltajes de toque en la cerca acorde a los procedimientos establecidos en el estándar IEEE Std 80. Una mayor separación entre la cerca y la planta puede disminuir el acoplamiento conductivo.

Se recomienda analizar las cercas metálicas del sitio con fallas en varios puntos cercanos al SPT de la planta fotovoltaica. Si los límites de voltaje de contacto o de paso son excedidos en áreas específicas a lo largo de la cerca, se puede colocar adicionalmente una conexión a tierra localizada y/o una superficie de roca triturada en las áreas mencionadas [17].

3.2.1.3 Enfoque de diseño y análisis

Resistividad del suelo

Debido al gran tamaño de las plantas solares, el suelo no se puede contemplar como estable por lo que es necesario llevar a cabo pruebas complementarias en comparación con las subestaciones tradicionales. Las pruebas se realizan en varias ubicaciones con modelos de suelo desarrollados para áreas determinadas con la finalidad de verificar las diferencias locales en las características del terreno de toda la planta solar.

Se deben realizar distancias cortas de medición desde espaciamientos de 0,5 [m] hasta 30 [m]. En caso de presentar una variación significativa de resistividad estas pruebas se pueden extender hasta espaciamientos de al menos 75 [m]. Los puntos de prueba se deben realizar a una distancia de separación en el orden de los 500 [m]. Estas distancias cortas de medición se pueden usar para desarrollar modelos de capas superiores para cada ubicación donde se recopilaron los datos.

Para las distancias largas de medición el espaciamiento debe ser de alrededor de 300 [m] con el propósito de caracterizar el SPT de gran tamaño. Se recomienda realizar múltiples distancias largas de medición en diferentes áreas dentro de la planta solar para mejorar la precisión del modelo del suelo [17].

Requerimiento de datos de falla

Las fallas en el lado de bajo voltaje del sistema de CA pueden tener una alta magnitud de corriente, pero el aumento del potencial de tierra (GPR) está limitado por el voltaje línea-

tierra del sistema. En caso de que el transformador esté puesto a tierra, la corriente circulará principalmente por los caminos metálicos locales; si no está conectado a tierra es cero.

Los datos se pueden recopilar a partir de los lineamientos establecidos en el estándar IEEE Std 80, incluyendo magnitudes, relaciones X/R y tiempos máximos de despeje para los sistemas de alto voltaje (HV) y medio voltaje (MV) [17].

Determinación de las corrientes de falla en el peor de los casos

Por lo general, la subestación de interconexión tiene transformadores de tres devanados con un terciario en delta o conexión delta en el lado de alta y estrella-tierra en el lado de la planta solar. Este delta actúa como una fuente de falla a tierra de secuencia cero para fallas dentro de la planta; sin embargo, podría no resultar en un GPR significativo, por lo que no afectaría los voltajes de contacto y de paso. Modelar las rutas de retorno correctas para las contribuciones delta ayuda a reducir el diseño y mantener la precisión del análisis.

Si existe una interconexión entre el sistema de puesta a tierra y una subestación, entonces se debe considerar las fallas en el lado de alto voltaje del transformador puesto que el potencial de tierra GPR puede ser significativo en el sistema de la central y resultar en voltajes de contacto y de paso más elevados cerca de la subestación [17].

Ubicación de fallas para el análisis

El análisis se debe realizar en un muestreo razonable de ubicaciones de fallas de línea a tierra en toda la central fotovoltaica y en la subestación en caso de que el sistema de puesta a tierra esté interconectado. El número de sitios depende del tamaño de la planta y de la variación de las corrientes de falla a través de cada ubicación. Por lo general, se desarrolla un modelo de cortocircuito para el sitio y se modela para la ubicación de cada transformador elevador. Esto proporciona valores de falla reales para ser usados en cada ubicación analizada [17].

Diseño preliminar de la red para una central solar fotovoltaica

Un enfoque de diseño general consiste en un SPT interconectado con un espaciamiento de la red considerablemente grande (más de 100 m). El espaciamiento se determina para rodear cada bloque de generación fotovoltaica de 1 MW a 4 MW. En la Figura 3.1 se presenta un ejemplo de diseño con un espaciamiento amplio y una subestación de interconexión con una malla de puesta a tierra más densa, en donde el transformador elevador e inversor se ubican cerca de las intersecciones de los conductores de la red [17], [18]. La cerca está representada de color rojo.

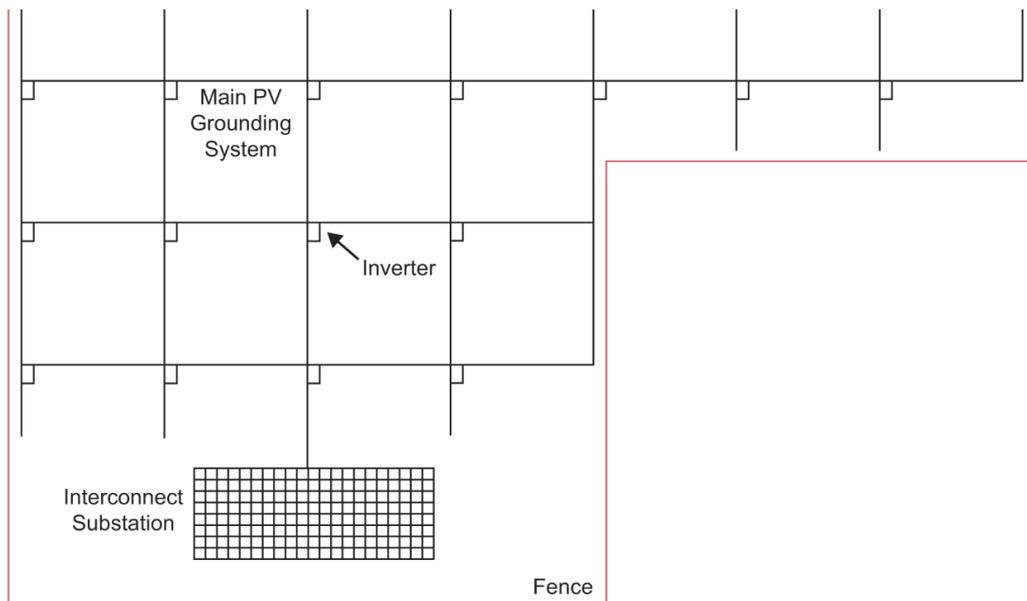


Figura 3.1. Ejemplo de diseño considerando la interconexión a una subestación [17]

El conductor de la red se puede instalar de manera perpendicular a cada fila de los paneles fotovoltaicos, conectándose a cada una de ellas mediante su recorrido a lo largo de un extremo de la fila. En ocasiones, es posible reducir el sistema a únicamente el conductor para conectar los inversores entre sí y regresar a la subestación como se presenta en la Figura 3.2, en donde las líneas de color negro corresponden al SPT principal y las líneas de color rojo a los sistemas auxiliares de puesta a tierra.

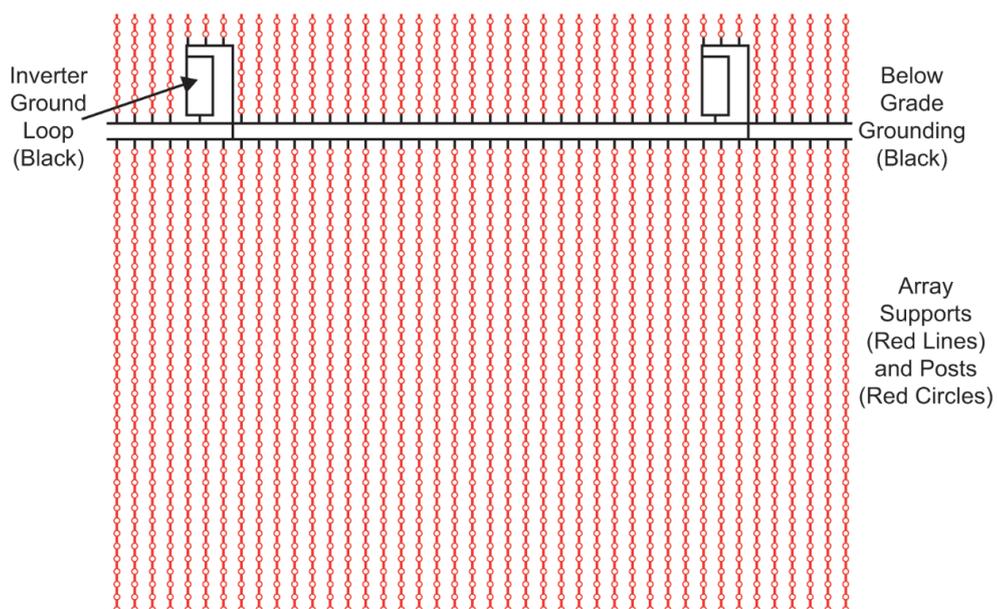


Figura 3.2. Ejemplo de puesta a tierra reducida, con conexión entre inversores, de paneles fotovoltaicos [17]

Filas de paneles fotovoltaicos y conexión a tierra

En ocasiones, se utiliza conductor de cobre por encima o por debajo del suelo dispuesto en la bandeja de cables de corriente continua a lo largo de la línea de los paneles fotovoltaicos. Esta aproximación puede ayudar a producir un camino continuo de puesta a tierra de baja resistencia a lo largo de las filas de los paneles; sin embargo, este enfoque es innecesario desde la perspectiva de voltajes tolerables, suponiendo que el camino a lo largo de la línea de paneles es eléctricamente continuo [17].

Uso de varillas de tierra

El uso de estas varillas proporciona una reducción local de los voltajes de toque. Se debe examinar la estructura del suelo para evitar el uso innecesario de gran cantidad de varillas de tierra. El uso de un gran número de varillas en áreas específicas puede incrementar el flujo de corriente de falla hacia dichas áreas, elevando los voltajes cercanos [17].

Aplicación de material de superficie aislante

Para el diseño de una central fotovoltaica no se requiere una superficie aislante de roca triturada, sin embargo, puede ser necesaria en áreas como la cerca metálica de la planta. En tal caso se recomienda su implementación en dichas áreas de forma mínima [17].

3.2.2 IEEE STD 80-2013: GUÍA IEEE PARA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES

La guía establece criterios de diseño para los SPT de subestaciones y/o plantas generadoras en corriente alterna y garantiza la seguridad en su implementación. Entre los propósitos principales se tiene:

- Desarrollar criterios de seguridad, abarcando desde la selección de materiales adecuados hasta la correcta instalación, garantizando el funcionamiento efectivo del sistema en todo momento.
- “Establecer los límites de seguridad de las posibles diferencias de potencial en la planta entre los diferentes puntos que pueden entrar en contacto con el usuario” [19].
- Aportar con una guía basada en los criterios de seguridad esenciales y métodos analíticos que permitan comparar los resultados con software comercial.

La norma establece que, en condiciones normales o de falla, un diseño seguro deberá permitir transportar corriente eléctrica a tierra sin superar las limitaciones operativas y de los equipos ni interferir en la continuidad del servicio. Además, se debe asegurar que las

personas en los alrededores del sistema no se vean expuestos al peligro de choque eléctrico [19].

3.2.2.1 Características del terreno

La investigación de las características del terreno es necesario para determinar su grado de homogeneidad y su composición general. Dado que puede existir variaciones de la estructura del suelo dependiendo de la profundidad, es recomendable realizar pruebas que proporcionen información de la naturaleza del material del terreno, así como también de la resistividad aparente a distintas profundidades.

Mediciones de resistividad

Entre las técnicas de medición más utilizadas se tiene el método de Wenner de cuatro puntas que “consiste en cuatro electrodos insertados en el suelo a una distancia de separación “a” entre cada uno como se presenta en la Figura 3.1” [19]. Para calcular el valor de la resistencia R, “se mide la diferencia de potencial entre los electrodos interiores (2 y 3) y se divide por la corriente inyectada entre los electrodos exteriores (1 y 4)” [19]. Por lo tanto, la resistividad aparente del terreno en $[\Omega \cdot m]$ se determina mediante la ecuación 3.1.

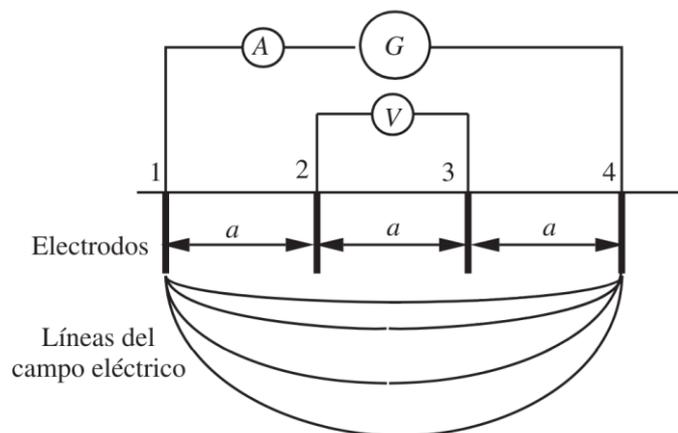


Figura 3.3. Método de Wenner de cuatro puntas [20]

$$\rho_a = 2\pi a R \quad (3.1)$$

A partir de la interpretación de los resultados de mediciones de la resistividad del terreno se debe establecer un modelo de suelo. Se puede obtener una aproximación más realista a partir del modelo de dos capas con una capa inferior infinita y una capa superior finita en profundidad debido a la falta de homogeneidad y a la fluctuación de la resistividad. “Para aproximar este modelo se puede utilizar un gráfico de la resistividad aparente en función

de la profundidad de medición o de las distancias entre electrodos mediante la técnica de Wenner” [19].

3.2.2.2 Resistencia de tierra

La determinación de este parámetro se lo realiza en función de la zona donde se vaya a realizar el SPT; su estimación permite la determinación del tamaño y el diseño básico del sistema. Considerando la distancia del enterramiento de la malla, la resistencia de puesta a tierra se determina mediante la ecuación 3.2.

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1+h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (3.2)$$

Donde L_T es un parámetro de los conductores que son enterrados y corresponde a su longitud total en [m], A es el área de instalación de la malla de tierra en [m²], h es la profundidad a la que se entierra la red [m] y ρ es el parámetro correspondiente a la estructura del suelo medido a través de la resistividad.

3.2.2.3 Criterios de voltaje de contacto y de paso

Es importante que cualquier falla se detecte y se corrija rápidamente para minimizar la exposición a peligros eléctricos. Esto implica que la detección de fallas debe ser inmediata para garantizar que el posible impacto en una persona sea mínimo. La protección del personal se debe basar en una combinación de prevención y respuesta rápida para controlar la energía de choque antes de que se convierta en un peligro significativo. A partir de estas consideraciones, el voltaje máximo de conducción no debe superar los límites expuestos a continuación para el caso de una persona de peso igual a 70 kg.

Voltaje de paso:

$$E_{paso\ 70} = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (3.3)$$

Voltaje de contacto:

$$E_{toque\ 70} = (1000 + 1,5C_s\rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (3.4)$$

Donde C_s corresponde al parámetro de reducción de la capa que se encuentra en la parte superior y ρ_s corresponda a la resistividad promedio del terreno bajo análisis.

El procedimiento de diseño sugerido para el SPT de la planta es:

- Se debe localizar el área de la central para determinar un modelo de suelo general a partir de las mediciones de resistividad del terreno.

- Se debe determinar el tamaño del conductor a partir de la corriente de falla y el tiempo máximo en que es despejada.
- Se ejecuta el cálculo de los voltajes tolerables tanto de contacto como de paso a partir de las ecuaciones 3.1 y 3.2. Luego, se procede a realizar un diseño preliminar y se calcula la resistencia de puesta a tierra. Se determina la corriente que va exclusivamente por la malla de tierra. Si la elevación del potencial de tierra (GPR) es menor que el voltaje de contacto tolerable se finaliza el diseño. Si se exceden los límites tolerables se debe refinar el diseño.

3.2.3 IEC 62446-1:2016: REQUISITOS PARA ENSAYOS, DOCUMENTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (SF)

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica tienen una vida útil considerable de algunas décadas siempre y cuando se realice un mantenimiento adecuado y las modificaciones requeridas durante su período de operación. La presente norma se divide en dos secciones correspondientes a los requisitos del sistema de documentación y a la verificación de los requisitos para inspección y ensayo.

3.2.3.1 Esquema del cableado eléctrico y puesta a tierra

Se debe incluir información específica del sistema de puesta a tierra y de los conductores de unión equipotencial (tipo y calibre de conductor). Además, para el caso de bastidores fotovoltaicos se debe detallar sus cables de unión equipotencial [21].

Si la planta posee un sistema de protección contra rayos, es importante especificar las conexiones posibles con dicho sistema. Además, se debe detallar información relevante de los dispositivos de protección contra sobrevoltajes que hayan sido instalados en las líneas de los circuitos de alterna y continua [21].

3.2.4 IEC 62548:2013: REQUISITOS DE DISEÑO PARA ARREGLOS FOTOVOLTAICOS

El propósito del presente estándar es establecer los requerimientos de diseño para los arreglos fotovoltaicos.

3.2.4.1 Condiciones necesarias para implementación de la PT

Las partes conductoras que se encuentren expuestas y correspondan a los módulos fotovoltaicos deben poseer una puesta funcional a tierra.

Es necesaria una conexión equipotencial con la finalidad de evitar potenciales no uniformes en la instalación fotovoltaica.

3.2.4.2 Sección del conductor de conexión

Las estructuras metálicas de los módulos fotovoltaicos deben estar conectadas a tierra mediante un conductor de cobre de sección mínima igual a 6 mm². Para protección contra rayos la sección del conductor puede ser superior.

Se recomienda que “el conductor de conexión equipotencial funcione cerca de los conductores activos para disminuir el cableado de la instalación” [22]. Además, la impedancia entre los conductores activos y de puesta a tierra debe ser alta.

3.2.4.3 Conexión equipotencial

Esta conexión puede ser principal o complementaria. “La primera manera consiste en la conexión de las partes conductoras expuestas al borne principal de tierra y la segunda manera consiste en la conexión de las partes conductoras expuestas a conductores distintos, respectivamente” [22]. Además, la conexión complementaria puede mantener bajos niveles de voltaje para evitar descargas eléctricas.

Conductores de conexión del arreglo fotovoltaico

Los conductores de conexión deben funcionar cerca de los conductores positivo y negativo de los módulos para disminuir los posibles voltajes inducidos debido a descargas atmosféricas.

Conductor de puesta funcional a tierra del arreglo fotovoltaico

La capacidad mínima de conducción de corriente del conductor a tierra funcional debe ser:

- No menor al valor nominal del interruptor de falla a tierra para un sistema que tenga conexión directa de tierra funcional sin una resistencia.
- No menor que la relación entre el voltaje máximo de los módulos fotovoltaicos y la resistencia en serie con la puesta funcional a tierra. Esto para un sistema que tenga una puesta a tierra funcional por medio de una resistencia.

Se recomienda una puesta funcional a tierra para evitar el deterioro de las celdas fotovoltaicas mediante la evacuación de carga. En lo posible, se debe evacuar carga mediante una resistencia y no directamente a tierra [22].

3.2.5 IEC 60364-7-712:2017: SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA (FV) Y REQUISITOS PARA INSTALACIONES O EMPLAZAMIENTOS ESPECIALES

Esta norma presenta los requisitos para instalaciones eléctricas o emplazamientos especiales centrándose en sistemas fotovoltaicos (FV). Se establecen los requisitos necesarios para la instalación de puesta a tierra de una central fotovoltaica.

3.2.5.1 Estructuras metálicas fotovoltaicas y conexión equipotencial

Las estructuras metálicas de los módulos fotovoltaicos deben conectarse entre sí para obtener una conexión equipotencial necesaria para limitar los efectos ocasionados por las descargas atmosféricas. Se deben incluir los sistemas metálicos correspondientes a la conducción de cables. En caso de que las estructuras metálicas sean de aluminio, se recomienda el uso de dispositivos de conexión adecuados con la finalidad de garantizar una conexión equipotencial correcta entre las partes metálicas [23].

3.2.5.2 Conexión funcional en el lado de corriente continua

Las disposiciones de conexión funcional establecen que debe existir aislamiento galvánico por medio de un transformador entre el lado de continua y el lado de corriente alterna. Las bobinas del transformador deben estar eléctricamente separados. A partir de estas consideraciones se puede conectar un conductor activo en el lado de corriente continua (CC) del inversor.

La conexión debe realizarse en un único punto del lado de CC del inversor; la norma NEC recomienda ubicar un punto cercano a la fuente fotovoltaica para una mayor protección frente a sobrevoltajes. La sección mínima de los conductores de conexión de cobre es de 4 mm² [23].

3.2.6 NFPA 70: CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL

En la sección 690 Parte 5 se presenta el apartado correspondiente al diseño de puesta a tierra de sistemas solares fotovoltaicos.

3.2.6.1 Puesta a tierra del sistema

“Los sistemas que no estén puestos a tierra deben contar con conductores que dispongan de desconectores, protección de sobrecorriente y protección contra fallas a tierra” [24].

Los conductores consisten en:

- Multi conductores con o sin cubierta metálica.
- Conductores instalados en canalizaciones.

Los sistemas bifilares deben contar con “un conductor puesto a tierra mediante una impedancia y es necesaria la protección de corriente continua contra fallas a tierra para detección e interrupción de fallas” [24]. Además, se debe permitir el uso de distintos métodos de protección equivalente del sistema.

3.2.6.2 Punto de conexión de la puesta a tierra

Se recomienda considerar únicamente “un punto del circuito de salida fotovoltaico para la conexión del circuito de corriente continua del sistema a la puesta a tierra” [24]. Se recomienda que el punto de conexión sea próximo a la fuente fotovoltaica para una mayor protección contra sobrevoltajes ocasionados por descargas atmosféricas.

3.2.6.3 Puesta a tierra de los equipos

Se debe colocar a tierra las partes metálicas expuestas de los módulos fotovoltaicos, equipos eléctricos y envolventes de los conductores. Se deben colocar dentro una misma canalización “los conductores de puesta a tierra de equipos para módulos fotovoltaicos y estructuras metálicas” [24].

3.2.6.4 Calibre de los conductores de los equipos

Se recomienda que el calibre del conductor no sea menor a 14 AWG y ante la caída de voltaje no se requiere un aumento del calibre.

3.2.6.5 Conductores de los equipos de los módulos FV

Estos conductores con un calibre inferior a 6 AWG se deben proteger de cualquier tipo de daño físico mediante la implementación de armadura de cable o canalizaciones. Esto no aplica si su instalación se dio en estructuras sin exposición al daño físico.

3.2.6.6 Sistema del electrodo de puesta a tierra

Sistemas del lado de corriente alterna CA

Se debe instalar “un sistema de electrodo de puesta a tierra y entre los electrodos permitidos se tiene un anillo de puesta a tierra con mínimo 6 m de conductor de cobre desnudo y calibre no menor a 2 AWG” [24]. Además, los electrodos de varilla y tubo deben tener una longitud no menor a 2,44 m; si los electrodos de tubo son de acero debe poseer un recubrimiento metálico como protección con tamaño $\frac{3}{4}$ y si son de varilla su diámetro debe ser mínimo de 15,87 mm ya sea material recubierto de cobre o acero inoxidable. “Los electrodos de varilla y tubo se deben colocar por debajo del nivel de humedad. Si se utiliza más de un electrodo, su separación no debe ser menor a 1,83 m respecto de otro electrodo del sistema de puesta a tierra” [24].

Se debe instalar el conductor del electrodo considerando el material, la protección contra daños físicos, continuidad y canalizaciones. “En contacto directo con la tierra no se deben usar conductores de aluminio desnudo o recubierto de cobre” [24]. El conductor o su envolvente deben fijarse a la superficie sobre la que reposan y se recomienda su instalación en miembros estructurales.

Sistemas del lado de corriente continua CC

Es necesario establecer un sistema de electrodos de puesta a tierra para un sistema de CC. El conductor del electrodo no puede ser más pequeño que el conductor de aluminio 6 AWG o el conductor de cobre 8 AWG, ni puede ser más pequeño que el conductor neutro. “La instalación del conductor del electrodo de puesta a tierra es similar a la instalación del conductor en el sistema de corriente alterna” [24].

Se debe permitir que el conductor común del electrodo del sistema de CC sirva a varios inversores. “El conductor común y los conductores de derivación se deben conectar a través de soldadura exotérmica” [24].

Sistemas de corriente continua CC y de corriente alterna CA

Deben utilizarse las siguientes técnicas para conectar el sistema de CA al sistema de puesta a tierra de CC:

- Sistema de electrodos de puesta a tierra de CC distinto del sistema de electrodos de CA: “Es necesario establecer y conectar un sistema de electrodos de CC independiente directamente al sistema de electrodos de CA. El tamaño de los puentes de unión entre ambos sistemas se debe considerar en base al tamaño más grande del conductor del electrodo de CA o CC” [24].
- Electrodo de tierra común para corriente continua y corriente alterna: Desde el punto de conexión del electrodo de CC hasta el electrodo de CA debe extenderse el conductor del electrodo de CC [24].
- Combinación del conductor de puesta a tierra para equipos de CA y el conductor del electrodo de CC: “Desde el punto de conexión del conductor del electrodo de CC y los conductores del sistema de CA hasta la barra colectora de puesta a tierra del sistema de CA, se requiere un conductor de puesta a tierra combinado” [24].

3.2.6.7 Continuidad del sistema para la conexión a tierra de los equipos

Para garantizar la continuidad entre los conductores de los electrodos y las superficies expuestas del equipo, es necesario colocar un puente de unión siempre que se desmonte el equipo. “Si se remueve el inversor se ocasiona una desconexión entre la unión del

conductor del electrodo de puesta a tierra y el conductor puesto a tierra de la salida del circuito fotovoltaico o de la fuente FV, por lo que es necesario instalar un puente de unión con la finalidad de mantener la puesta a tierra” [24].

3.2.7 RESUMEN

Con la finalidad de establecer una guía de diseño e implementación de sistemas de puesta a tierra en centrales fotovoltaicas, se presenta un resumen de las normas y estándares nacionales e internacionales investigados en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Resumen de los estándares investigados para diseño e implementación de sistemas de puesta a tierra en centrales fotovoltaicas.

Estándar	Aplicación	Requisitos principales
IEEE STD 2778-2020	Guía para la puesta a tierra de plantas fotovoltaicas y protección del personal Diseño, análisis y consideraciones adicionales respecto a subestaciones y/o plantas tradicionales	<ul style="list-style-type: none"> • Diferencias entre plantas fotovoltaicas y subestaciones • Desafíos de diseño y análisis • Sistemas auxiliares para puesta a tierra • Protección del personal • Diseño y análisis del suelo y datos de fallas
IEEE STD 80-2013	Diseño de SPT y lineamientos técnicos del campo fotovoltaico	<ul style="list-style-type: none"> • Resistividad del suelo • Corriente máxima que soporta el conductor • Criterios de voltajes de toque y de paso • Resistencia de puesta a tierra
IEEE 142-2007	Sistemas eléctricos comerciales e industriales y conexión a tierra PT de equipos electrónicos y transformadores	<ul style="list-style-type: none"> • Conexión de transformadores e inversores a un SPT
IEC 62548:2013 IEC 60364-7-12:2017	Diseño de la instalación	<ul style="list-style-type: none"> • Instalación de puesta a tierra • Conexión equipotencial y condiciones de puesta a tierra
NFPA 70	Lineamientos técnicos para la PT de sistemas fotovoltaicos	<ul style="list-style-type: none"> • Puesta a tierra del sistema y de equipos • Punto de conexión • Calibre de conductores • Sistema del electrodo de puesta a tierra

3.3 PROPUESTA DE UNA GUÍA PARA DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN CENTRALES FOTOVOLTAICAS

Se presenta una guía de diseño de sistemas de puesta a tierra en centrales fotovoltaicas para autoabastecimiento, basada en el análisis de normativa y estándares nacionales e internacionales.

3.3.1 RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Debido al tamaño de las centrales fotovoltaicas se considera que el suelo presenta características no uniformes, por lo tanto, es necesario realizar pruebas en varias ubicaciones dentro del área de estudio mediante modelos de suelo desarrollados para áreas específicas con la finalidad de verificar las diferencias locales existentes a través de toda la central.

“La recopilación de datos de resistividad del terreno es necesaria para realizar el análisis del sistema de puesta a tierra” [17]. El estándar IEEE 2778 propone recolectar datos a partir de una combinación de distancias largas y cortas de medición, en donde las mediciones largas permiten caracterizar las capas más profundas del suelo. Es importante considerar que la capa inferior puede permanecer constante en toda el área de estudio, influyendo considerablemente en la impedancia general del SPT.

Los datos de mediciones de resistividad del suelo se deben analizar por separado. Las distancias cortas de medición, para un área en específico, se usan para la representación de las capas superficiales del terreno y las distancias largas de medición proporcionan información de las capas más profundas, contribuyendo al desarrollo de un modelo de suelo general. Para centrales fotovoltaicas de tamaño reducido, la capa inferior del suelo es a menudo la misma para toda la planta [17].

El método de Wenner de cuatro puntas es uno de los más utilizados para realizar mediciones de resistividad y proporcionar los datos requeridos para el desarrollo del modelo de suelo. A partir de la ecuación 3.1 se determina la resistividad aparente del suelo considerando que “la profundidad de incrustación de los electrodos es despreciable en comparación a su distancia de separación” [19].

Los modelos de resistividad del suelo que se emplean con más frecuencia son los modelos uniformes o de dos capas, sin embargo, debido a la complejidad de las condiciones de algunos tipos de suelo puede requerirse un modelo de suelo de múltiples capas. “Para el modelo de suelo uniforme se considera una leve variación en la resistividad aparente por lo que podría considerarse un modelo relativamente preciso” [19].

Por lo general, las condiciones de suelo no son homogéneas, por consiguiente, el modelo de dos capas sería el más adecuado ya que puede proporcionar una interpretación más certera de las características del terreno. “Este modelo consiste en una capa superior con profundidad finita y una capa inferior de profundidad infinita con diferente resistividad” [19].

3.3.2 TAMAÑO DEL CONDUCTOR

Para mantener la integridad del sistema de puesta a tierra es necesario determinar un adecuado material del conductor, así como su calibre y el máximo límite de la temperatura permitida. “Los conductores de la red, conexiones, cables de conexión y electrodos primarios deben estar diseñados para soportar la fusión y el desgaste mecánico en condiciones extremas de magnitud y duración de la falla, además, frente al proceso de corrosión o daños físicos deben continuar funcionando correctamente” [19].

Para la selección del material del conductor es importante verificar la conductividad y su comportamiento ante el proceso de corrosión. Entre los materiales que pueden usarse se tiene el cobre, acero recubierto de cobre, aluminio y acero, sin embargo, “el cobre es el material más utilizado para los sistemas de puesta a tierra por su alta conductividad y resistencia a la corrosión subterránea” [19].

Para el dimensionamiento del conductor, el estándar IEEE 80 considera la formulación de Sverak que se presenta en 3.5 y que permite estimar la capacidad del conductor para transportar corriente en función de las constantes del material.

$$A_{mm^2} = \frac{I}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}} \quad (3.5)$$

La ecuación 3.5 determina el área del conductor en [mm²] en función de la corriente RMS en [kA], T_m y T_a corresponden a la temperatura límite que soporta y la temperatura ambiente del conductor en [°C], respectivamente. Además, t_c es el tiempo de duración de la corriente en [s] y el resto de los términos corresponde a factores propios del material que se proporcionan en el estándar IEEE 80 [19].

3.3.3 VOLTAJE DE CONTACTO Y DE PASO TOLERABLES

Para garantizar la seguridad del personal, los criterios de voltajes deben considerar valores inferiores a aquellos tolerables por el cuerpo humano. Mediante las ecuaciones 3.3 y 3.4 se determina los valores de voltajes de paso y de contacto, respectivamente.

Los límites de voltaje admisibles dependen de la resistividad del suelo, el tiempo que dura el choque eléctrico en [s] y el coeficiente de disminución de la capa superficial (el factor es igual a la unidad si no se considera una capa superficial). La formulación matemática

previamente especificada para el cálculo del voltaje de paso y de contacto consideran 70 [kg] de masa corporal, sin embargo, el estándar IEEE 80 proporciona adicionalmente el análisis para un peso de 50 [kg].

3.3.4 DISEÑO PRELIMINAR DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

Para garantizar la seguridad de los trabajadores y los equipos expuestos tanto en situaciones normales como de avería, el diseño del sistema de puesta a tierra a implantar debe minimizar el impacto de los gradientes de potencial de tierra [19]. Además, el sistema deberá afianzar la continuidad del servicio a partir del cumplimiento de los límites operativos de voltaje y corriente.

En [19] se presentan argumentos importantes respecto a la combinación de conductores horizontales y varillas verticales para el sistema de puesta a tierra. La implementación de varias varillas conectadas entre sí y al neutro de los equipos, marcos y estructuras a ser conectadas a tierra, da como resultado un sistema de múltiples electrodos que al ser enlazados en un terreno de adecuada conductividad deriva en un sistema de puesta a tierra óptimo. Entre las principales ventajas de contar con un sistema combinado de conductores horizontales y varillas verticales introducidas hasta las capas inferiores de los suelos, se tiene:

- Las varillas de tierra verticales ayudan a estabilizar el sistema integrado; sin embargo, “los conductores horizontales son más eficaces para reducir la posibilidad de voltajes de contacto y de paso excesivos en la tierra superficial” [19].
- La disipación de las corrientes de falla es más efectiva mediante la implementación de varillas de tierra que son enterradas hasta el suelo de resistividad baja, considerando “un suelo que tiene dos o varias capas, y que la capa superior del suelo tiene una resistividad mayor que la capa inferior” [19].

Al diseñar la red de puesta a tierra se deben considerar los siguientes aspectos básicos presentados en [19]:

- El área de la central debe ser rodeada por un anillo de conductor continuo para eludir una elevada acumulación de corriente y los gradientes de potencial en la malla. Para reducir la resistencia de la malla se recomienda encerrar más área.
- Para permitir un menor número de conexiones a tierra, disponer los conductores en líneas paralelas dentro del anillo y a lo largo de estructuras metálicas o filas de equipos.
- Las picas de tierra verticales deben colocarse en las esquinas de la malla y/o en los puntos de conexión, y los conductores deben estar bien sujetos entre sí. Ante una

resistividad elevada o un suelo de múltiples capas se recomienda la implementación de varillas de tierra más largas.

- Se recomienda emplear conductores de mayor tamaño al realizar la conexión a tierra del neutro de transformadores o generadores. Esta medida es esencial para evitar la acumulación de corriente y reducir el riesgo de sobrecalentamiento y posibles fallos en el sistema.

“Las estructuras metálicas, bastidores y demás partes conductoras que podrían ser energizadas se deben enlazar mediante conductores con la capacidad de corriente y la resistencia mecánica adecuadas” [17]. Esto también es válido para las conexiones realizadas entre las fuentes de corriente de defecto, como transformadores o descargadores, y las tomas de tierra.

Una aproximación de diseño general se presenta en el estándar IEEE-2778 [17] y dos ejemplos de diseño se presentan en las Figuras 3.1 y 3.2. Adicionalmente, los diseños alternativos pueden emplear un solo tramo de conductor compartido entre bloques, conectándolo a través del espacio abierto entre ellos para interconectar cada fila de paneles fotovoltaicos.

3.3.5 RESISTENCIA PRELIMINAR DE PUESTA A TIERRA

Un requisito previo esencial para determinar las dimensiones y la disposición general de un sistema de puesta a tierra es la evaluación de la resistencia de tierra. Este parámetro se basa en las características del área donde se implementará el sistema. Además, proporciona una estimación del potencial eléctrico (GPR) del electrodo de tierra. La malla de tierra de la central debe estar diseñada para limitar los gradientes de voltaje superficial a valores tolerables, esto debido a la posible exposición ante elevadas corrientes de falla.

La efectividad de una malla de tierra se basa en el tamaño total del sistema y de la resistividad del terreno. La reducción de la impedancia de la puesta a tierra se puede dar mediante la implementación de un número adicional de conductores horizontales y varillas de tierra dentro del sistema. “Se debe considerar que, para evitar diferencias entre los valores calculados y medidos de la resistencia, las mediciones obtenidas de la resistividad del suelo y de la resistencia de puesta a tierra se deben realizar bajo condiciones climáticas similares” [25].

La resistencia de tierra de una varilla de longitud l y radio r enterrada en la primera capa de un modelo de dos capas se determina mediante la ecuación 3.6.

$$R = \frac{\rho_1}{2\pi l} \ln \frac{2l}{r} + \sum_{n=1}^{\infty} K^n \ln \frac{2nh+l}{2nh-l} \quad (3.6)$$

Donde K corresponde al coeficiente de reflexión. Para un modelo de suelo uniforme se considera que $K = 0$, por lo tanto, la fórmula de la resistencia se presenta en 3.7.

$$R = \frac{\rho_1}{2\pi l} \ln \frac{2l}{r} \quad (3.7)$$

Además, la resistencia total de un SPT, que incluye tanto varillas verticales como conductores horizontales, puede determinarse mediante el uso de las ecuaciones de Schwarz. “Estas ecuaciones proporcionan un método preciso para calcular la resistencia efectiva del sistema, considerando las interacciones entre los diferentes componentes de puesta a tierra. El valor total combina la resistencia de los conductores de la malla, de las varillas y la resistencia mutua entre ambos elementos” [19].

3.3.6 CÁLCULO DE LA CORRIENTE MÁXIMA QUE DISIPA LA MALLA

Para los cálculos del diseño de puesta a tierra de la central es necesario determinar el valor de la corriente de malla máxima I_G a partir de los siguientes pasos:

- “Se debe verificar el mayor flujo de corriente entre la red de tierra y los alrededores para estimar el tipo de falla de tierra que lo produce y su localización. A partir de esto evaluar el aumento de potencial de tierra (GPR) más grande y los gradientes de potencial superficial” [19].
- “Se debe determinar el factor de división de corriente de falla S_f y establecer los valores correspondientes a la corriente de malla simétrica I_g ” [19].
- “Se debe determinar el factor de decremento D_f para una duración completa de la falla t_f y seleccionar el valor más grande del producto entre el factor de decremento y la corriente de malla simétrica, para poder obtener la peor condición de falla” [19].

Por lo tanto, la corriente máxima que disipa la malla se presenta en la ecuación 3.8.

$$I_G = D_f \times I_g \quad (3.8)$$

El potencial eléctrico máximo que puede alcanzar la red de tierra en comparación con la tierra remota se determina multiplicando la resistencia de tierra por la corriente que fluye únicamente a través de dicha red. Un potencial elevado puede representar un riesgo significativo tanto para las personas como para los equipos eléctricos, por lo que es crucial minimizarlo mediante un diseño adecuado del SPT.

Según el estándar IEEE 2778 “la conexión delta actúa como una fuente de falla a tierra de secuencia cero para fallas que ocurran dentro de la central” [17]. Si la subestación está conectada eléctricamente al sistema de puesta a tierra de la planta fotovoltaica, entonces se debe considerar las fallas en el lado de alto voltaje del transformador debido a que el

impacto del potencial GPR en el sistema podría resultar en voltajes de paso y de contacto elevados dentro de la planta.

Para mejorar la precisión de los cálculos del GPR se debe contemplar la generación local de los paneles fotovoltaicos, controlada por los inversores, según se expresa en [17]. Esto podría resultar un desafío debido a la amplia distribución de fuentes. Además, podría no existir contribución de corriente a tierra proveniente de la generación fotovoltaica, caso contrario, se debería modelar rutas de retorno de corriente para mejorar la precisión.

3.3.7 CÁLCULO DEL VOLTAJE DE MALLA Y VOLTAJE DE PASO

Los voltajes máximos tanto de malla como de paso se deben calcular con la finalidad de compararlos con los valores tolerables de contacto y de paso previamente obtenidos y verificar el diseño de puesta a tierra. El voltaje de malla se determina mediante la ecuación 3.9.

$$E_m = \frac{\rho \times K_m \times K_i \times I_G}{L_M} \quad (3.9)$$

Donde K_m corresponde a un factor geométrico, K_i es un factor de corrección debido a los errores al obtener el factor geométrico. El factor K_m se determina mediante la ecuación 3.10.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right] \quad (3.10)$$

Donde d corresponde al diámetro del conductor de la red en [m], n al número efectivo de conductores paralelos en la malla y D al espacio entre conductores en [m]. En cuanto a las redes con varillas de tierra en toda la región, en las esquinas y a lo largo del perímetro, se considera $K_{ii} = 1$, además, K_h corresponde al factor de corrección debido a la profundidad a la que se encuentra la malla y se lo calcula mediante la ecuación 3.11.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}} \quad (3.11)$$

Donde $h_o = 1$ es la profundidad de referencia de la malla. En las ecuaciones 3.12 y 3.13 se presenta el factor de irregularidad K_i y la longitud efectiva L_M , respectivamente.

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n \quad (3.12)$$

$$L_M = L_C + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R \quad (3.13)$$

“El parámetro L_C corresponde a la longitud total del conductor horizontal en [m], L_r a la longitud de cada varilla de tierra en [m], L_x y L_y a la máxima longitud de la red en dirección x y y ” [19].

El voltaje de paso se determina mediante la ecuación 3.14.

$$E_s = \frac{\rho \times K_s \times K_i \times I_G}{L_s} \quad (3.14)$$

Se determina la longitud efectiva del conductor enterrado L_s a partir de la siguiente ecuación:

$$L_s = 0,75 \times L_C + 0,85 \times L_R \quad (3.15)$$

El factor geométrico K_s es

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad (3.16)$$

El voltaje de paso máximo se calcula suponiendo que se produce a una distancia de 1 [m] y que la profundidad de enterramiento típica se sitúa entre 0,25 [m] y 2,5 [m].

3.3.8 VERIFICACIÓN DEL DISEÑO DE PUESTA A TIERRA

Si el GPR del diseño preliminar de la malla de puesta a tierra es menor respecto al valor de voltaje de contacto tolerable, se considera que el diseño es correcto y no es necesario realizar un análisis adicional. Caso contrario se debe calcular el voltaje de malla y de paso y compararlos con los voltajes tolerables. “Si el voltaje de malla y el voltaje máximo de paso es menor que los voltajes tolerables, entonces se finaliza el diseño” [19].

Es necesario examinar el diseño de la red de puesta a tierra si se superan los voltajes de contacto y de paso admisibles. Se puede incluir un número adicional de varillas de tierra o realizar espaciamientos más pequeños de los conductores. Además, es necesario la implementación de varillas adicionales en los neutros de los transformadores.

3.3.9 RECOMENDACIONES DE IMPLEMENTACIÓN

El revestimiento aislante de roca triturada no suele ser necesario como parte del diseño de una central fotovoltaica. Si algunas zonas (como partes de la valla o las puertas) requieren revestimiento, éste debe colocarse en las zonas mínimamente necesarias.

La resistencia del calzado, en particular del calzado de seguridad, puede tener un efecto significativo en los voltajes tanto de paso como de contacto que se presentan en condiciones de falla. Si el propietario lo exige y la mitigación mediante el diseño convencional no es factible y/o poco práctica, puede tenerse en cuenta algún tipo de

calzado dentro de la central fotovoltaica regulada o el uso de calzado especializado (calzado con clasificación eléctrica).

Modelar todo el sistema principal y los sistemas auxiliares de puesta a tierra (estructuras metálicas, soportes, postes, entre otros) es poco práctico. Un enfoque más eficiente consiste en modelar el sistema principal subterráneo en la central fotovoltaica y luego analizar con detalle regiones específicas, incluyendo los sistemas auxiliares de puesta a tierra en esas áreas. Este enfoque es esencial para centrales de gran escala, ya que evita el sobre diseño que ocurriría si los sistemas auxiliares no se consideraran.

En caso de que las estructuras metálicas no se consideren como un sistema de tierra de los módulos fotovoltaicos, se debe realizar un análisis de resistividad en toda el área de instalación. Si las centrales son de gran escala, se recomienda utilizar un modelo de suelo de dos o múltiples capas a partir de las mediciones que deben realizarse según las especificaciones del estándar IEEE 2778. Del estudio de la estructura del suelo se puede considerar el uso de varillas de tierra que proporcionan una reducción local de los voltajes de contacto, sin embargo, se debe evitar el uso innecesario de una gran cantidad en áreas específicas ya que podría incrementar el flujo de corriente de falla hacia dichas áreas, elevando los voltajes cercanos.

Las posibles soluciones ante los elevados valores que indican diferencias de potencial peligrosas dentro de la central son:

- Modificar la resistencia de puesta a tierra a un valor inferior con la finalidad de disminuir la elevación de potencial GPR y el voltaje transferido máximo. Entre las opciones más viables para la reducción de la resistencia total se tiene el aumento del área destinada a la construcción de la malla de tierra y la implementación de varillas con una mayor longitud para un enterramiento más profundo con el propósito de alcanzar capas de resistividad más bajas.
- Realizar un espaciamiento más corto de los conductores de la red o limitar la corriente de falla para disminuir la elevación de potencial GPR y los gradientes de potencial.
- Aumentar los voltajes tolerables de contacto y de paso a partir de la disminución del tiempo de despeje de fallas o la implementación de una capa superficial con mayor resistividad.

3.4 IMPLEMENTACIÓN DE LA GUÍA PROPUESTA EN UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 2,0 MW EN LA PROVINCIA DE PICHINCHA

La implementación de la guía de diseño para SPT se efectuó considerando los lineamientos técnicos establecidos en las normas y estándares a nivel nacional e internacional recopilados previamente para garantizar la operación confiable y segura del SGDA, de la red eléctrica de distribución y del personal que intervenga.

La guía propuesta se implementó en el proyecto de SGDA “Corporación Favorita C.A.” correspondiente a una planta solar de 2,3 MVA ubicado en la provincia de Pichincha, en el cantón Rumiñahui, en la parroquia de Cotogchoa, dentro de las instalaciones de las bodegas del Supermaxi. Esta central fotovoltaica para Corporación Favorita satisface el 100% de su demanda con energía solar renovable en 20 locales comerciales, cumpliendo con los más altos estándares de calidad y protegiendo tanto el medio ambiente como a sus usuarios.

El proyecto Favorita tiene una capacidad nominal instalada DC igual a 2,4 [MW] y una capacidad nominal instalada AC igual a 2 [MW]. Además, se utilizaron 4 352 paneles marca Jinko de 550 [Wp] e inversores Huawei de 40 KTL, 60 KTL y 100 KTL. En la Figura 3.4 y 3.5 se presenta la ubicación satelital del proyecto y la disposición de paneles, inversores y punto de conexión, respectivamente.



Figura 3.4. Ubicación satelital del proyecto fotovoltaico

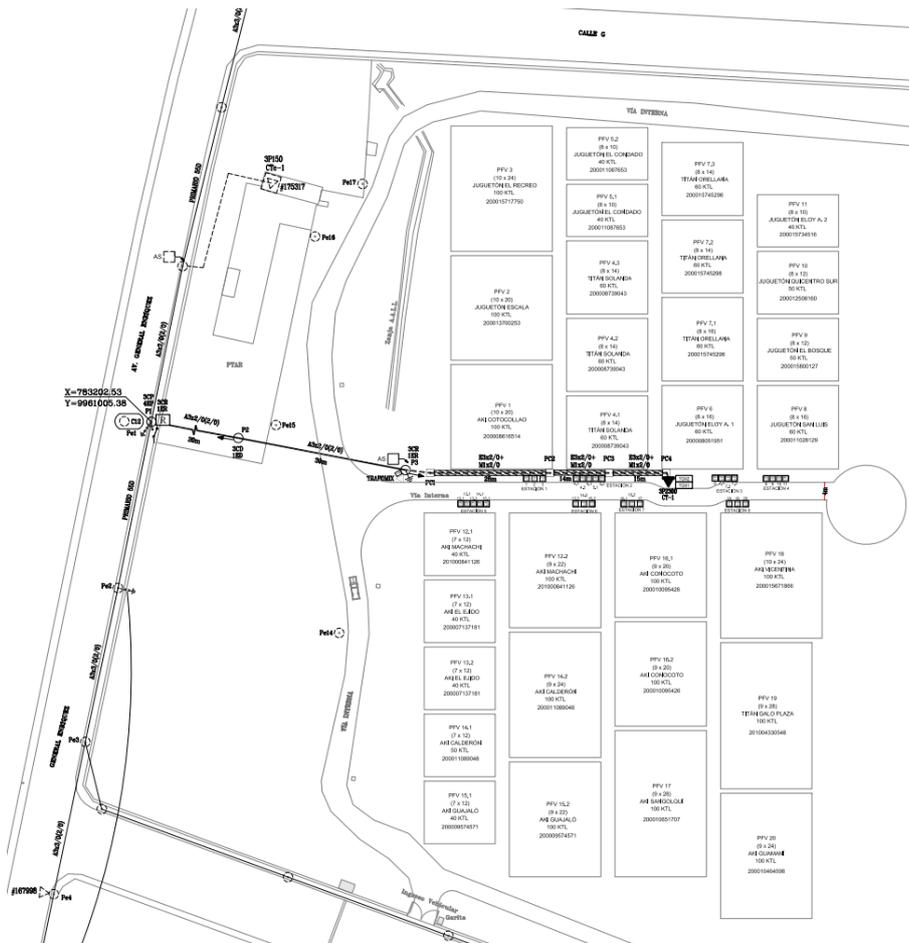


Figura 3.5. Disposición de paneles, estaciones de inversión y punto de conexión

Resistividad del terreno

Se realizó una evaluación de las características del terreno con la finalidad de obtener una recopilación de datos de resistividad y desarrollar un modelo de suelo general. Mediante el método de Wenner de cuatro puntas se determina las mediciones de resistividad y en caso de obtener valores altos se opta por la utilización de un tratamiento natural mejorador de suelo para optimizar la conductividad eléctrica del terreno.

A partir del uso de un telurómetro Sonel MRU-120 y considerando una distancia de separación 'a' entre cada electrodo insertado en el suelo, se obtiene un valor de resistencia igual a la "relación entre el potencial y la corriente medidos" [19] por el instrumento. De la ecuación 3.1 se determina la resistividad aparente del terreno en $[\Omega \cdot m]$. Se realizaron 8 mediciones de resistividad, con un barrido tipo matricial a diferentes profundidades de 1,5 [m], 2,25 [m], 3 [m] y 4,5 [m], en el área correspondiente al centro de transformación del proyecto fotovoltaico cuyas dimensiones fueron de 8 [m] \times 16 [m]. En la Figura 3.6 se

presenta la conformación matricial de los sectores del área en estudio en donde se realizó las mediciones.

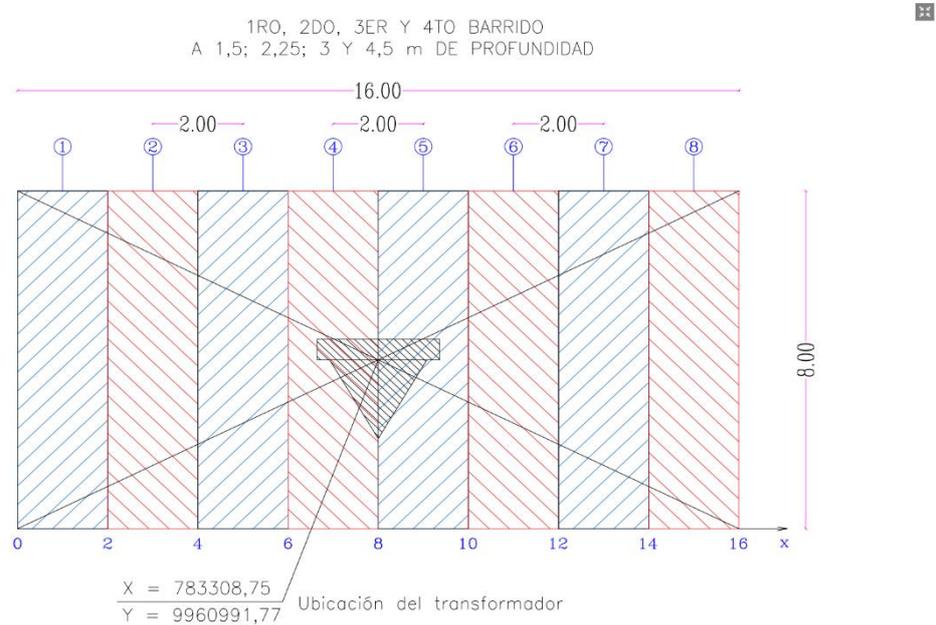


Figura 3.6. Área de estudio de resistividad del suelo correspondiente al centro de transformación 2,3 MVA-22,8 kV/480 V

En la Tabla 3.2 se presenta la información obtenida en las distintas mediciones realizadas. El parámetro "b" de la ecuación 3.1 corresponde a la profundidad del electrodo, cuyo valor es considerado por el equipo de prueba aproximadamente igual a 0.2 [m]. Además, el valor de la resistencia es obtenido internamente por el telurómetro en cada medición.

Tabla 3.2. Datos de campo de la resistividad del suelo.

Ubicación de la prueba		Punta prueba	Profundidad	Datos
Sector	"x" [m]	"a" [m]	[m]	ρ [$\Omega \cdot m$]
1	2	2	1,5	32,2
1	4	2	1,5	30,1
1	6	2	1,5	33
1	8	2	1,5	30,5
1	10	2	1,5	29,9
1	12	2	1,5	32,2
1	14	2	1,5	34,5
1	16	2	1,5	36,1
2	2	3	2,25	36,8
2	4	3	2,25	37,3
2	6	3	2,25	33,4
2	8	3	2,25	38,1
2	10	3	2,25	37,8

2	12	3	2,25	34,6
2	14	3	2,25	37,7
2	16	3	2,25	33,1
3	2	4	3	38,5
3	4	4	3	18490
3	6	4	3	37,4
3	8	4	3	35,4
3	10	4	3	38,1
3	12	4	3	38,7
3	14	4	3	40
3	16	4	3	37
4	2	6	4,5	41,4
4	4	6	4,5	41,9
4	6	6	4,5	42,5
4	8	6	4,5	42,9
4	10	6	4,5	43,5
4	12	6	4,5	44
4	14	6	4,5	42,6
4	16	6	4,5	37,4

De los datos tabulados se consideró que el área analizada es homogénea y para el cálculo de la malla de tierra se estableció una resistividad promedio de 37,33 [$\Omega \cdot m$]. En la Figura 3.7 se presenta la toma de datos de resistividad en campo.



Figura 3.7. Toma de datos de resistividad del terreno para el área del centro de transformación

Determinación de la corriente de falla

Según el estándar IEEE 2778 [17] las fallas en el lado de bajo voltaje del sistema de corriente alterna (CA) pueden tener una magnitud de corriente elevada y presentar una condición adversa de elevación de potencial de tierra (GPR). Sin embargo, debido a los tiempos inmediatos de actuación del sistema de protecciones, el riesgo de choque eléctrico es menor respecto del sistema de medio voltaje. Por tal motivo, el estándar advierte que las fallas que producen el peor escenario para el personal se dan en el lado de alto o medio voltaje.

El lado de bajo voltaje del sistema de corriente alterna consta de las estaciones de inversores y el transformador trifásico de 2,3 MVA, 22,86 kV-480/277 V, grupo de conexión DYn11, en donde el lado primario posee una conexión estrella con acceso al neutro y secundario en Delta. La corriente de falla en el lado de bajo voltaje retorna al neutro del transformador y se disipa por la malla de tierra. La conexión delta en el secundario del transformador actúa como una fuente de falla a tierra de secuencia cero para fallas dentro de la central fotovoltaica, por lo tanto, se deben considerar las fallas en el lado de medio voltaje debido al impacto del GPR en el sistema de puesta a tierra y posibles elevaciones de los voltajes de contacto y de paso.

Es posible mejorar la precisión de los cálculos del GPR al considerar la generación local de los paneles, sin embargo, debido a la extensa distribución de fuentes su modelamiento se dificulta. La configuración del SPT puede considerar la no contribución de corriente a tierra procedente de la generación fotovoltaica, caso contrario, se puede obtener una mejora en la precisión a partir del modelamiento de rutas de retorno de corriente.

La EEQ S.A. proporcionó los datos de corrientes, potencia e impedancia de cortocircuito en el punto de entrega, primario 55D a 22,8 kV que alimenta a la planta fotovoltaica. En la Tabla 3.3 y 3.4 se presenta los datos mencionados previamente.

Tabla 3.3. Corrientes y potencias de cortocircuito en primario 55D

Tipo de Cortocircuito	Corriente [A]	Potencia [MVA]
Trifásico	2803	111,22
Dos fases a tierra	2806	74,06
Dos fases	2408	63,57
Monofásico a tierra	2707	35,72

Tabla 3.4. Impedancias de cortocircuito en primario 55D

Impedancia de cortocircuito	[p.u.]	[Ω]
R0	0,2610	1,3638
X0	0,9523	4,9767
R1	0,1828	0,9555
X1	0,8817	4,6074

La condición de falla local puede ocurrir en las barras del generador o del motor, donde la variación de reactancias durante el cortocircuito causa una disminución de la componente de CA y la aparición de la señal de CC. Se considera que una falla remota es un cortocircuito alejado de las fuentes contribuyentes, por lo que la corriente es asimétrica debido a la influencia de la componente de CC. Por lo tanto, para el caso de estudio se consideró que la corriente de falla a tierra en el peor de los casos se da en el sistema de medio voltaje con un valor igual a 2,803 [kA].

Tamaño del conductor

Se determinó el material y el calibre adecuado del conductor para mantener la integridad del sistema de puesta a tierra. Su diseño debe soportar la fusión y el desgaste mecánico en condiciones extremas de magnitud y duración de la falla, además, su funcionamiento debe ser óptimo ante los procesos de corrosión o daños físicos. Por lo tanto, el material del conductor seleccionado es el cobre para la malla de tierra del centro de transformación, tableros de medidores y la conexión de las estaciones de inversión; su calibre se obtiene a partir de la ecuación 3.5 que considera las constantes del material presentadas en [19].

Calibre del conductor de la red de tierra del transformador:

$$A_{mm^2} = \frac{2,803}{\sqrt{\left(\frac{3,4 \times 10^{-4}}{0,5 \times 0,00393 \times 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 1084}{234 + 40}\right)}} = 38,47 \text{ mm}^2$$

El diámetro del conductor es igual a 6,995 [mm], sin embargo, debido a los requerimientos de resistencia y robustez mecánica se recomienda un conductor más grande. Por lo tanto, se selecciona un conductor de cobre desnudo cableado No. 2/0 AWG y se verifica su viabilidad de uso incluso al limitar la temperatura máxima admisible T_m a 700 °C.

Calibre del conductor para los tableros de medidores y conexión de las estaciones de inversores:

- Para la conexión de los tableros de medidores a la malla de puesta a tierra se selecciona el conductor desnudo de cobre cableado No. 2/0 AWG.
- Los inversores poseen una protección basada en la característica following-grid, es decir, necesitan la referencia de voltaje y frecuencia de la red primaria para entrar en operación. Además, al ser constituidos en gran parte por elementos de electrónica de potencia, permiten la conexión y/o desconexión de forma cuasi automática ante una perturbación. Por lo tanto, a partir de la ficha técnica de los inversores utilizados se selecciona un conductor de cobre TTU No. 4 AWG para la conexión a tierra de cada inversor y para la matriz de tierras que recorre todas las estaciones de inversores se utiliza conductor desnudo de cobre No. 1/0 AWG.

Voltajes de contacto y de paso tolerables

Los criterios de voltajes deben considerar valores inferiores a aquellos tolerables por el cuerpo humano para garantizar la seguridad del personal. Mediante las ecuaciones 3.3 y 3.4 se determina los valores de voltajes de paso y de contacto tolerables, respectivamente, considerando un peso corporal de 70 [kg]. “El cálculo de estos parámetros depende de la resistividad del terreno, el tiempo de duración de la falla y del factor de reducción de la capa superficial (para el presente caso de implementación se considera $C_s = 1$)” [19].

$$E_{paso-70\text{ kg}} = (1000 + 6 \times 1 \times 37,33) \frac{0,157}{\sqrt{0.033}} = 1\ 057,83 \text{ [V]}$$

$$E_{contacto-70\text{ kg}} = (1000 + 1,5 \times 1 \times 37,33) \frac{0,157}{\sqrt{0.033}} = 912,65 \text{ [V]}$$

Diseño preliminar de la malla de puesta a tierra

Se realizó el diseño preliminar de una malla cuadrada de dimensiones 4 [m] × 4 [m] con conductores espaciados de manera simétrica cuya separación es $D=2$ [m], la profundidad de enterramiento es $h = 0,8$ [m] y con 4 varillas de tierra en las esquinas de la cuadrícula tipo copperweld de 16 [mm] de diámetro y 1,8 [m] de longitud. En la Figura 3.8 se presenta la vista superior del diseño de la malla de puesta a tierra para el centro de transformación.

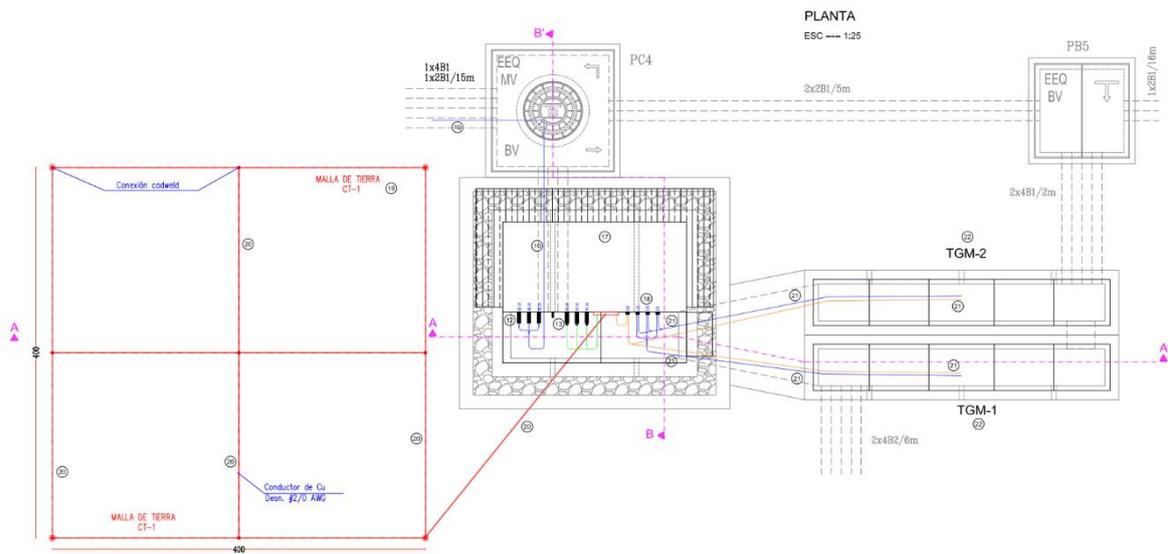


Figura 3.8. Diseño de la malla de puesta a tierra del transformador

Resistencia preliminar de puesta a tierra

A partir de la ecuación 3.2 se procedió a determinar el valor de la resistencia de puesta a tierra. La longitud total de los conductores enterrados, incluyendo las varillas, es $L_T = 24 + 4 \times 1,8 = 31,2$ [m], y $A = 16$ [m²]. Por lo tanto, el valor calculado es

$$R_g = 37,33 \left[\frac{1}{31,2} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 16}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,8\sqrt{20/16}} \right) \right] = 4,38 \text{ } [\Omega]$$

Mediante el uso de un medidor de resistencia de tierra digital se realizó la medición en campo, obteniendo un valor igual a 1,84 [Ω]. Este resultado se determinó posterior a la preparación del terreno que consistió en la implementación de mejorador de suelos con la finalidad de aumentar su conductividad eléctrica.

Corriente máxima que disipa la malla de tierra

Es necesario determinar el valor máximo de la corriente de malla para lograr un diseño adecuado de sistema de puesta a tierra. Para el cálculo se consideró la corriente de cortocircuito y las impedancias de secuencia positiva de la Tabla 3.4, proporcionadas por la EEQ S.A. Por lo tanto, mediante la ecuación 3.8 se determinó la corriente máxima que es disipada por la malla de tierra.

$$I_G = 2\ 803 \text{ } [\text{A}]$$

Se procedió a determinar “la elevación del potencial de tierra (GPR) como el producto entre la corriente máxima de falla que disipa la malla I_G y la resistencia de puesta a tierra para posteriormente compararlo con el voltaje de contacto tolerable previamente obtenido” [19].

$$GPR = 2\,803 \times 1,84 = 5\,157,52 \text{ [V]}$$

Dado que el GPR del diseño preliminar es mayor que el voltaje de contacto tolerable se realizaron evaluaciones adicionales para determinar el diseño final de la malla de puesta a tierra.

Cálculo del voltaje de malla y de paso máximos

Para la determinación del voltaje de contacto máximo o de malla se utilizaron las ecuaciones 3.9 a 3.19.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{2^2}{16 \cdot 0,8 \cdot 0,01} + \frac{(2 + 2 \cdot 0,8)^2}{8 \cdot 2 \cdot 0,01} - \frac{0,8}{4 \cdot 0,01} \right) + \frac{1}{1,3416} \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \cdot 3 - 1)} \right) \right] = 0,64$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot 3 = 1,088$$

$$L_M = 24 + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{1,8}{\sqrt{4^2 + 4^2}} \right) \right] 7,2 = 37,955$$

El voltaje de malla es:

$$E_m = \frac{15,66 \times 0,64 \times 1,088 \times 2\,803}{37,955} = 805,61 \text{ [V]}$$

Por lo tanto, se verificó que el voltaje de malla calculado es menor que el voltaje de contacto tolerable, es decir, $E_m < E_{\text{contacto}}$.

Para la determinación del voltaje de paso máximo se utilizaron las ecuaciones 3.14 a 3.16.

$$L_s = 0,75 \times 24 + 0,85 \times 7,2 = 24,12$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot 0,8} + \frac{1}{2 + 0,8} + \frac{1}{2} (1 - 0,5^{3-2}) \right] = 0,3922$$

El voltaje de paso máximo es:

$$E_s = \frac{15,66 \times 0,3922 \times 1,088 \times 2\,083}{24,12} = 776,80 \text{ [V]}$$

Por lo tanto, se verificó que el voltaje de paso máximo calculado es menor que el voltaje de paso tolerable, es decir, $E_s < E_{\text{paso}}$.

Dado que los límites máximos de voltajes obtenidos se encuentran por debajo de los voltajes tolerables, se consideró que el diseño del sistema de puesta a tierra es óptimo para su implementación en la central fotovoltaica. Sin embargo, es necesario el uso de varillas y conductores adicionales para las estaciones de inversores. En la Figura 3.9 y 3.10 se presenta el enterramiento de la varilla copperweld de acero recubierto de cobre de 16 [mm] de diámetro por 1,8 [m] de longitud y conductor de cobre desnudo No. 2/0 AWG, y la realización de la malla de puesta a tierra en campo mediante conexión cadweld entre conductores y varillas a una distancia de profundidad de 0,8 [m], respectivamente.



Figura 3.9. Varilla copperweld de acero con Cu recubierto de alta camada de 1,8 m de longitud



Figura 3.10. Malla de puesta a tierra del centro de transformación y conexión cadweld entre conductores y varillas

Sistema de puesta a tierra del campo fotovoltaico

Para el campo fotovoltaico se establecen los sistemas auxiliares (marcos, postes de soporte y/o estructuras) como parte del SPT. Según el estándar IEEE 2778 “estos sistemas auxiliares se encuentran sobre el nivel del suelo y proporcionan caminos eléctricamente continuos para que la corriente se distribuya por medio del campo” [17]. Se garantiza la continuidad eléctrica a través de todas las conexiones y uniones.

Para el proyecto Favorita se realizó la instalación de los paneles tipo monocristalino sobre estructuras metálicas ancladas al piso, cuya área aproximada es de 15 000 m². Además, se colocó una capa de grava esparcida a lo largo del área de los paneles para elevar la resistencia entre el suelo y los pies del personal, así como también para prevenir el posible

crecimiento de hierba. En la Figura 3.11, 3.12 y 3.13 se presenta la instalación de las estructuras metálicas, la colocación de grava y las conexiones de los paneles, respectivamente.



Figura 3.11. Instalación de estructuras metálicas ancladas al piso



Figura 3.12. Colocación de una fina capa de grava a lo largo del área de paneles



Figura 3.13. Conexión y unión de los paneles sobre las estructuras metálicas

Sistema de puesta a tierra de estaciones de inversión

A partir de la malla de puesta a tierra del transformador sale una matriz de tierras con conductor desnudo de cobre No. 1/0 AWG que recorre todas las estaciones de inversores. En cada base de inversores se coloca una varilla copperweld de alta camada de 1,8 [m] de longitud. Además, la conexión de puesta a tierra a la salida de cada inversor se la realiza con conductor de cobre TTU No. 4 AWG hacia una barra de cobre de 1 200 [A] adherida a la estructura de soporte de la estación como se presenta en la Figura 3.14.

En la Figura 3.15 se presenta el diagrama eléctrico correspondiente a la sección de las estaciones de los inversores con la acometida en bajo voltaje para cada tablero de medidores TG1 y TG2. En la Figura 3.16 se presenta la conexión del sistema de puesta a tierra entre estaciones de inversores que consiste en la unión de los conductores de tierra mediante la barra de cobre y posterior unión a una varilla de copperweld que se conecta mediante conductor No. 1 AWG hacia la siguiente estación.



Figura 3.14. Barra de cobre en la estructura de soporte para conexión de puesta a tierra de cada inversor

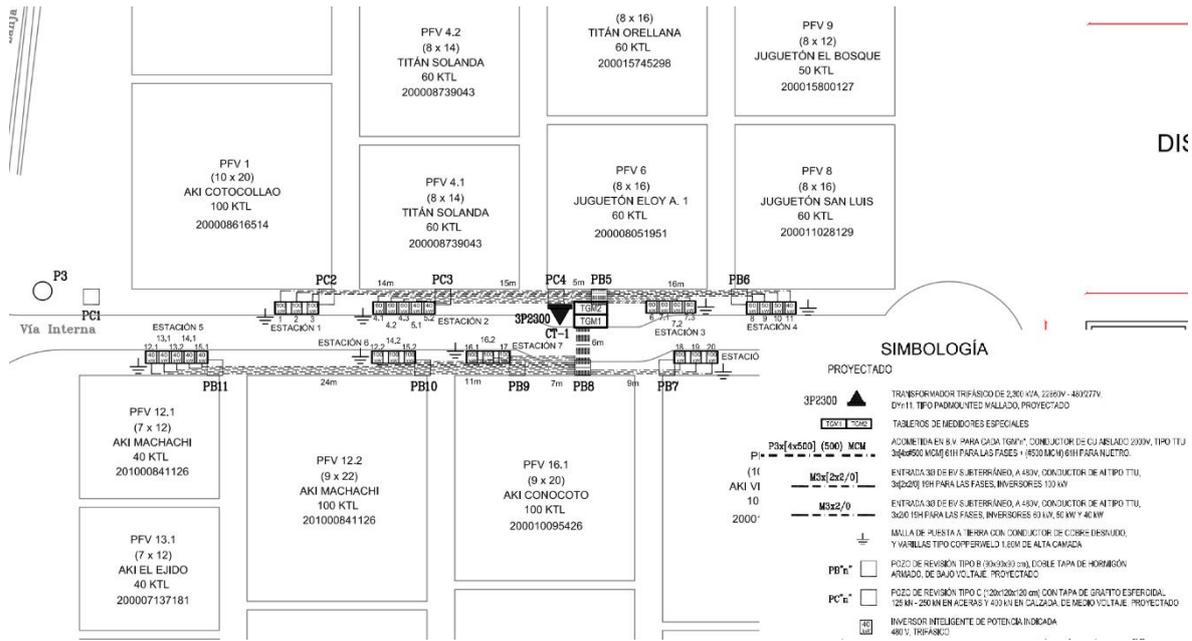


Figura 3.15. Diagrama eléctrico unifilar correspondiente a las estaciones de inversión y acometida en bajo voltaje

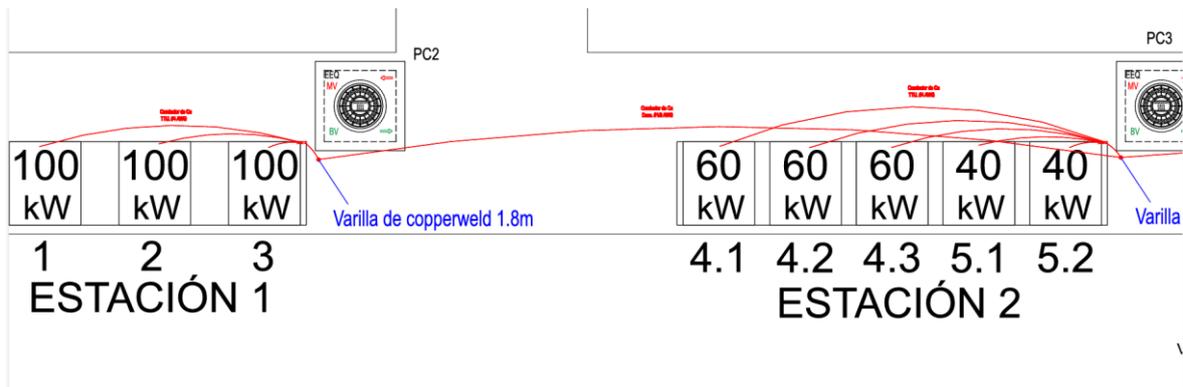


Figura 3.16. Conexión del sistema de puesta a tierra entre las estaciones de inversores

Sistemas de puesta a tierra de tableros de medición

Los tableros de medidores se conectan a la malla de puesta a tierra del centro de transformación mediante una derivación del bushing de voltaje primario 'X0' hacia la barra que enlaza a la malla y al transformador, asegurando una conexión sólida y confiable. Como se presenta en la Figura 3.17, esta configuración es crucial para mantener la integridad del sistema de puesta a tierra y garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento del equipo eléctrico.

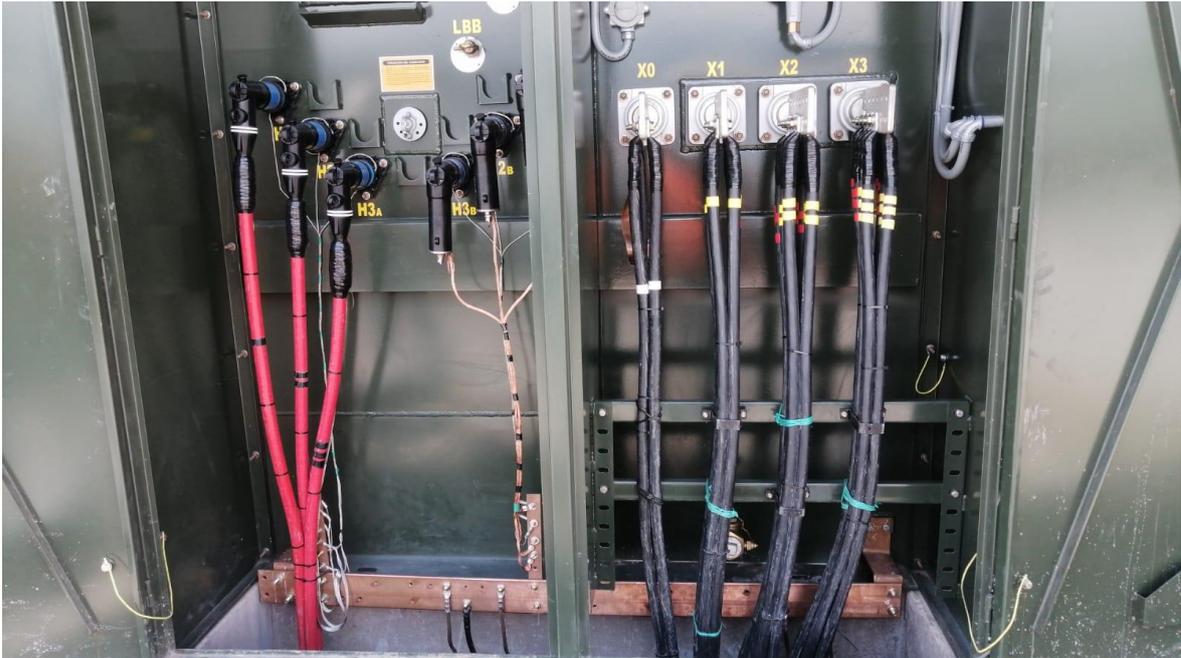


Figura 3.17. Conexión del bushing de voltaje primario 'X0' a los tableros de medición y derivación al sistema de puesta a tierra

Consideraciones adicionales posterior a la implementación

Las pruebas de los sistemas de puesta a tierra instalados para las centrales fotovoltaicas presentan desafíos adicionales. Aunque las pruebas de integridad, como se detallan en la norma IEEE 81, son factibles, no verifican la resistencia del sistema de puesta a tierra de la misma manera que lo haría una prueba de impedancia de tierra. Sin embargo, en grandes centrales fotovoltaicas, las pruebas de impedancia del sistema de puesta a tierra suelen ser imprácticas. Esto se debe a que las metodologías de prueba requieren colocar un cable de prueba a una distancia de aproximadamente cinco veces la dimensión máxima de la central, lo cual puede ser varios kilómetros y necesitar un terreno generalmente despejado para llevarse a cabo correctamente. Cuando sea práctico realizar una prueba de impedancia de tierra en plantas más pequeñas, debe hacerse de acuerdo con la norma IEEE Std 81 en la medida en que sea factible.

Sin embargo, al recopilar una cantidad suficiente de datos sobre la resistividad del suelo y realizar análisis precisos y detallados, se minimiza la necesidad de pruebas posteriores a la construcción de las plantas más grandes. Documentar exhaustivamente los detalles de las pruebas del suelo, así como el análisis y los resultados, puede asegurar un diseño adecuado cuando las pruebas posteriores a la construcción no sean factibles.

4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En base al análisis del estudio de resistividad eléctrica en el área de la cámara de transformación se obtiene valores máximos, mínimos y promedios parciales para los distintos niveles de profundidad de 1,5 [m], 2,25 [m], 3 [m] y 4,5 [m]. En la Tabla 3.5 se presenta los resultados obtenidos a partir de las mediciones realizadas en campo sin considerar el valor fuera de rango.

Tabla 4.1. Mediciones de resistividad del terreno promedios y total

Mediciones	ρ [$\Omega \cdot m$]
Valor Máximo	44
Valor Mínimo	30
Promedio a 1,5 m	32,31
Promedio a 2,5 m	36,10
Promedio a 3 m	38,13
Promedio a 4,5 m	42,03
Promedio Total	37,33

A partir de la Tabla 3.5 se verifica que los valores de resistividad eléctrica del terreno oscilan entre un valor mínimo de $\rho = 30$ [$\Omega \cdot m$] y un valor máximo de $\rho = 44$ [$\Omega \cdot m$], por lo tanto, se determina que el terreno en estudio corresponde a suelos orgánicos y limos con predominancia del primero. En la Figura 4.1 se presenta el perfil de resistividad del suelo.

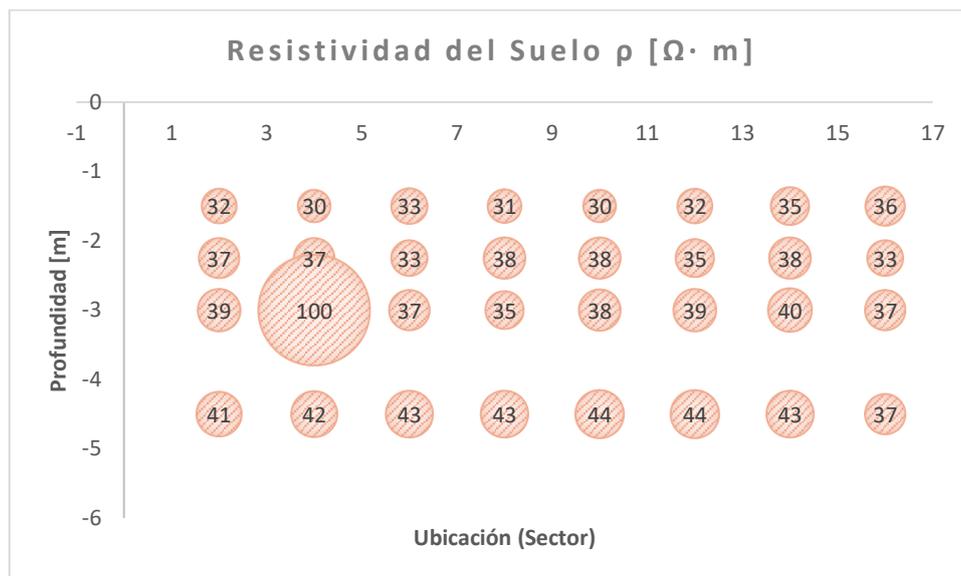


Figura 4.1. Perfil de resistividad del suelo en el área del centro de transformación

Las esferas representadas en la Figura 4.1 establecen un suelo con valores bajos de resistividad que se extiende a lo largo del área analizada de forma mayoritariamente homogénea y uniforme. En el sector 2, a una profundidad de 3 [m], se observa un pequeño fragmento de material tipo roca ígnea, siendo este un valor único y totalmente aislado. Por lo tanto, se consideró que el área analizada es homogénea y con una resistividad promedio de 37,33 [Ω] para el cálculo de la malla de tierra.

Se utilizó 4 sacos de mejorador de suelos-FM para la preparación del terreno con la finalidad de mejorar su conductividad eléctrica mediante la absorción y retención de agua, y maximizar el tiempo de vida útil de las varillas copperweld. Por lo tanto, el valor de resistividad del área analizada disminuye.

En base a los datos de corrientes de cortocircuito proporcionados por la EEQ S.A. se determinó que la corriente de falla a tierra en el peor de los casos se da en el lado de medio voltaje con un valor igual a 2 803 [A]. A partir de este dato se determinó el calibre de los conductores para la malla de puesta a tierra y para la conexión con los tableros de medidores y estaciones de inversores.

Para la malla de tierra y su conexión hacia el transformador y hacia los tableros de medidores mediante una derivación del bushing de voltaje primario 'X0', se seleccionó un conductor de cobre desnudo cableado No. 2/0 AWG debido a los requerimientos de resistencia y robustez mecánica, y a la viabilidad de uso incluso al limitar la temperatura máxima admisible T_m a 700 °C.

Debido a que los inversores están constituidos mayoritariamente por elementos de electrónica de potencia, permiten la conexión y/o desconexión de forma cuasi automática ante una perturbación. Además, poseen una protección basada en la característica following-grid, es decir, necesitan la referencia de voltaje y frecuencia de la red primaria para entrar en operación. En consecuencia, el requerimiento de un calibre de conductor grande no es necesario, siendo el conductor de cobre TTU No. 4 AWG apto para la conexión a tierra de cada inversor. Para la matriz de tierras que recorre todas las estaciones de inversores se utilizó conductor desnudo de cobre No. 1/0 AWG.

Para el cálculo de los voltajes de paso y de contacto tolerables se consideró la resistividad del terreno, el tiempo de duración de la falla de aproximadamente 2 ciclos y el factor de reducción igual a 1. Los resultados obtenidos considerando un peso corporal de 70 [kg] son:

$$E_{paso-70\ kg} = 1\ 057,83\ [V]$$

$$E_{\text{contacto}-70 \text{ kg}} = 912,65 \text{ [V]}$$

En base a los valores obtenidos se debe realizar una comparación con la elevación de potencial de tierra (GPR) para verificar si el diseño de malla de puesta a tierra es adecuado o si necesita de consideraciones adicionales.

Considerando las normas de la EEQ S.A. se debe obtener un valor menor o igual a 5 [Ω] para instalaciones subterráneas. Por lo tanto, el diseño preliminar de la malla de puesta a tierra consta de una conexión en cuadrícula de 4 [m] de lado con varillas en cada esquina. Mediante la ecuación 3.2 se obtuvo un valor de resistencia igual a 4,38 [Ω], sin embargo, debido a la preparación previa del terreno el valor de resistividad cambió, provocando una reducción en el valor de la resistencia a 1,84 [Ω] calculado a través de el medidor digital.

Se determinó que la corriente máxima que disipa la malla de tierra es igual a $I_G = 2\ 803$ [A], por lo tanto, el valor obtenido del GPR es 5 157,52 [V]. Dado que el GPR es mayor que el voltaje de contacto tolerable es necesario realizar un análisis adicional respecto al cálculo del voltaje de malla y de paso máximo.

De los valores obtenidos correspondientes al voltaje de malla y de paso máximo se verifica que $E_m < E_{\text{contacto}}$ y $E_s < E_{\text{paso}}$. Es decir, los límites máximos se encuentran por debajo de los voltajes tolerables, por lo que se consideró que el diseño del sistema de puesta a tierra es óptimo para su implementación en la central fotovoltaica Corporación Favorita.

La malla de puesta a tierra del transformador se ubicó junto al mismo y se utilizaron 4 varillas copperweld para formar una cuadrícula de 4 [m] de lado, en cuyos vértices y puntos medios de cada lado se interconectan soldando chicotes eléctricos con el mismo conductor utilizado. Las varillas implementadas son copperweld de acero de alta camada con recubrimiento de cobre de 254 [μm] de espesor, diámetro de 16 [mm] y 1,8 [m] de longitud y el conductor de cobre desnudo No. 2/0 AWG. El valor de la resistencia de puesta a tierra es menor a 5 [Ω], cumpliendo con los parámetros establecidos en las normas de la E.E.Q. S.A. Debido a que se utilizó 4 sacos de mejorador de suelo, la resistividad disminuyó haciendo que el terreno tenga una mejor conductividad eléctrica y que la resistencia de tierra se reduzca respecto del valor calculado inicialmente mediante la ecuación 3.2.

En la Figura 4.2 se presenta la vista frontal del transformador, los tableros de medidores y su conexión a la malla de puesta a tierra. Debido a que se determinó que el peor escenario de corrientes de falla se da en el lado de medio voltaje, la malla de tierra se ubicó junto al lado secundario del transformador. Además, se observa que los tableros de medidores se

conectan al lado de bajo voltaje del transformador mediante los bushings de voltaje primario y la conexión a tierra se realiza mediante una derivación de 'X0' hacia la barra de cobre.

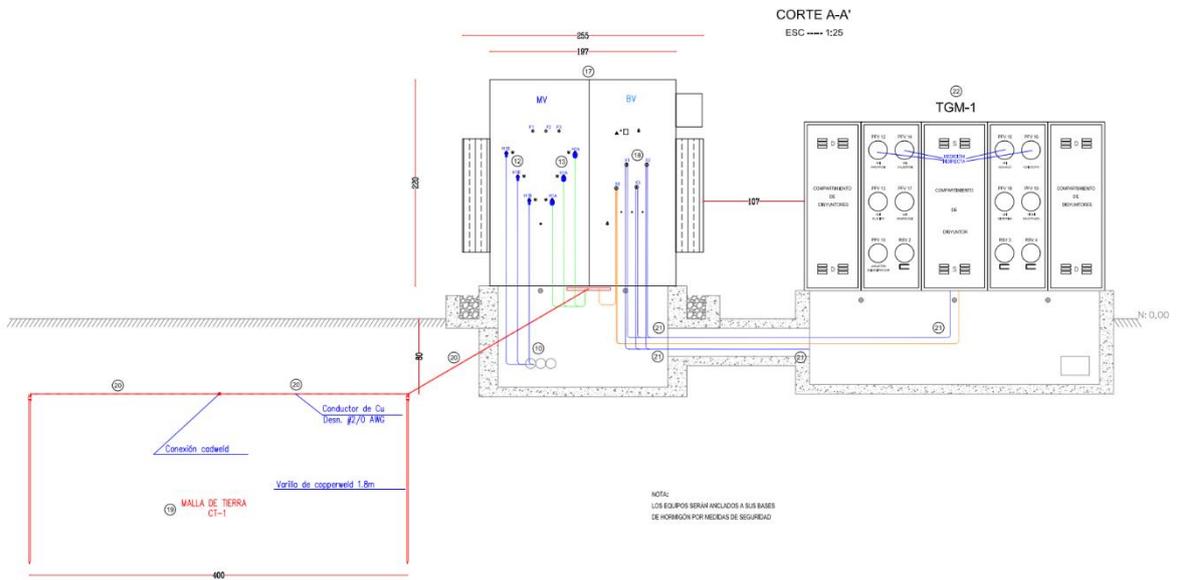


Figura 4.2. Vista frontal del centro de transformación CT-1 y tableros de medidores TGMs

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Se efectuó la investigación y su posterior análisis de la documentación a nivel local e internacional de estándares, normas técnicas y procedimientos aplicados al diseño, instalación y operación de sistemas de puesta a tierra de centrales fotovoltaicas de pequeña escala, permitiendo una comprensión clara de los principios técnicos necesarios para su implementación en el proyecto de Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento 'Corporación Favorita'.
- Se realizó una descripción detallada de los puntos más relevantes correspondientes a la normativa y estándares nacionales e internacionales para su posterior análisis, referente a los sistemas fotovoltaicos y sistemas de puesta a tierra, identificando aspectos técnicos importantes para la elaboración de la guía de diseño.
- Se elaboró una guía detallada para el diseño e instalación de sistemas de puesta a tierra de centrales fotovoltaicas de pequeña escala destinadas al autoabastecimiento, basada en un análisis exhaustivo de los lineamientos técnicos establecidos en la normativa vigente. Además, incluye recomendaciones prácticas y ejemplos ilustrativos para facilitar la correcta implementación, asegurando la seguridad y eficiencia de los sistemas.
- La implementación de la guía de diseño permitió que la central fotovoltaica 'Corporación Favorita' cumpliera con todas las normativas y estándares internacionales de seguridad eléctrica. Esto garantiza no solo la conformidad regulatoria, sino también la protección de los equipos y del personal.
- Para el cálculo de la resistividad se consideró un promedio total de las mediciones realizadas debido a la uniformidad del terreno hasta una profundidad de 4,5 [m] que es adecuada para despejar o liberar la energía contenida en una descarga atmosférica o falla del sistema eléctrico. Dado que la resistencia de puesta a tierra es proporcional a la resistividad, se puede reducir su valor a partir del aumento de varillas en paralelo y del uso de mejorador de suelo, respectivamente. Esto con la finalidad de mantener los voltajes máximos de contacto y de paso por debajo de los valores tolerables, garantizando un adecuado funcionamiento del sistema de puesta a tierra, la protección de equipos y del personal.
- El enfoque metodológico utilizado optimizó el uso de materiales y recursos, reduciendo costos sin comprometer la calidad y efectividad del sistema de puesta

a tierra. La elección de materiales de alta conductividad y durabilidad, como conductores de cobre revestido, contribuyó a una instalación eficiente y de larga vida útil, minimizando la necesidad de mantenimiento futuro. Esto demuestra la viabilidad económica del diseño propuesto.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar evaluaciones periódicas del sistema de puesta a tierra y considerar la actualización de la guía en base a nuevas tecnologías, estándares y normativas emergentes.
- Se recomienda realizar evaluaciones periódicas del sitio para detectar cualquier cambio en las condiciones del suelo o del entorno que pueda afectar la eficacia del sistema de puesta a tierra, incluyendo mediciones de resistividad del suelo.
- Se recomienda asegurar una integración adecuada del sistema de puesta a tierra con otros componentes eléctricos de la central fotovoltaica para maximizar la seguridad y la eficiencia operativa.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Castro, «Ubicación óptima de generación distribuida en redes de distribución usando algoritmos de optimización metaheurísticos, con aplicación al sistema de 33 barras del IEEE», EPN, Quito, 2023.
- [2] ARCERNNR, «Regulación No. ARCERNNR-001/2021», *Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables*, may 2021.
- [3] ARCERNNR, «Regulación Nro. ARCERNNR-008/23», *Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables*, nov. 2023.
- [4] S. Ramírez Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, 3era Edición. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2009.
- [5] S. Blume, *Electric Power System Basics*, 2da Edición. New Jersey: Wiley-IEEE Press, 2017.
- [6] «Plan Maestro de Electricidad», Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. [En línea]. Disponible en: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [7] CENACE, «Informe Anual 2023», Operador Nacional de Electricidad, Quito, Informe Técnico, 2023.
- [8] SMB Smart Grid Strategic Group, *IEC Smart Grid Standardization Roadmap*, Ed. 1.0. 2010.
- [9] International Electrotechnical Commission, «Bringing intelligence to the grid», 2018.
- [10] V. Ribadeneira, «Mejoramiento de Redes Eléctricas de Distribución por medio de Generación Distribuida utilizando una metodología Probabilística Bivariada», Tesis de Maestría, EPN, Quito, 2020.
- [11] GNPW Group, «Investments in Distributed Generation (DG) in Brazil». [En línea]. Disponible en: <https://www.gnpw.com.br/en/economy/investments-in-distributed-generation-dg-in-brazil/>
- [12] A. López, «Propuesta de una Metodología para Determinar la Capacidad de Instalación de Generación Distribuida en Redes Eléctricas de Distribución», Tesis de Grado, EPN, Quito, 2021.
- [13] M. Andrade, «Estudio para la implementación de generación fotovoltaica para autoabastecimiento en la empresa industrial “Tornasol”», Tesis de Grado, EPN, Quito, 2021.
- [14] International Finance Corporation, «Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants», Washington, D.C., 2015.
- [15] *Regulación No. ARCONEL- 004/15*, 2015. [En línea]. Disponible en: <https://vvalner.com/wp-content/uploads/2021/10/SGCR006-404.pdf>

- [16] Instituto Ecuatoriano de Normalización, *Código de Práctica Ecuatoriano CPE INEN 19:2001-Código Eléctrico Nacional*, Primera Edición.
- [17] IEEE Standards Association, *IEEE Guide for Solar Power Plant Grounding for Personnel Protection*, Std 2778, New York., 2020. doi: 10.1109/IEEESTD.2020.9068514.
- [18] R. Schaerer y D. Lewis, «Large utility-scale photovoltaic solar power plant grounding system safety design - general practices and guidance», presentado en 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, USA, 2015, pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2015.7286243.
- [19] IEEE Standards Association, *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, IEEE Std 80-2013, New York., 15 de mayo de 2015. doi: 10.1109/IEEESTD.2015.7109078.
- [20] J. Martínez, *Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión*. Madrid: McGraw-Hill/Interamericana de España, S. L., 2013.
- [21] International Electrotechnical Commission, «Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 1», *IEC 62446-1*, pp. 1-83, ene. 2016.
- [22] International Electrotechnical Commission, *Photovoltaic (PV) arrays-Design Requirements*, Primera Edición. en IEC 62548. 2016.
- [23] *Low voltage electrical installations-Part 7-712: Requirements for special installations or locations-Solar photovoltaic (PV) power supply systems*, Segunda Edición. en IEC 60364-7-712. 2017.
- [24] *NFPA 70 National Electrical Code*, 2013.
- [25] IEEE Standards Association, «IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System», *IEEE Std 81-2012 (Revision of IEEE Std 81-1983)*, pp. 1-86, dic. 2012, doi: 0.1109/IEEESTD.2012.6392181.