

Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso - Chile



UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

”EVALUACIÓN CRÍTICA DEL PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN PLANTAS FOTOVOLTAICAS CON MALLAS MÚLTIPLES.”.

PABLO ANDRÉS ROJAS PARADA

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

Profesor Guía

Alejandro Angulo Cárdenas

Correferente

Johny Montaña Chaparro

13 de enero de 2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): Memoria o trabajo de título Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Evaluación crítica del procedimiento de diseño de sistemas de puesta a tierra en plantas fotovoltaicas con mallas múltiples.

Nombre del candidato(a): Pablo Andrés Rojas Parada.

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

Campus: Casa Central Valparaíso

Departamento: Departamento de Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Alejandro Alberto Angulo Cárdenas, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

6 meses 12 meses 2 años 3 años 5 años 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 13/01/2026

Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 13/01/2026

Firma: 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso - Chile



UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

”EVALUACIÓN CRÍTICA DEL PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN PLANTAS FOTOVOLTAICAS CON MALLAS MÚLTIPLES.”.

PABLO ANDRÉS ROJAS PARADA

2025

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución.

Agradecimientos

Siempre me he considerado una persona afortunada, mi paso por la universidad ha sido sin duda una de las etapas más lindas de mi vida, conocí gente maravillosa en el proceso, compañeros y amigos que me acompañaron en los largos días y noches de estudio, con los cuales compartí alegrías y tristezas.

Me gustaría comenzar dándole las gracias a mi familia, que nunca dejaron de apoyarme, nunca perdieron la fe en mí y siempre estuvieron dispuestos a entregarme todo para que yo estuviese bien. Estudiar lejos de casa no es sencillo, los extrañé y aprendí a valorar cada momento cerca de ellos. Te doy las gracias Papá, que tuviste que trabajar horas extras una cantidad incontable de veces para que a mi nunca me faltara nada, asimismo, te doy las gracias a ti Mamá por recibirme siempre con amor, por cuidarme y preocuparte de mí. Mi hermanita, te prometo que a ti nunca te faltará nada y también te agradezco a ti, hermano, que me apoyaste y aconsejaste incontables veces.

Es imposible no emocionarme al escribir estas palabras, estoy finalizando un proceso complejo, un gran reto, muchas veces tuve ganas de rendirme pero el apoyo que recibí por parte de mis seres queridos me mantuvo de pie, fuerte y resiliente. Quiero agradecer a mis amigos, Lukas, Nicolás, Miguel Ángel y Joel, por recibirme con los brazos abiertos y con una sonrisa cada vez que volví a Talca, ustedes me permitían recobrar mis energías cada vez que el agotamiento se apoderaba de mi cuerpo. Con ustedes he reído y he llorado, he recibido sus palabras de aliento y sus consejos, que siempre han sido desde el corazón, sinceramente les digo que estaré eternamente agradecido con ustedes.

Les doy las gracias a mis compañeros de generación, con especial énfasis en mi gran amigo Juan Pablo, que fue mi equipo en prácticamente todas las asignaturas de carrera, trabajar contigo fue un placer, tu paciencia y voluntad son virtudes escasas en este mundo, te mando un abrazo a la distancia mi amigo, serás un excelente profesional. También quiero agradecer a Roberto, un hermano que me ayudó durante toda la carrera, haber recorrido este camino sin ti sería imposible.

Mi amada Niní, no podría continuar sin darte las gracias a ti, eres una mujer maravillosa, fuerte, bondadosa, inteligente y hermosa, tu amor, tus consejos y tu compañía hicieron posible que yo lograra esto, me motivaste y diste ánimos en los momentos más complejos, siempre me inspiraste a continuar y no darme por vencido. Espero tenerte siempre a mi lado y construir algo precioso, juntos nada será imposible.

También les quiero agradecer a mis Padrinos, que me recibieron en su hogar cuando llegué a Valparaíso, cuando era un niño lejos de casa, su compañía y buena voluntad fueron un pilar sobre el cual pude construir mi futuro, los quiero mucho. Asimismo, quiero darle las gracias a Don Luis, que partió siendo mi arrendatario pero que sin duda se convirtió en un gran amigo, una figura paterna que se preocupaba por mí, por mi bienestar, que se acordó de mí en mis cumpleaños y que celebraba mis victorias.

También quiero agradecer a Don Patricio, gerente general de IAD Ltda., que fue mi mentor en sistemas de puesta a tierra y calidad de energía, él me dió las herramientas necesarias para ser un buen profesional, depositó su confianza en mí y me ha apoyado continuamente. Quiero

agradecerle sinceramente por facilitarme por haberme recibido como practicante, por haberme facilitado el acceso al software XGSLab, por aconsejarme y por capacitarme, sin usted no podría haber finalizado correctamente esta memoria de titulación.

Finalmente quiero agradecer a mis profesores, cada uno de ellos forjó mi carácter, con sus enseñanzas y su disciplina me he vuelto un profesional capaz de asumir responsabilidades, me enseñaron el rubro y me dieron las herramientas para afrontar cualquier desafío. Quiero agradecer con especial énfasis a mi profesor guía Alejandro Angulo, por recibirme como su memorista, por acompañarme en el proceso de creación, por siempre entregarme una visión íntegra y un norte, su guía es sin duda un regalo que no olvidaré. También le doy las gracias por haber confiado en mí, gracias a usted seré un gran profesional.

Quiero dejar un último mensaje, para los estudiantes que se integran cada año a la universidad, por si llegan a leer esto en algún momento. No se rindan, el camino parece largo al comienzo pero el tiempo pasará muy rápido, aprenderán a conocerse e irán creciendo profesionalmente, se volverán grandes seres humanos y grandes pensadores, la ingeniería es un arte, y ustedes son los artistas que resolverán las futuras problemáticas energéticas del país, sean fuertes, valientes y nunca descuiden su salud mental.

Índice general

Nomenclatura	1
1. Preámbulo	4
1.1. Introducción	4
1.1.1. Objetivo general	6
1.1.2. Objetivos específicos	6
2. Antecedentes	7
2.1. Revisión bibliográfica y normativa aplicable	7
2.2. Herramientas computacionales	9
2.2.1. XGSLab	9
2.2.2. AutoCAD	9
2.2.3. ETAP	9
2.3. Descripción del sistema eléctrico	10
2.3.1. Diagrama unilineal	10
2.3.2. Parámetros eléctricos del sistema	11
2.3.3. Medición de la resistividad eléctrica del terreno	17
2.3.4. Sistemas de puesta a tierra del complejo fotovoltaico	17
2.3.5. Layout de los equipos eléctricos de la subestación elevadora	20
3. Marco teórico	22
3.1. Fundamentos de los sistemas de puesta a tierra	22
3.1.1. Conceptos clave	23
3.1.2. Modelado del terreno	24
3.2. Tensiones de seguridad	26
3.2.1. Cálculo del factor de corrección C_s	27
3.2.2. Cálculo de las tensiones de paso y contacto	28
4. Metodología para la resolución del problema	29
4.1. Equivalente del sistema eléctrico	29
4.2. Enfoque metodológico adoptado	29
4.3. Supuestos y simplificaciones	30
4.4. Descripción general de casos analizados	31

4.4.1.	Caso I: Falla monofásica a tierra en el nivel de 220 kV (corriente proveniente del sistema de potencia)	32
4.4.2.	Caso II: Falla monofásica a tierra en el nivel de 220 kV (corriente total en la barra de 220 kV)	33
4.4.3.	Caso III: Falla monofásica a tierra en el nivel de 33 kV	33
4.4.4.	Caso IV: Falla monofásica en los centros de transformación de la planta fotovoltaica	33
4.5.	Criterios de evaluación y comparación de escenarios	34
5.	Simulaciones	35
5.1.	Hardware	35
5.2.	Sistema de potencia	36
5.2.1.	Equivalente de la red	36
5.2.2.	Simulación del sistema de potencia equivalente	37
5.2.3.	Corrientes de cortocircuito obtenidas del modelo	38
5.3.	Mediciones de resistividad del terreno	40
5.4.	Tensiones máximas tolerables	41
5.5.	Sistema de puesta a tierra de la subestación y BESS actual	42
5.6.	Sistema de puesta a tierra de la planta fotovoltaica	43
5.7.	Sistema de puesta a tierra del sistema de almacenamiento BESS	44
5.8.	Resultados	45
5.8.1.	Caso I	45
5.8.2.	Caso II	48
5.8.3.	Caso III	52
5.8.4.	Caso IV	56
5.9.	Comparación de casos	61
5.10.	Recomendaciones	63
6.	Conclusiones	64

Índice de figuras

1.1.	Cantidad de SS/EE con T_p y T_c sobre límites tolerables [1]	4
2.1.	Diagrama unilineal del complejo de generación fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia	10
2.2.	Sistema de puesta a tierra de la subestación elevadora y BESS actual.	18
2.3.	Sistema de puesta a tierra de la Planta Fotovoltaica.	19
2.4.	Sistema de puesta a tierra de los centros de transformación.	19
2.5.	Sistema de puesta a tierra del sistema de almacenamiento proyectado (propuesto).	20
2.6.	Layout de los equipos de la subestación elevadora.	21
3.1.	Representación esquemática de un Modelo multicapa con resistividades variables ρ_1, ρ_2, ρ_3 .	25
3.2.	Representación esquemática de tensiones de paso, malla y contacto [2].	27
4.1.	Variante (a): Sistemas de puesta a tierra sin interconexión física, en la interfaz de XGSLab.	31
4.2.	Variante (b): Sistemas de puesta a tierra con interconexión física, en la interfaz de XGSLab.	32
5.1.	Sistema de potencia equivalente modelado en el software ETAP	37
5.2.	Cuatro (4) de los centros de transformación modelados en el software ETAP	37
5.3.	Distribución de corrientes para falla monofásica en Barra N°1 220 kV	38
5.4.	Distribución de corrientes para falla bifásica a tierra en Barra N°1 220 kV	39
5.5.	Modelación de la mediciones de resistividad eléctrica en XGSLab	40
5.6.	Modelación del modelo de dos capas en XGSLab	40
5.7.	Tensiones máximas entregadas por el software XGSLab.	41
5.8.	Sistema de puesta a tierra de la subestación elevadora y BESS actual modelada en XGSLab.	42
5.9.	Sistema de puesta a tierra de la planta fotovoltaica modelada en XGSLab.	43
5.10.	Sistema de puesta a tierra BESS proyectado modelada en XGSLab.	44
5.11.	Distribución de potencial en superficie para la configuración (a), Caso I.	45
5.12.	Distribución de potencial en superficie para la configuración (b), Caso I.	45
5.13.	Distribución de la tensión de contacto para la configuración (a), Caso I.	46
5.14.	Distribución de la tensión de contacto para la configuración (b), Caso I.	46
5.15.	Distribución de la tensión de paso para la configuración (a), Caso I.	47
5.16.	Distribución de la tensión de paso para la configuración (b), Caso I.	47

5.17. Layout de las zonas seguras para la configuración (a), Caso I.	48
5.18. Layout de las zonas seguras para la configuración (b), Caso I.	48
5.19. Distribución de potencial en superficie para la configuración (a), Caso II.	49
5.20. Distribución de potencial en superficie para la configuración (b), Caso II.	49
5.21. Distribución de la tensión de contacto para la configuración (a), Caso II.	50
5.22. Distribución de la tensión de contacto para la configuración (b), Caso II.	50
5.23. Distribución de la tensión de paso para la configuración (a), Caso II.	51
5.24. Distribución de la tensión de paso para la configuración (b), Caso II.	51
5.25. Layout de las zonas seguras para la configuración (a), Caso II.	52
5.26. Layout de las zonas seguras para la configuración (b), Caso II.	52
5.27. Distribución de potencial en superficie para la configuración (a), Caso III.	53
5.28. Distribución de potencial en superficie para la configuración (b), Caso III.	53
5.29. Distribución de la tensión de contacto para la configuración (a), Caso III.	54
5.30. Distribución de la tensión de contacto para la configuración (b), Caso III.	54
5.31. Distribución de la tensión de paso para la configuración (a), Caso III.	55
5.32. Distribución de la tensión de paso para la configuración (b), Caso III.	55
5.33. Layout de las zonas seguras para la configuración (a), Caso III.	56
5.34. Layout de las zonas seguras para la configuración (b), Caso III.	56
5.35. Distribución de potencial en superficie para la configuración (a), Caso IV.	57
5.36. Distribución de potencial en superficie para la configuración (b), Caso IV.	57
5.37. Distribución de la tensión de contacto para la configuración (a), Caso IV.	58
5.38. Distribución de la tensión de contacto para la configuración (b), Caso IV.	58
5.39. Distribución de la tensión de paso para la configuración (a), Caso IV.	59
5.40. Distribución de la tensión de paso para la configuración (b), Caso IV.	59
5.41. Layout de las zonas seguras para la configuración (a), Caso IV.	60
5.42. Layout de las zonas seguras para la configuración (b), Caso IV.	60

Índice de Tablas

2.1. Especificaciones técnicas del transformador de poder de la subestación.	11
2.2. Parámetros eléctricos del transformador auxiliar de la subestación.	12
2.3. Parámetros eléctricos del transformador de puesta a tierra tipo zig-zag y resistencia.	12
2.4. Detalle de cables de la red de media tensión 33 kV.	13
2.5. Resumen de cables de potencia utilizados en la instalación.	13
2.6. Características eléctricas del banco de condensadores de 33 kV.	13
2.7. Componentes principales del centro de transformación.	14
2.8. Características del centro de transformación.	14
2.9. Parámetros eléctricos del transformador de servicios auxiliares de centros de transformación.	15
2.10. Parámetros eléctricos del inversor CT 20 para modelado en simulaciones.	15
2.11. Parámetros eléctricos del inversor BESS.	16
2.12. Parámetros eléctricos transformador 1.	16
2.13. Parámetros eléctricos transformador 2.	16
2.14. Resultados obtenidos en terreno.	17
2.15. Resistividades obtenidas a partir de la modelación del terreno	17
2.16. Listado de equipos electromecánicos considerados en la subestación.	21
5.1. Especificaciones técnicas del equipo utilizado para simulaciones de mallas individuales	35
5.2. Especificaciones técnicas del equipo utilizado para simulaciones de mallas múltiples	36
5.3. Parámetros eléctricos de cortocircuito considerados como datos de entrada para el modelo equivalente de red en el punto de conexión.	36
5.4. Impedancias de secuencia referidas a una base de 100 MVA utilizadas en el modelo equivalente de red.	36
5.5. Corrientes de falla monofásica (1F-T) y bifásica a tierra (2F-T) obtenidas a partir del modelamiento del sistema de potencia.	38
5.6. Parámetros de entrada para el modelo de suelo y capa superficial.	41
5.7. Comparación de parámetros eléctricos entre los casos analizados	61

Nomenclatura

Parámetros

C	Capacitancia
G	Conductancia
L	Inductancia
R	Resistencia

Acrónimos/Abreviaturas

CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
GPR	Ground Potencial Raise
MPT	Malla de Puesta a Tierra
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SPAT	Sistema Puesta a Tierra

Variables

i	Corriente
v	Tensión

Resumen

El incremento sostenido de la generación solar en Chile ha impulsado la construcción de plantas fotovoltaicas de gran escala, junto con sus respectivas subestaciones y sistemas de almacenamiento, configurando instalaciones donde coexisten múltiples mallas de puesta a tierra. Bajo estas condiciones, la adecuada disipación de corrientes de falla y el control de los potenciales en superficie se vuelven aspectos críticos para garantizar la seguridad de las personas y la continuidad operacional. En este contexto, la presente memoria evalúa el comportamiento de un sistema compuesto por tres subsistemas eléctricos —una planta fotovoltaica, una subestación elevadora y un sistema BESS— analizando su desempeño tanto en condición independiente como interconectada, mediante modelación del sistema de potencia, simulaciones electromagnéticas y estudios de tensiones de seguridad conforme a IEEE Std 80 e IEEE Std 81.

El estudio integra mediciones de resistividad de terreno, modelación multicapa y análisis detallado de corrientes de falla obtenidas desde un equivalente de red. Cada malla es evaluada bajo escenarios representativos de falla a tierra, permitiendo determinar los niveles de elevación de potencial (GPR), los valores máximos de tensión de paso y contacto y las zonas seguras. Los resultados muestran que, al operar las mallas de manera aislada, algunas zonas del complejo presentan tensiones que superan los límites admisibles. En contraste, la interconexión de los subsistemas reduce de manera significativa la resistencia equivalente de puesta a tierra y, con ello, los niveles de GPR y las tensiones de superficie, alcanzando reducciones superiores al 90 % en los casos más exigentes. Esta disminución evidencia una redistribución más eficiente de la corriente de falla y una mayor uniformidad en el gradiente de potencial.

Finalmente, el análisis comparativo confirma que la interconexión de mallas constituye la opción más segura y robusta para complejos fotovoltaicos de gran extensión. Además, se establecen recomendaciones técnicas orientadas a fortalecer la equipotencialización del sistema, incluyendo la interconexión mediante conductores de cobre 4/0 AWG y la instalación de electrodos adicionales entre subsistemas. Estas medidas permiten mejorar la capacidad de disipación, mitigar zonas críticas y asegurar el cumplimiento normativo bajo condiciones de falla severas, aportando a la confiabilidad y seguridad operacional del conjunto de instalaciones.

Abstract

The sustained growth of solar power generation in Chile has driven the development of large-scale photovoltaic plants, together with their associated substations and energy storage systems, resulting in facilities where multiple grounding grids coexist. Under these conditions, the proper dissipation of fault currents and the control of surface potentials become critical aspects to ensure personnel safety and operational continuity. In this context, this thesis evaluates the behavior of a system composed of three electrical subsystems—a photovoltaic plant, a step-up substation, and a battery energy storage system (BESS)—by analyzing their performance under both independent and interconnected operating conditions through power system modeling, electromagnetic simulations, and safety voltage studies in accordance with IEEE Std 80 and IEEE Std 81.

The study integrates soil resistivity measurements, multilayer soil modeling, and a detailed analysis of fault currents obtained from a network equivalent. Each grounding grid is evaluated under representative ground fault scenarios, allowing the determination of ground potential rise (GPR) levels, maximum step and touch voltages, and safe zones. The results show that when the grounding grids operate independently, certain areas of the complex exhibit voltages exceeding the permissible limits. In contrast, the interconnection of the subsystems significantly reduces the equivalent grounding resistance and, consequently, the GPR levels and surface voltages, achieving reductions greater than 90 % in the most demanding cases. This reduction reflects a more efficient redistribution of fault current and improved uniformity of the ground potential gradient.

Finally, the comparative analysis confirms that grounding grid interconnection constitutes the safest and most robust option for large-scale photovoltaic complexes. In addition, technical recommendations aimed at strengthening system equipotentialization are established, including interconnection through 4/0 AWG copper conductors and the installation of additional electrodes between subsystems. These measures enhance fault current dissipation capability, mitigate critical areas, and ensure regulatory compliance under severe fault conditions, contributing to the overall reliability and operational safety of the installation.

Capítulo 1

Preámbulo

1.1. Introducción

En los sistemas de potencia, las fallas eléctricas son eventos inevitables que generan corrientes extremadamente altas y peligrosas. Según el informe del CEN [3] actualizado a agosto de 2024, se registraron un total de 462 fallas en instalaciones del SEN en 2024, lo que evidencia la frecuencia de estos eventos. Con el fin de obtener un camino seguro para la disipación de estas corrientes de falla y proteger tanto a los equipos como a las personas, es esencial contar con sistemas de puesta a tierra bien diseñados [4].

En el diseño, la resistencia de puesta a tierra es clave, ya que una resistencia baja permite la disipación segura de corrientes de falla. Otro factor importante es la resistividad del suelo, que afecta directamente el rendimiento del sistema y varía según las características del terreno; conocer su valor permite ajustar el diseño a las condiciones específicas del lugar. Además, la distribución de potencial en la superficie del suelo es esencial para controlar los voltajes de paso y de contacto, evitando que se generen condiciones peligrosas en caso de una falla eléctrica. Finalmente, el tamaño y disposición de los electrodos de puesta a tierra, como electrodos verticales u horizontales, influye en la capacidad del sistema para manejar la corriente de falla de forma segura. Todos estos parámetros permiten asegurar que los sistemas de puesta a tierra "cumplan con los estándares de seguridad establecidos y minimicen los riesgos de electrocución o daños en los equipos durante fallas eléctricas" [4].

Según un estudio del CEN de 2019 [1], ocho de las diez subestaciones que fueron analizadas presentaron al menos una zona con tensiones de paso y contacto por encima de los límites de seguridad establecidos para su condición actual, esto se ve reflejado en la Figura 1.1.

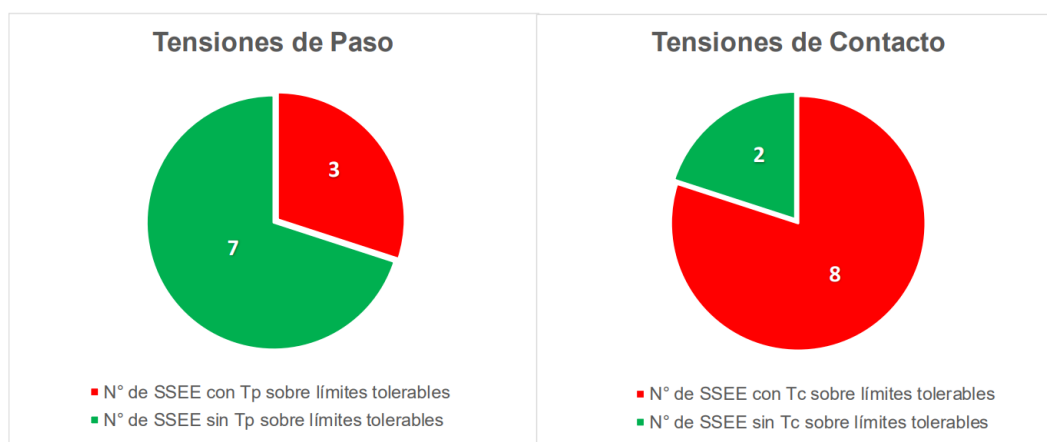


Figura 1.1: Cantidad de SS/EE con T_p y T_c sobre límites tolerables [1]

Esto evidencia que muchos sistemas de puesta a tierra en instalaciones eléctricas pueden no

cumplir con los estándares de seguridad bajo ciertas condiciones específicas. Considerando lo anterior, resulta fundamental realizar un diseño adecuado de los sistemas de puesta a tierra para garantizar la seguridad y la confiabilidad de las instalaciones eléctricas, especialmente en sistemas de generación renovable, como plantas fotovoltaicas.

En principio, un diseño de puesta a tierra seguro tiene los siguientes dos objetivos fundamentales [2]:

- *”Proporcionar medios para conducir corrientes eléctricas hacia la tierra en condiciones normales y de falla sin exceder los límites de operación y del equipo ni afectar adversamente la continuidad del servicio.”*
- *”Asegurar que una persona en las proximidades de instalaciones aterrizadas no esté expuesta al peligro de una descarga eléctrica crítica.”*

Para asegurar que el segundo objetivo se cumpla y que efectivamente las personas no se vean expuestas a peligros de descargas eléctricas, resulta necesario analizar uno de los factores clave en el diseño de sistemas de puesta a tierra: los gradientes de potencial en el suelo, especialmente bajo condiciones de falla.

Los gradientes de potencial son la diferencia de potencial entre dos ubicaciones en la superficie del suelo y es proporcional a la corriente de falla que fluye hacia el suelo [4]. Su análisis debe ser realizado en base a criterios de seguridad, teniendo en cuenta las posibles fallas que generen las corrientes más críticas y, por lo tanto, los gradientes de potencial en el suelo más elevados. El sistema de puesta a tierra debe tener la capacidad de conducir dichas corrientes sin que se provoquen calentamientos excesivos o gradientes de potencial peligrosos [5], esto último también es válido para los sistemas de puesta a tierra con mallas múltiples.

Al interconectar múltiples mallas, la distribución de potencial en la superficie cambia respecto de la observada cuando cada malla opera de forma independiente. Por esta razón, resulta necesario evaluar el comportamiento del sistema ante la interconexión, incorporando en el análisis el sistema de potencia y la disposición real de los equipos, de manera que las simulaciones representen con precisión las condiciones de falla relevantes y permitan verificar el cumplimiento de la normativa vigente en seguridad eléctrica.

La evaluación se desarrolla en coherencia con los principios y criterios de seguridad establecidos en la normativa y guías técnicas aplicables al diseño de sistemas de puesta a tierra, adoptando límites tolerables y procedimientos de verificación utilizados habitualmente en estudios de seguridad eléctrica, en particular aquellos asociados a la exposición humana en el entorno de instalaciones aterrizadas [2].

Mediante el análisis de los resultados obtenidos en estas simulaciones, es posible identificar puntos críticos en el sistema, optimizar la robustez del diseño y realizar recomendaciones que mejoren la confiabilidad y seguridad de los sistemas de puesta a tierra. Estas recomendaciones servirán para guiar futuros ajustes y mejoras, contribuyendo así a la protección efectiva de las personas y los equipos eléctricos en instalaciones de generación renovable, como las plantas fotovoltaicas.

En este tipo de instalaciones, el análisis no puede limitarse a una verificación aislada de cada malla, ya que la condición de operación de interés corresponde al sistema en su configuración final. En particular, la interconexión introduce caminos adicionales de circulación de corriente entre sectores, lo que puede modificar la exigencia eléctrica local durante fallas y alterar los márgenes de seguridad estimados en etapas previas del diseño.

Bajo estas consideraciones, el presente trabajo se orienta a evaluar el desempeño de la interconexión de sistemas de puesta a tierra mediante simulaciones representativas del sistema de potencia y escenarios de falla críticos, con el fin de identificar condiciones más exigentes y sustentar recomendaciones de diseño. Cabe señalar que el alcance de este trabajo se centra en la evaluación del desempeño del sistema de puesta a tierra en configuración interconectada bajo condiciones de falla definidas como críticas, utilizando modelación y simulación en software especializado. En particular, el análisis se orienta a caracterizar el comportamiento eléctrico del conjunto y sus implicancias en criterios de seguridad, sin abordar aspectos de ingeniería de detalle constructiva, gestión de obra o evaluación económica del proyecto. En este contexto, se definen el objetivo general y los objetivos específicos que guían el desarrollo del estudio.

1.1.1. Objetivo general

- Evaluar el desempeño de la interconexión de sistemas de puesta a tierra bajo condiciones de falla críticas, utilizando software especializado.

1.1.2. Objetivos específicos

- Revisar la literatura técnica y dimensionar cada una de las mallas de puesta a tierra consideradas.
- Simular los sistemas de puesta a tierra y verificar el cumplimiento de la normativa vigente en materia de seguridad eléctrica en este tipo de sistemas, considerando los voltajes de paso y contacto críticos obtenidos en la memoria de cálculo.
- Simular la interconexión de los sistemas de puesta a tierra considerando el sistema de potencia y el layout de los equipos en la subestación.
- Simular el sistema bajo distintas condiciones de falla y determinar sus puntos críticos.
- Analizar los resultados obtenidos y proporcionar recomendaciones que mejoren la confiabilidad y robustez del sistema de puesta a tierra.

Finalmente, la presente memoria se organiza en seis capítulos: el Capítulo 2 presenta los antecedentes, normativa, herramientas y el caso de estudio; el Capítulo 3 desarrolla el marco teórico; el Capítulo 4 describe la metodología y los escenarios de análisis; el Capítulo 5 presenta y discute los resultados, junto con recomendaciones; y el Capítulo 6 expone las conclusiones obtenidas de la presente memoria.

Capítulo 2

Antecedentes

Durante los últimos años, la capacidad instalada de energía renovable no convencional ha aumentado considerablemente. Según estadísticas del CEN, desde el año 2020 al año 2024, la capacidad instalada de ERNC creció desde 7245.59 MW a 18067.09 MW, es decir, aumentó a más del doble en 5 años. Dentro de los actores principales se encuentran las centrales basadas en tecnología solar, las cuales el año 2020 alcanzaban una capacidad instalada de 3624 MW mientras que para el año 2024 llegaban a 11190 MW [6].

El proceso de descarbonización y transición energética en Chile ha impulsado un crecimiento acelerado de la capacidad solar fotovoltaica, lo que ha derivado en la instalación de un gran número de plantas a lo largo del país. Este rápido desarrollo, aunque positivo para los objetivos de sostenibilidad, también plantea importantes desafíos técnicos asociados a su conexión e integración al sistema eléctrico nacional.

Uno de los factores que toda instalación debe considerar es el correcto diseño de un sistema de puesta a tierra, y su integración con el entorno eléctrico, pues estas Plantas deben conectarse a la red mediante subestaciones elevadoras y, en algunos casos, integrarse con sistemas de almacenamiento en baterías, para evitar vertimiento u optimizar el uso de recursos.

Para asegurar la seguridad de las personas y la integridad de los equipos bajo condiciones de falla, en escenarios donde coexisten múltiples mallas de puesta a tierra, como es el caso de una planta fotovoltaica, su subestación elevadora y un sistema de almacenamiento independiente, surgen interrogantes respecto al comportamiento eléctrico conjunto del sistema, particularmente en relación con los voltajes de paso y contacto en condiciones críticas.

La presente memoria tiene como objetivo evaluar, mediante simulación computacional, el desempeño de un sistema compuesto por múltiples mallas interconectadas, analizando cada caso por separado y en conjunto, determinando si su configuración actual cumple con las normativas vigentes en materia de seguridad eléctrica y proponiendo mejoras en caso de ser necesario.

2.1. Revisión bibliográfica y normativa aplicable

El diseño de sistemas de puesta a tierra en sistemas eléctricos de potencia ha sido objeto de estudio durante décadas. El desarrollo normativo en torno a seguridad eléctrica en sistemas de puesta a tierra se remonta a 1961, año en que la AIEE (American Institute of Electrical Engineers) publicó la primera versión de la guía titulada *Guide for Safety in Alternating-Current Substation Grounding*. Este documento sentó las bases para abordar el diseño de sistemas de puesta a tierra, abarcando temas como límites de corriente tolerable en el cuerpo humano, caracterización del suelo, cálculo de voltajes de paso y contacto, y procedimientos de diseño preliminar.

Posteriormente se forma el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), resultado de la fusión entre la AIEE y el IRE (Institute of Radio Engineers) en 1963. Esta nueva institución adoptó y continuó el desarrollo de la guía, convirtiéndola en uno de los estándares más influyentes en la disciplina, la IEEE Std 80. Esta norma ha sido actualizada en varias oportunidades (1986, 2000 y 2013), incorporando criterios normativos más rigurosos, avances en modelación computacional y nuevas recomendaciones basadas en investigaciones fisiológicas sobre los efectos de la corriente eléctrica en el cuerpo humano. La versión vigente, [2] establece metodologías para el cálculo de tensiones de paso y contacto en condiciones de falla, procedimientos para la evaluación de seguridad en terrenos estratificados y directrices detalladas para el diseño de mallas de puesta a tierra en subestaciones de corriente alterna.

Casi en paralelo al desarrollo de la IEEE Std 80, en el año 1962 se publica la primera versión de la IEEE Std 81, como una guía complementaria para la caracterización eléctrica del terreno y la evaluación empírica de sistemas de puesta a tierra [7]. Esta norma, titulada *Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System*, fue desarrollada con el objetivo de establecer procedimientos uniformes y trazables para la medición de resistividad del suelo, la impedancia de sistemas de puesta a tierra ya instalados y los gradientes de potencial sobre la superficie.

Desde su primera edición, la IEEE Std 81 ha sido revisada en diversas ocasiones, siendo la versión vigente la de 2012. Esta actualización incorpora metodologías detalladas para la aplicación de los métodos de medición de resistividad más comúnmente utilizados, como Wenner y Schlumberger, además de establecer criterios para el análisis de suelos no homogéneos mediante modelos de múltiples capas.

En años recientes, el desarrollo de nuevas tecnologías asociadas a la generación distribuida y al almacenamiento de energía ha motivado la incorporación de estándares específicos para abordar los riesgos eléctricos asociados a estos sistemas. En este contexto, la IEEE Std 2778-2020, titulada *IEEE Guide for Solar Power Plant Grounding for Personnel Protection*, establece directrices de seguridad orientadas al diseño de sistemas de puesta a tierra en plantas solares fotovoltaicas, con especial énfasis en aquellas que incorporan sistemas de almacenamiento en baterías [8]. A diferencia de las guías tradicionales centradas en subestaciones, esta norma considera las particularidades topológicas, operativas y tecnológicas de las plantas solares, incluyendo el uso de inversores multinivel, sistemas de seguimiento solar, estructuras metálicas distribuidas y conexiones híbridas en corriente alterna y corriente continua.

Finalmente, se incorpora como referencia nacional el documento *Especificación de Estudio DID N°3 - Verificación de la Capacidad de Malla de Tierra del Coordinador Eléctrico Nacional* [9], que establece los procedimientos de análisis, requerimientos técnicos y criterios de validación para estudios de verificación de la capacidad de malla de tierra en instalaciones que se interconectan al Sistema Eléctrico Nacional. Esta especificación exige la utilización de herramientas computacionales especializadas, la modelación del perfil estratificado del terreno, y el cumplimiento de límites de tensión de paso y contacto, definidos para condiciones críticas de falla y bajo supuestos normativos estandarizados.

2.2. Herramientas computacionales

Para realizar un correcto estudio de verificación de la capacidad de puesta a tierra se requiere del uso de herramientas computacionales capaces de representar con precisión el comportamiento eléctrico del sistema y las características geométricas del SPAT y del subsuelo. Es por esto que se utilizarán herramientas que permitan desde el modelamiento del sistema de puesta a tierra, hasta la simulación del sistema de potencia para obtener la distribución de corrientes de fallas a tierra, además de la modelación de suelos estratificados y el cálculo de variables críticas como tensiones de paso, contacto y elevación de potencial a tierra, considerando el análisis individual y la interacción entre mallas.

2.2.1. XGSLab

XGSLab es un software de simulación especializado en el análisis de sistemas de puesta a tierra, compatibilidad electromagnética y corrientes de falla en instalaciones eléctricas. Permite modelar geometrías complejas, suelos estratificados y evaluar parámetros críticos como la resistencia de tierra, tensiones de paso, contacto y elevación de potencial, conforme a estándares internacionales vigentes.

2.2.2. AutoCAD

AutoCAD es un software de diseño asistido por computador (CAD) ampliamente utilizado en ingeniería para la elaboración de planos técnicos. En el contexto de sistemas eléctricos, permite representar con precisión geometrías de mallas de puesta a tierra, ubicaciones de equipos, canalizaciones eléctricas y estructuras, facilitando la documentación gráfica del proyecto conforme a normas de dibujo técnico.

2.2.3. ETAP

ETAP es un software de análisis de sistemas eléctricos de potencia utilizado para la simulación de redes en régimen permanente y en condiciones de falla. Permite modelar topologías trifásicas, obtener flujos de carga, calcular corrientes de cortocircuito y definir escenarios de contingencia. Esta información es esencial para determinar las corrientes de falla que alimentan los sistemas de puesta a tierra y establecer condiciones críticas de operación.

2.3. Descripción del sistema eléctrico

El caso de estudio corresponde a un complejo de generación renovable ubicado en el norte de Chile, conformado por tres subsistemas principales: una planta fotovoltaica, una subestación elevadora y un sistema de almacenamiento en baterías en fase de expansión. La energía generada se evacúa hacia el sistema eléctrico mediante una línea de transmisión de circuito simple a 220 kV y aproximadamente 2.6 km de longitud, equipada con cable de guardia.

En el nivel de media tensión, la conexión interna se realiza a 33 kV mediante una red colectora que enlaza los distintos centros de transformación, inversores y sistemas auxiliares. La subestación elevadora alberga el transformador principal, equipos de maniobra, servicios auxiliares y transformadores tipo zig-zag destinado a la referencia del neutro y control de corrientes residuales.

El sistema de almacenamiento se compone de dos bloques de potencia conectados al nivel de 33 kV, a través de transformadores elevadores. Por su parte, la planta fotovoltaica se conecta mediante 46 centros de transformación que agrupan inversores y transformadores, también se consideran bancos de condensadores para la compensación de potencia reactiva.

2.3.1. Diagrama unilineal

En la Figura 2.1 se adjunta el diagrama unilineal enumerando los principales elementos que componen el sistema fotovoltaico.

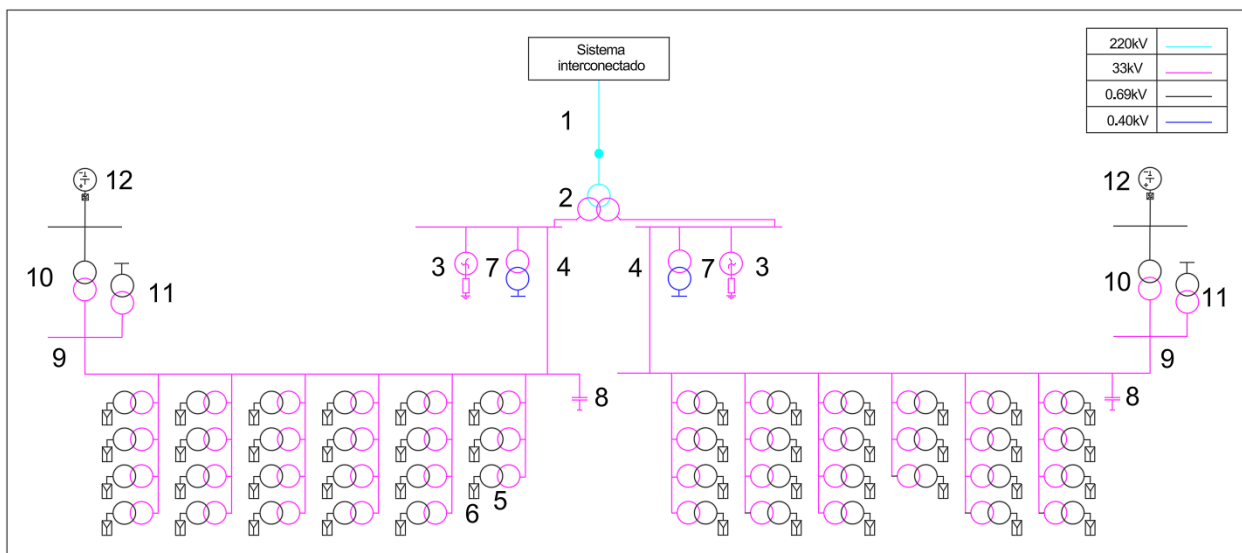


Figura 2.1: Diagrama unilineal del complejo de generación fotovoltaico.

Fuente: Elaboración propia

Los principales elementos pertenecientes a la red se desglosan a continuación:

1. Línea aérea 1x220 kV (2.6 km).
2. Transformador elevador 220/33/33 kV, 250 MVA.
3. Transformador zig-zag 33 kV (reactor de neutro).

4. Red colectora 33 kV (sistema de cables de 240 mm², 400 mm² y 630 mm²).
5. Transformador del tipo MVPS 4600-S2, correspondiente al bloque de los inversores PF.
6. Inversores del parque solar.
7. Transformador de servicios auxiliares del parque fotovoltaico.
8. Banco de condensadores: 40 Mvar, distribuidos entre el Switchgear 1 (20 Mvar) y el Switchgear 2 (20 Mvar).
9. Conductores colectores del sistema BESS.
10. Transformador elevador del sistema BESS.
11. Transformador de servicios auxiliares del sistema BESS.
12. Inversores Power Electronics del sistema BESS.

2.3.2. Parámetros eléctricos del sistema

2.3.2.a. Transformador de poder

En la Tabla 2.1 se detallan las especificaciones técnicas del transformador de poder considerado en el estudio, incluyendo su grupo de conexión, relación de transformación, potencia nominal y las impedancias de cortocircuito referidas a una base de 250 MVA.

TRANSFORMADOR DE PODER DE LA SUBESTACIÓN				
Conexión	Trifásica			
Grupo conexión	YNd11d11			
Frecuencia	50 Hz			
Clase	ONAN/ONAF1/ONAF2			
Relación de transformación	220/33/33 kV			
Potencia nominal	250/200/150 MVA			
Tomas	1.25 % en 17 tomas			
Impedancia de cortocircuito (Base 250 MVA)				
	Positiva		Cero	
	Z (%)	X/R	Z (%)	X/R
Primario–Secundario	23.64	45	11.08	45
Primario–Terciario	23.90	45	11.08	45
Secundario–Terciario	44.68	45	11.08	45

Tabla 2.1: Especificaciones técnicas del transformador de poder de la subestación.

2.3.2.b. Transformador de servicios auxiliares (SSAA)

La Tabla 2.2 presenta los parámetros eléctricos más relevantes del transformador auxiliar, incluyendo su grupo de conexión, relación de transformación, potencia nominal y las impedancias de cortocircuito referidas a una base de 0.2 MVA.

TRANSFORMADOR AUXILIAR DE LA SUBESTACIÓN			
Conexión	Trifásica		
Grupo conexión	Dyn1		
Frecuencia	50 Hz		
Clase	ONAN		
Relación de transformación	33/0.4 kV		
Potencia nominal	0.2 MVA		
Tomas	±2 pasos de 2.5 % (lado AT)		
Impedancia de cortocircuito (Base 0.2 MVA)			
	Tipo de secuencia	Z (%)	X/R
	Secuencia positiva	4.1	13
	Secuencia cero	4.1	13

Tabla 2.2: Parámetros eléctricos del transformador auxiliar de la subestación.

2.3.2.c. Transformador zigzag (Reactor de neutro)

En la Tabla 2.3 se resumen las principales características eléctricas del transformador de puesta a tierra tipo zig-zag, incluyendo su tensión y potencia nominal, corriente neutra admisible, así como la impedancia de secuencia cero y la resistencia de puesta a tierra correspondiente.

TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA (ZIG-ZAG)	
Conexión	Trifásica
Grupo de conexión	ZN
Frecuencia nominal	50 Hz
Tensión nominal	33 kV
Potencia nominal	600 kVA
Corriente neutra admisible	394.7 A (10 s)
Tipo de enfriamiento	ONAN
Impedancia	
Secuencia cero (Z)	23.5 Ω
Resistencia de puesta a tierra	
Resistencia	47.63 Ω
Corriente nominal	400 A (10 s)
Tensión nominal	33 kV
X/R	1.0

Tabla 2.3: Parámetros eléctricos del transformador de puesta a tierra tipo zig-zag y resistencia.

2.3.2.d. Cables de la red de media tensión en 33 (kV)

La red de media tensión en 33 kV considera la disposición física de los alimentadores. La Tabla 2.4 presenta el detalle de los cables, incluyendo su tipo, sección y longitud total para cada conexión dentro de la red de media tensión.

Desde	Hacia	Cable	Longitud (m)	Desde	Hacia	Cable	Longitud (m)	
Barra 3 (FT11)	CT29	2x3cx630 mm ²	1762.64	Barra 3 (FT12)	CT2	2x3cx400 mm ²	2673.41	
	CT29	CT28	3cx630 mm ²	544.72	CT2	CT1	3cx400 mm ²	442.72
	CT28	CT27	3cx240 mm ²	545.82	CT1	CT12	3cx240 mm ²	1260.86
	CT27	CT26	3cx240 mm ²	546.70	Barra 3 (FT12)	CT6	2x3cx630 mm ²	1795.74
Barra 3 (FT11)	CT33	2x3cx630 mm ²	1077.89		CT6	CT5	3cx630 mm ²	382.70
	CT33	CT32	2x3cx400 mm ²	542.71	CT5	CT4	3cx400 mm ²	384.86
	CT32	CT31	3cx630 mm ²	543.81	CT4	CT3	3cx240 mm ²	375.64
	CT31	CT30	3cx240 mm ²	544.28	Barra 3 (FT12)	CT10	2x3cx630 mm ²	909.60
Barra 3 (FT11)	CT37	2x3cx400 mm ²	393.14		CT10	CT9	3cx630 mm ²	380.70
	CT37	CT36	2x3cx400 mm ²	540.70	CT9	CT8	3cx400 mm ²	381.93
	CT36	CT35	3cx630 mm ²	541.81	CT8	CT7	3cx240 mm ²	382.39
	CT35	CT34	3cx240 mm ²	542.87	Barra 3 (FT12)	CT16	2x3cx630 mm ²	1675.82
Barra 3 (FT11)	CT38	2x3cx400 mm ²	2955.65		CT16	CT15	3cx630 mm ²	520.99
	CT38	CT25	3cx400 mm ²	1130.77	CT15	CT14	3cx240 mm ²	520.99
	CT25	CT11	3cx240 mm ²	604.91	CT14	CT13	3cx240 mm ²	521.50
Barra 3 (FT11)	CT42	2x3cx630 mm ²	1751.68	Barra 3 (FT12)	CT24	2x3cx400 mm ²	313.31	
	CT42	CT41	3cx630 mm ²	563.44	CT24	CT23	3cx400 mm ²	516.98
	CT41	CT40	3cx240 mm ²	490.64	CT23	CT22	3cx630 mm ²	516.98
	CT40	CT39	3cx240 mm ²	496.20	CT22	CT21	3cx240 mm ²	517.52
Barra 3 (FT11)	CT46	2x3cx630 mm ²	959.93	Barra 3 (FT12)	CT18	2x3cx400 mm ²	994.56	
	CT46	CT45	3cx630 mm ²	388.27	CT20	CT19	3cx400 mm ²	519.99
	CT45	CT44	3cx400 mm ²	387.34	CT19	CT18	3cx630 mm ²	518.99
	CT44	CT43	3cx630 mm ²	387.88	CT18	CT17	3cx240 mm ²	519.53

Tabla 2.4: Detalle de cables de la red de media tensión 33 kV.

La Tabla 2.5 presenta un resumen de los distintos tipos de cables de potencia considerados en la instalación, junto con sus longitudes aproximada.

Tipo de cable	Largo aproximado (m)
XLPE 630 mm ²	28559
XLPE 500 mm ²	203
XLPE 400 mm ²	18717
XLPE 240 mm ²	7378

Tabla 2.5: Resumen de cables de potencia utilizados en la instalación.

2.3.2.e. Banco de condensadores

La parametrización del banco de condensadores se realizará considerando su configuración real en la subestación. En la Tabla 2.6 se presentan las características eléctricas asociadas, utilizadas para el análisis del sistema en 33 kV.

Parámetros eléctricos banco de condensadores	
Nº de bancos	2 (uno en cada barra)
Potencia nominal	20 MVar (por banco)
Tensión nominal	33 kV
Frecuencia	50 Hz

Tabla 2.6: Características eléctricas del banco de condensadores de 33 kV.

2.3.2.f. Características generales de los inversores solares

El parque fotovoltaico está conformado por módulos solares bifaciales montados sobre seguidores de un eje con sistema de retroceso. La energía generada por el conjunto de paneles es procesada por 46 inversores SMA modelo SC 4600-UP, cada uno con una potencia nominal de 4.6 MVA. Cada

inversor se encuentra acoplado a un centro de transformación modelo MVPS 4600-S2, conformando unidades independientes de conversión y elevación de tensión. Las principales características técnicas de los inversores y centros de transformación, según la información proporcionada por el fabricante SMA, se presentan a continuación en las Tablas 2.7 y 2.8.

N°	Nomenclatura	Componentes principales
1	MVT	4140 kVA 33/0.69 kV KNAN herméticamente sellado, transformador sumergido en líquido (SBG).
2	INV	Inversor central modelo SC 4600-UP.
3	BW	Barra o bus de baja tensión entre el inversor y el transformador.
4	MVSG	Interruptor principal en anillo de media tensión SIEMENS 8DJH RRL con disyuntor.
5	MVC	3 x cable de media tensión tipo N2XS(F)2Y 18/30 kV de 70 mm ² entre el transformador y el tablero de media tensión.
6	STSD	Tablero de distribución de baja tensión 230 V, 50 Hz.
7	SCAS-P	Cable de baja tensión desde BW al portafusible para instalación del sistema de alimentación auxiliar.

Tabla 2.7: Componentes principales del centro de transformación.

Parámetro	Especificación
Power Class	MVPS-4200-S2-US-10
Target Country	Chile
Inverter Type	SC UP
Inverter Power	4600 kVA
Ambient Temperature	-25 °C a +55 °C
Altitude	1001 – 2000 m
Environment	Standard
MV Transformer	KNAN
Transformer Protection	Full Protection
Nominal Voltage	33 kV
Nominal Frequency	50 Hz
Transformer Vector Group	Dy11
Transformer Tap Changer	With
Transformer Shield Winding	Without
Transformer Load Profile	24 Hours
Transformer Losses	Eco Design 1
Oil Containment	With
MV Switchgear	3F-SD-SD-CB-36 kV
Accessories MV Switchgear	Auxiliary Contacts
LV Transformer	20 kVA, 400 V
Safety Equipment	Without
Monitoring	MVSG
Cable Entry Kit	With
Transport Packaging	Sea Freight
Country Package	Without
Language	Spanish
Factory Warranty	1 Year
Customized Solution	Yes

Tabla 2.8: Características del centro de transformación.

2.3.2.g. Transformadores de servicios auxiliares de los CT

En la Tabla 2.9 se presentan las principales características eléctricas del transformador de servicios auxiliares correspondiente a los centros de transformación, incluyendo su potencia y relación de transformación nominal, grupo de conexión, impedancia de cortocircuito, así como las pérdidas en vacío y a plena carga bajo condiciones nominales de operación.

TRANSFORMADOR SSAA – CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	
Potencia nominal	4600 kVA @ 25 °C
Relación de transformación	33 / 0.69 kV
Grupo de conexión	Dy11
Número de fases	3
Impedancia de cortocircuito	6.5 %
Pérdidas en vacío	3.056 kW
Pérdidas a plena carga	37.091 kW
Frecuencia nominal	50 Hz
Altitud de instalación	1000 m
Cambiador de tomas	Cambiador de taps sin carga

Tabla 2.9: Parámetros eléctricos del transformador de servicios auxiliares de centros de transformación.

2.3.2.h. Paneles fotovoltaicos e inversores solares

En la Tabla 2.10 se presentan los parámetros eléctricos del inversor asociado a los centros de transformación, utilizados para el modelado en las simulaciones. Se incluyen tanto las variables del lado de corriente alterna, como potencia aparente, tensión y corriente nominal, así como los parámetros del lado de corriente continua, correspondientes a la potencia activa, tensión, corriente nominal y eficiencia del equipo bajo condiciones nominales de operación.

INVERSOR CT	
Parámetros AC	Parámetros DC
Potencia aparente: 4600 kVA	Potencia activa: 4660.6 kW
Tensión nominal: 0.69 kV	Tensión nominal: 1153 V
Corriente nominal: 3849 A	Corriente nominal: 4042 A
Factor de potencia: 1.0	Eficiencia: 98.7 %

Tabla 2.10: Parámetros eléctricos del inversor CT 20 para modelado en simulaciones.

2.3.2.i. Inversores BESS

En la Tabla 2.11 se presentan los principales parámetros eléctricos del inversor asociado al sistema BESS. Se incluyen las especificaciones de potencia, tensión y frecuencia en el lado de corriente alterna, junto con el rango de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y la eficiencia correspondiente en el lado de corriente continua.

INVERSOR BESS	
Modelo	FP4390K4H
Temperatura de operación	-35 °C a 60 °C (reducción de potencia activa sobre 50 °C)
Potencia nominal AC	4390 kVA
Tensión nominal AC	690 V ± 10 %
Frecuencia nominal	50 Hz
THDi	< 3 % en cualquier condición de carga
Rango MPPT @35°C	976–1500 VDC
Rango MPPT @50°C	976–1310 VDC
Eficiencia máxima	98.93 %
Grado de protección	IP55 (instalación en exterior)
Color	RAL7035
Dimensiones [WxDxH]	3.0 m × 2.0 m × 2.2 m
Control de humedad	Sí, calefacción activa
Protección sobretensión AC	Tipo II
Protección sobretensión DC	Tipo II
Interrupción automática AC	Incluido
Desconexión DC	Interrupción seccionador incluido
Monitoreo de aislamiento	Sistema flotante (Floating system)
Entradas de bus DC	4
Detección de falla a tierra	Incluida
Comunicaciones	Modbus RTU (RS485), Modbus TCP/IP (Ethernet)
Entrada de cables DC	Inferior (Bottom input)
Salida de cables AC	Superior (Top output)
Servicios auxiliares	5 kVA a 400 V (3 fases), 50 Hz
Gabinete de usuario	Integrado en el inversor
Refrigeración	Aire forzado
Comunicación HW	Ethernet (RJ45)

Tabla 2.11: Parámetros eléctricos del inversor BESS.

2.3.2.j. Transformadores BESS 33/0.69 kV 4.4 MVA

Los transformadores asociados al sistema BESS serán modelados considerando sus parámetros eléctricos nominales y las impedancias de cortocircuito especificadas por el fabricante, con el fin de representar correctamente la interacción entre el sistema de almacenamiento y la red de media tensión. Las Tablas 2.12 y 2.13 presentan las características eléctricas de los transformadores 1 y 2, respectivamente, empleadas en el análisis y simulación del comportamiento del sistema bajo condiciones de falla que será presentado en la sección Simulaciones.

TRANSFORMADOR 1 BESS	
Conexión	Trifásica
Grupo de conexión	Dy11
Frecuencia nominal	50 Hz
Relación de transformación	33 / 0.69 kV
Potencia nominal	4.39 MVA
Tomas	±2.5 % en 5 posiciones
Impedancia de cortocircuito	
Secuencia positiva (uk)	7.31 %
Secuencia cero (uk0)	6.3 %

Tabla 2.12: Parámetros eléctricos transformador 1.

TRANSFORMADOR 2 BESS	
Conexión	Trifásica
Grupo de conexión	Dy11
Frecuencia nominal	50 Hz
Relación de transformación	33 / 0.69 kV
Potencia nominal	4.39 MVA
Tomas	±2.5 % en 5 posiciones
Impedancia de cortocircuito	
Secuencia positiva (uk)	7.35 %
Secuencia cero (uk0)	6.3 %

Tabla 2.13: Parámetros eléctricos transformador 2.

2.3.3. Medición de la resistividad eléctrica del terreno

El terreno donde se emplaza el complejo presenta un modelo de suelo de dos capas, compuesto por una capa superficial de mayor resistividad y un estrato inferior más conductor.

Las mediciones de resistividad del terreno fueron realizadas mediante el método Schlumberger. Este método consiste en la disposición de cuatro electrodos alineados sobre la superficie del terreno, donde los electrodos exteriores se utilizan para inyección de corriente, y los interiores para la medición del potencial eléctrico. Los resultados de la medición se adjuntan en la Tabla 2.14.

N	A (m)	L (m)	R (Ω)	ρ (Ω m)
1	0.5	1.3	122.0	1247.6
2	0.5	2.0	58.0	1434.9
3	0.5	2.5	31.4	1220.7
4	0.5	3.0	14.4	808.6
5	0.5	5.0	2.94	460.7
6	0.5	7.0	1.40	430.5
7	0.5	10.0	0.62	389.3
8	4.0	13.0	3.27	423.8
9	4.0	16.0	1.01	199.9
10	4.0	20.0	0.36	112.0
11	4.0	25.0	0.71	346.3
12	4.0	30.0	0.15	105.6
13	4.0	40.0	3.86	4838.5
14	4.0	50.0	1.06	2078.0

Tabla 2.14: Resultados obtenidos en terreno.

Cabe destacar que las mediciones obtenidas contienen un alto porcentaje de error, mayor al 50 %. La Tabla 2.15 muestra los valores obtenidos, ajustados a un modelo de dos capas.

Capa	Resistividad (Ω m)	Espesor (m)
1	1389.25	1.2
2	415.6	∞

Tabla 2.15: Resistividades obtenidas a partir de la modelación del terreno

En la superficie se dispone de materiales de alta resistividad, tales como grava en la subestación y concreto asfáltico modificado (CAM) en la zona del BESS, lo que contribuye a mejorar las condiciones de seguridad ante tensiones de paso y contacto.

2.3.4. Sistemas de puesta a tierra del complejo fotovoltaico

El sistema de puesta a tierra está constituido por tres SPAT's principales: la malla de la subestación elevadora - malla BESS actual, la de la planta fotovoltaica y la del sistema BESS proyectado. Cada una está construida con conductores de cobre desnudo enterrados y, en el caso del BESS proyectado, se complementa con barras verticales para optimizar la disipación de corriente.

La Figura 2.2 muestra en color magenta el sistema de puesta a tierra de la subestación elevadora y en negro el sistema de puesta a tierra del sistema de almacenamiento BESS actual de 8 MW, el sistema completo será considerado como una única malla, la cual está elaborada con cobre con un

reticulado principal de $4 \text{ m} \times 4 \text{ m}$, enterrada a 0.6 m de profundidad y con diámetro de conductor 4/0 AWG. La malla posee un recubrimiento de electrogel de 20 cm de radio y una capa superficial de 15 cm de gravilla de $3000 \Omega \text{ m}$.

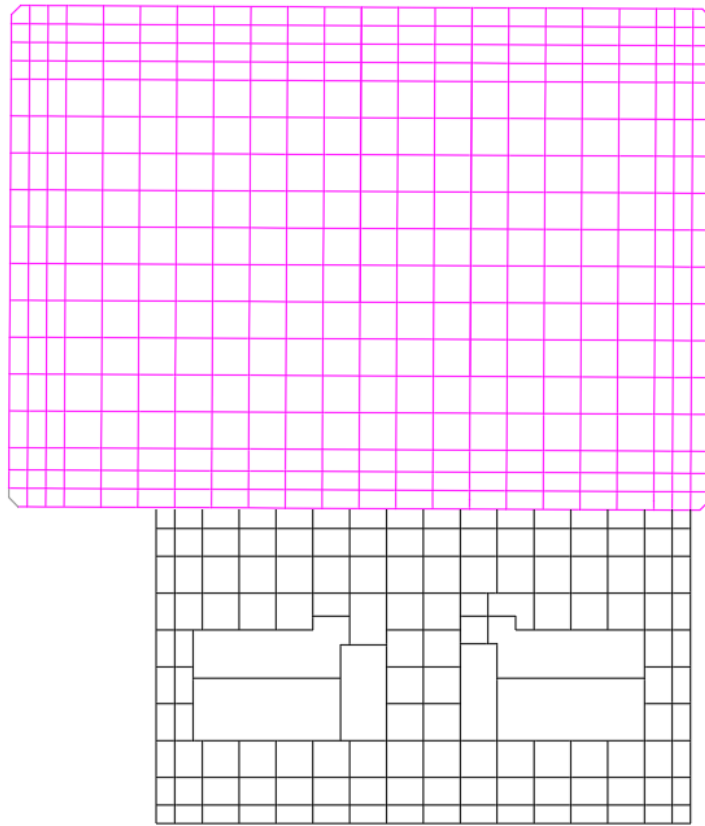


Figura 2.2: Sistema de puesta a tierra de la subestación elevadora y BESS actual.

El sistema de puesta a tierra de la planta fotovoltaica se muestra en la Figura 2.3. Está conformado por mallas equipotenciales en los centros de transformación (CTs), construidas con conductores de cobre desnudo de 70 mm^2 y electrodos verticales. Además, cuenta con una malla perimetral interconectada, y una red auxiliar de puesta a tierra destinada a los sistemas de control y servicios, implementada con conductores de 35 mm^2 .

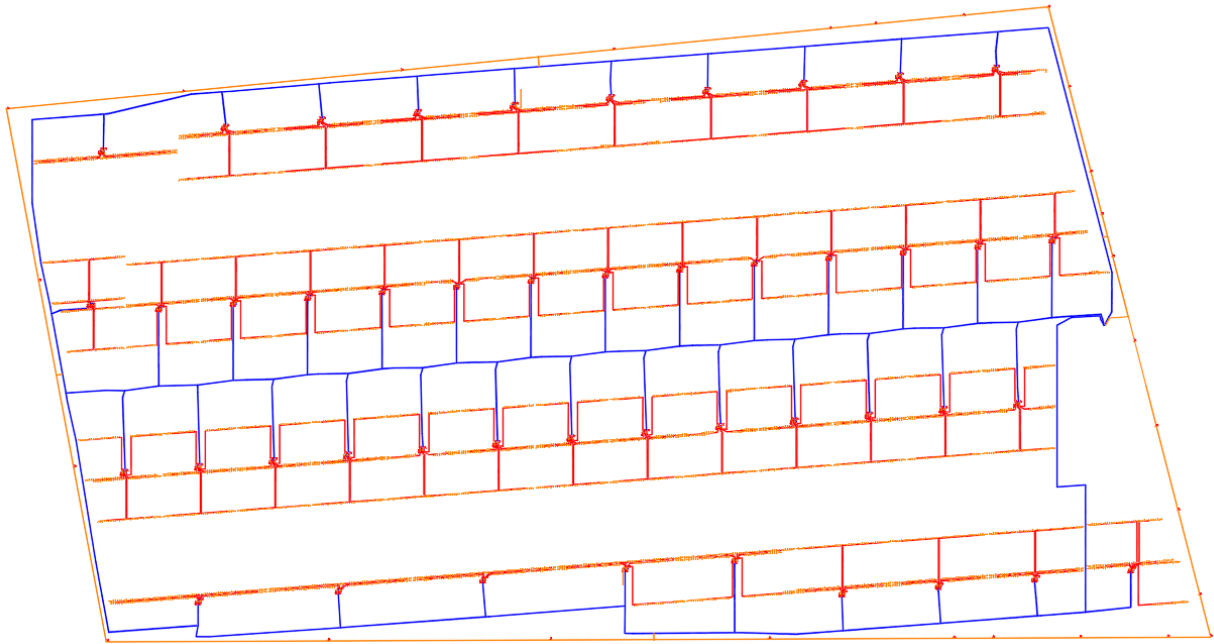


Figura 2.3: Sistema de puesta a tierra de la Planta Fotovoltaica.

El sistema de puesta a tierra de los centros de transformación (CT) se muestra en la Figura 2.4 y está conformado por dos rectángulos semejantes interconectados mediante conductores de cobre desnudo de 70 mm^2 en sus vértices. En cada uno de los vértices de los dos rectángulos se instalan varillas de puesta a tierra de 3 m de longitud, las cuales permiten mejorar la disipación de corriente hacia el terreno y asegurar una distribución equipotencial adecuada dentro del área del centro de transformación.

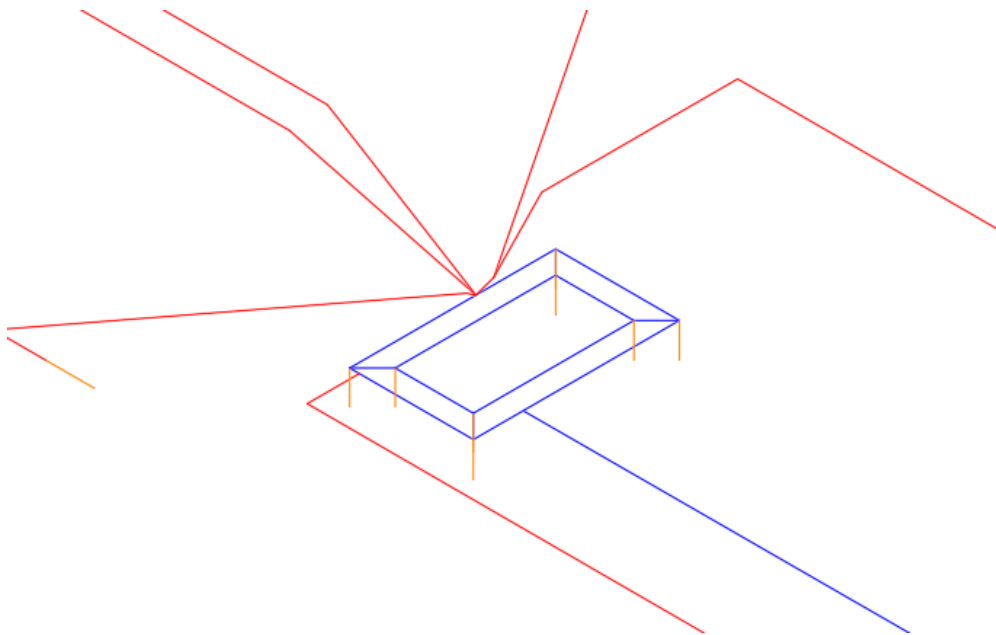


Figura 2.4: Sistema de puesta a tierra de los centros de transformación.

La malla de puesta a tierra de la BESS propuesta se muestra en la Figura 2.5. Este será modelado considerando conductores de cobre de 4/0 AWG y varillas verticales de 3 m, además de la

aplicación de aditivo de baja resistividad en los tramos más críticos. El diseño considera una superficie de instalación cercana a 46.000 m²

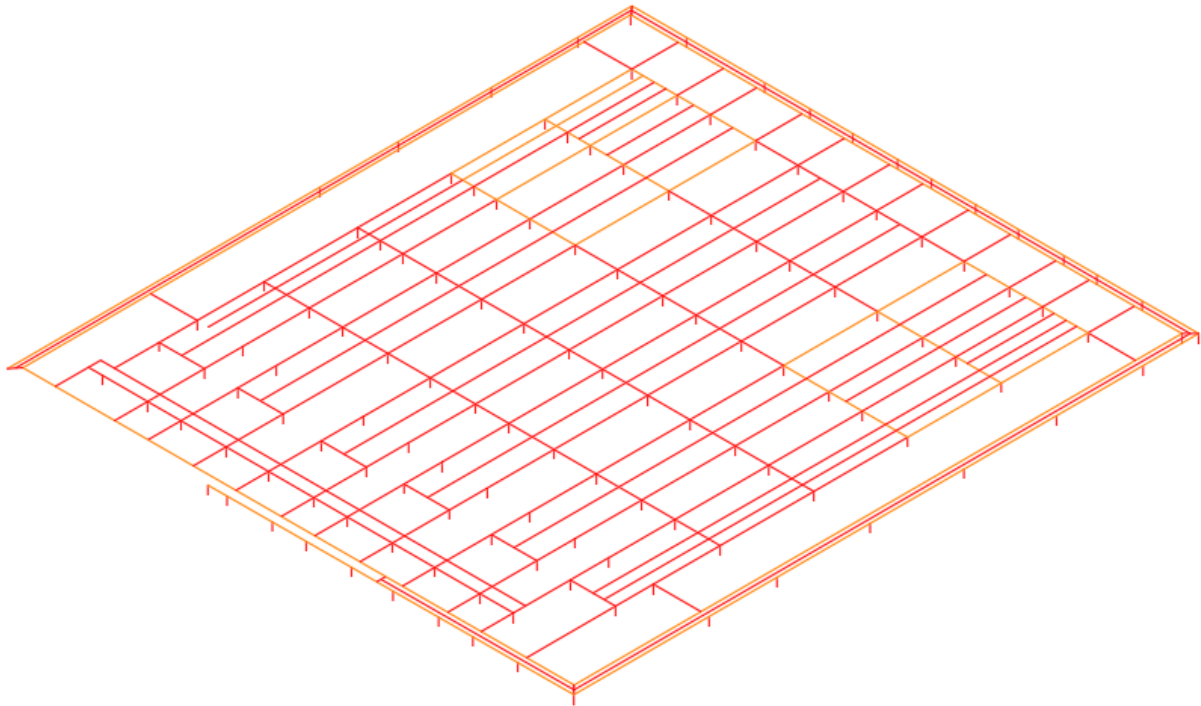


Figura 2.5: Sistema de puesta a tierra del sistema de almacenamiento proyectado (propuesto).

2.3.5. Layout de los equipos eléctricos de la subestación elevadora

La Figura 2.6 presenta el layout general de la subestación elevadora, donde se disponen los principales equipos eléctricos que permiten la transformación y evacuación de energía desde el nivel de media tensión hacia el sistema de transmisión. El listado de equipos electromecánicos se presenta para complementar el layout en la Tabla 2.16.

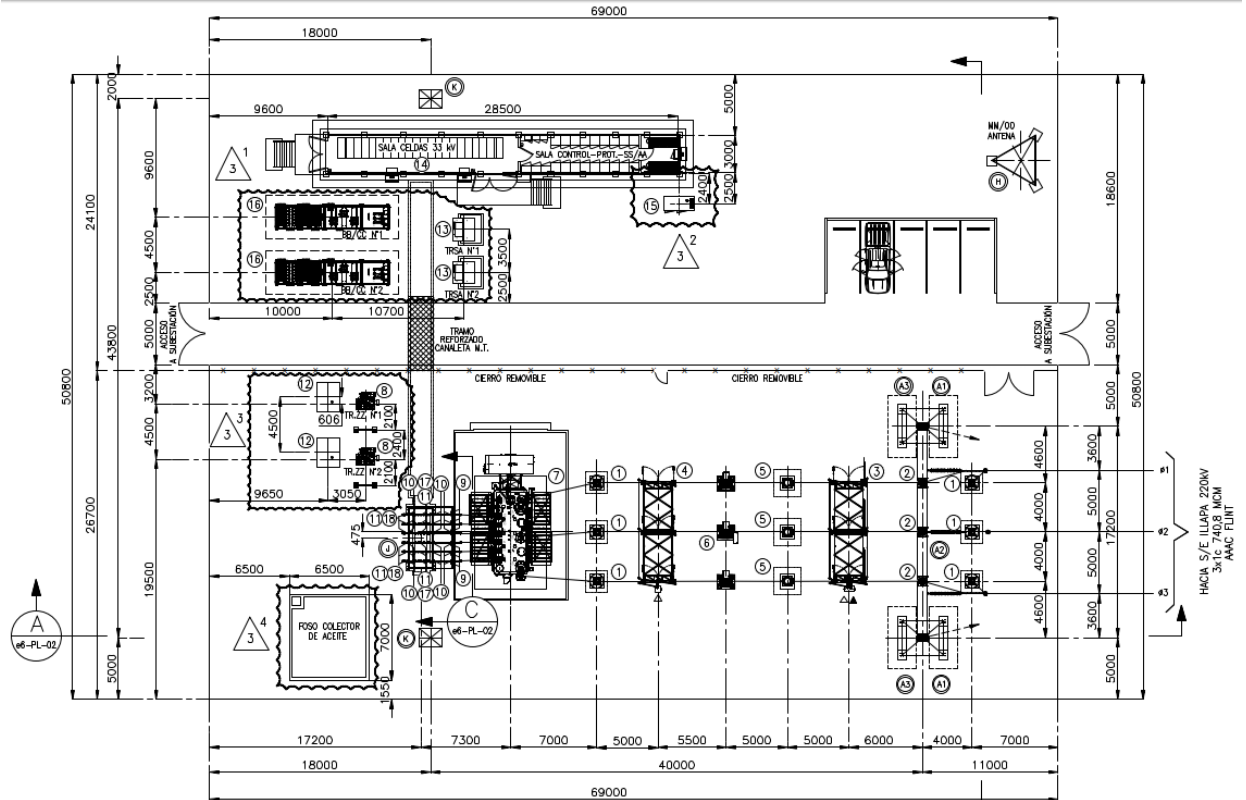


Figura 2.6: Layout de los equipos de la subestación elevadora.

Listado de equipos electromecánicos	
Ítem	Descripción
1	Pararrayos 220 kV
2	Transformador de potencial 220 kV
3	Desconectador horizontal C.P.A.T. 220 kV
4	Desconectador horizontal S.P.A.T. 220 kV
5	Transformador de corriente 220 kV
6	Interruptor de poder 220 kV trifásico, operación monopolar
7	Transformador de poder 33/220 kV – 160/210/250 MVA
8	Reactor zig-zag 33 kV
9	Pararrayos 33 kV
10	Aislador de pedestal 33 kV
11	Mufas 33 kV cable hacia reactor zig-zag (en parrón) y TRSA
12	Resistencia puesta a tierra
13	Transformador de SS.AA.
14	Switchgear 33 kV
15	Grupo electrógeno
16	Banco de condensadores
17	Mufas 33 kV cable hacia incoming (en parrón)
18	Desconectador fusible 33 kV (en parrón)

Tabla 2.16: Listado de equipos electromecánicos considerados en la subestación.

Capítulo 3

Marco teórico

3.1. Fundamentos de los sistemas de puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra son componentes fundamentales en las instalaciones eléctricas, ya que permiten disipar de forma segura las corrientes de falla, descargas atmosféricas y cualquier otro tipo de corriente no deseada. Estos sistemas proporcionan un camino de baja impedancia para garantizar que dichas corrientes no generen tensiones peligrosas sobre estructuras metálicas expuestas ni sobre equipos sensibles, asegurando además una referencia de potencial estable para el correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos [4].

Es importante destacar que en todo sistema eléctrico donde existen múltiples conexiones a tierra, especialmente si estas están distribuidas a lo largo de una red, pueden generarse problemas de circulación de corriente por el terreno, lo cual representa un riesgo para personas, animales y equipos. Este fenómeno es particularmente relevante en zonas rurales o sistemas con gran dispersión geográfica, donde las tuberías metálicas, estructuras enterradas o conductores expuestos pueden actuar como caminos alternativos de corriente de falla, provocando diferencias de potencial peligrosas.

En países como Estados Unidos y México, por ejemplo, se ha documentado el uso del terreno natural como conductor parcial de retorno de corriente. Esta práctica puede conllevar la circulación de corriente a través de elementos no diseñados para ello, lo que genera riesgos significativos y efectos no deseados en los sistemas eléctricos [10].

Por ello, un diseño adecuado de puesta a tierra no solo debe considerar la conducción efectiva de la corriente de falla, sino también su correcta disipación en el suelo, evitando que se generen tensiones de paso y contacto que puedan afectar la seguridad de las personas o dañar equipos electrónicos sensibles [5].

En resumen, un sistema de puesta a tierra bien diseñado:

- Limita tensiones peligrosas en estructuras accesibles.
- Proporciona una referencia de potencial estable.
- Garantiza la disipación controlada de corrientes de falla.
- Minimiza los efectos de perturbaciones electromagnéticas.
- Protege tanto a las personas como a los equipos eléctricos.

3.1.1. Conceptos clave

Las siguientes definiciones han sido extraídas de "Especificación de Estudio DID N° 03 Verificación de la Capacidad de Malla de Tierra" [9].

- **Electrodo de puesta a tierra auxiliar:** Un electrodo de puesta a tierra con ciertas restricciones de diseño u operación. Su función principal puede no ser conducir la corriente de falla a tierra.
- **Corriente simétrica de falla a tierra ($I_f = 3I_0$):** Valor r.m.s. de la corriente simétrica de secuencia cero que se presenta justo después del inicio de la falla, la cual refleja la reactancia subtransitoria de las máquinas giratorias contribuyendo a la falla.
- **Corriente de fuga a tierra (I_g):** Porción de la corriente simétrica de falla a tierra que fluye entre el sistema de puesta a tierra y la tierra circundante.

$$I_g = S_f I_f. \quad (3.1)$$

- **Factor de división de corriente de falla (S_f):** Factor que representa la relación entre la corriente de fuga a tierra y la corriente simétrica de falla a tierra.

$$S_f = \frac{I_g}{I_f}. \quad (3.2)$$

- **Máxima corriente de fuga a tierra (I_G):** Valor de diseño de la máxima corriente de fuga.

$$I_G = D_f \cdot I_g. \quad (3.3)$$

- **Factor de decremento (D_f):** Factor de ajuste que determina el valor equivalente RMS de la onda de corriente asimétrica para un tiempo definido de duración (t_f), utilizado para considerar el efecto de la componente homopolar y su atenuación durante el período de falla.
- **Conexión a tierra:** Conexión mediante conductor eléctrico, intencional o accidental, a través del cual un circuito o equipo se conecta a la tierra.
- **Electrodo de puesta a tierra:** Conductor desnudo o varilla de material conductor enterrado directamente bajo la superficie de las instalaciones y usado para disipar corrientes a tierra.
- **Electrodo convencional:** Los electrodos convencionales están establecidos por conductores de cobre desnudo y varillas de material conductor de forma cilíndrica con diámetro de hasta 2 pulgadas.
- **Malla de puesta a tierra subterránea:** Conjunto conformado por conductores desnudos conectados entre sí con un espaciamiento establecido y enterrados bajo la superficie a una profundidad uniforme.

- **Sistema de puesta a tierra subterránea:** Sistema compuesto por la conexión de electrodos de puesta a tierra, en un arreglo o patrón, dispuestos sobre un área específica y enterrados bajo la superficie de las instalaciones. El sistema de puesta a tierra incluye todas las conexiones de los diferentes equipos a los electrodos enterrados.
- **Aumento de potencial a tierra (GPR):** Máxima diferencia de potencial eléctrico que un electrodo de puesta a tierra puede tener en relación con un punto de puesta a tierra distante considerado a un potencial de tierra distante. Este potencial, GPR, es igual a la multiplicación de la máxima corriente de fuga a tierra por la resistencia del sistema de puesta a tierra.
- **Tensión de paso:** Diferencia de potencial en la superficie del suelo experimentada por una persona que establezca una distancia de 1 metro entre sus pies y a la vez sin estar en contacto directo con un objeto conectado a tierra.
- **Tensión de contacto:** Diferencia de potencial entre el GPR y la superficie de una estructura metálica puesta a tierra, a la cual puede estar expuesta una persona mientras está en contacto con la estructura.
- **Material de capa superficial:** Material instalado sobre la superficie del suelo de las instalaciones, el cual típicamente puede ser: piedra triturada, asfalto, hormigón, entre otros.

3.1.2. Modelado del terreno

El diseño de un sistema de puesta a tierra se inicia con la caracterización eléctrica del terreno en la zona de estudio. Dicha caracterización permite determinar la resistividad del suelo, un parámetro esencial que condiciona la resistencia del sistema y la distribución del potencial eléctrico durante un evento de falla.

De acuerdo con la norma *IEEE Std 81-2012* [7], la resistividad del suelo se define como la oposición que ofrece un volumen de terreno al paso de la corriente eléctrica, expresándose comúnmente en ohm-metros (Ω m). Esta propiedad depende de distintos factores naturales y físicos, tales como el tipo y composición del suelo, su ubicación geográfica y altitud, el contenido de humedad, la compactación y porosidad del terreno, así como la presencia de impurezas, sales o minerales que modifican su comportamiento eléctrico.

En consecuencia, la resistividad puede presentar variaciones significativas incluso dentro de un mismo emplazamiento, por lo que su correcta determinación resulta fundamental para garantizar un diseño de puesta a tierra seguro, confiable y conforme a los criterios establecidos por las normas internacionales. Además, diversos autores han destacado que la caracterización del terreno constituye el primer paso indispensable para cualquier proceso de modelación o simulación asociado al análisis de sistemas de puesta a tierra, ya que las mediciones de resistividad superficial son la base para reconstruir el perfil eléctrico del subsuelo y ajustar los parámetros del modelo correspondiente [11].

3.1.2.a. Modelos de suelo

En la práctica, los suelos rara vez presentan una distribución eléctrica completamente uniforme. Es habitual encontrar estratos con propiedades distintas, donde cada capa del subsuelo exhibe variaciones notables en su composición y estructura. Estas diferencias influyen directamente en la resistividad eléctrica y, por ende, en la forma en que la corriente se propaga y se disipa en el terreno. Dado que la caracterización tridimensional completa del subsuelo a partir de mediciones de superficie es un problema matemáticamente mal planteado, los modelos utilizados en ingeniería deben ajustarse a representaciones simplificadas que permitan una estimación razonable del comportamiento eléctrico del terreno.

En ese contexto, las representaciones más utilizadas son los modelos homogéneos y los modelos multicapa, que permiten describir el suelo según el grado de variación esperado en su resistividad.

Modelo homogéneo: Considera que el suelo posee una resistividad constante en todas las direcciones y profundidades. Este enfoque es adecuado cuando las variaciones del subsuelo son mínimas o pueden despreciarse, proporcionando una representación sencilla del medio. Sin embargo, un modelo de suelo homogéneo solo debe utilizarse cuando la variación en los datos medidos es moderada, lo que no suele ser el caso en la mayoría de los terrenos naturales.

Modelo multicapa: Representa el terreno mediante dos o más estratos horizontales, cada uno con su propia resistividad y espesor. Este modelo permite reflejar de forma más precisa las condiciones reales del terreno, especialmente cuando existen diferencias marcadas entre capas o variaciones con la profundidad. Además, diversos estudios han demostrado que este tipo de representación facilita la identificación de parámetros a partir de mediciones de resistividad superficial, aun cuando las condiciones del subsuelo no sean completamente conocidas. Un ejemplo de modelo multicapa se adjunta a continuación en la Figura 3.1.

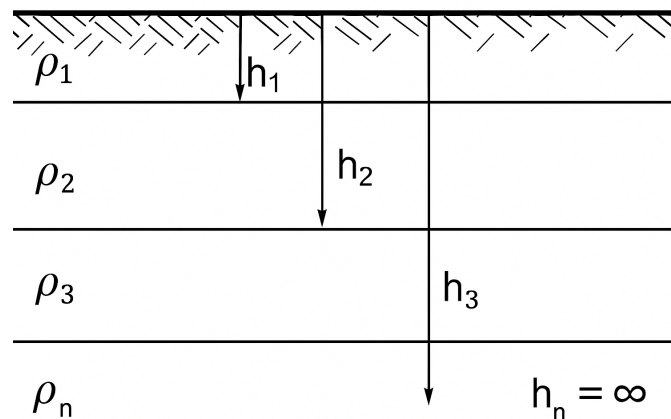


Figura 3.1: Representación esquemática de un Modelo multicapa con resistividades variables ρ_1, ρ_2, ρ_3 .

El modelo multicapa es el más empleado en aplicaciones de ingeniería, ya que se ajusta mejor a las condiciones naturales del subsuelo, donde la resistividad cambia con la profundidad. En la práctica, suelen utilizarse configuraciones de dos a cinco capas para describir de manera adecuada el comportamiento eléctrico del terreno dentro del área de estudio.

3.1.2.b. Métodos de medición de resistividad del terreno

Para determinar la resistividad del terreno se aplican diferentes métodos de medición en campo, los cuales permiten obtener un perfil eléctrico representativo del subsuelo. La norma *IEEE Std 81-2012* establece los procedimientos más empleados para este propósito, considerando tanto técnicas de muestreo directo como métodos indirectos basados en la inyección de corriente y medición de potencial [7].

Entre los procedimientos más comunes se encuentra la toma de muestras geológicas y su análisis en laboratorio, el cual proporciona información precisa sobre la composición del suelo. Aunque este método entrega resultados fiables, suele requerir equipamiento especializado y presenta un costo elevado.

Otra técnica ampliamente utilizada es el método de tres puntas, también conocido como método de variación con la profundidad. Este consiste en modificar la separación entre los electrodos para obtener mediciones de resistividad a distintas profundidades, siendo especialmente útil en suelos homogéneos o con una estratificación poco marcada.

Por su parte, el método de cuatro puntas es uno de los más precisos y versátiles, debido a su facilidad de implementación y capacidad para minimizar errores de contacto. En este método, dos electrodos inyectan corriente en el terreno mientras que los otros dos miden la diferencia de potencial resultante.

Entre las configuraciones más utilizadas destacan el método de Wenner, en el que los cuatro electrodos, dos para corriente y dos para potencial, se disponen de forma equidistante, lo cual simplifica el cálculo de la resistividad aparente y resulta adecuado para suelos con propiedades relativamente uniformes; y el método de Schlumberger–Palmer, donde las puntas de potencial permanecen fijas mientras las de corriente se separan progresivamente, lo que permite explorar mayores profundidades sin modificar la geometría básica del sistema y lo convierte en una alternativa idónea para terrenos estratificados o con variaciones de resistividad.

La interpretación adecuada de los resultados obtenidos mediante estas técnicas es fundamental, ya que permite definir si el terreno puede modelarse como homogéneo o multicapa. Una selección incorrecta del modelo puede generar errores significativos en el cálculo de la resistencia de puesta a tierra y en la estimación del potencial eléctrico en superficie.

3.2. Tensiones de seguridad

Dentro del diseño de una malla de puesta a tierra, uno de los aspectos más relevantes es la evaluación de las tensiones de paso, contacto y malla, ya que de ellas depende directamente la seguridad de las personas y la integridad de los equipos. La norma *IEEE Std 80-2000* define estos parámetros y establece los criterios de cálculo para cada uno de ellos [2].

La tensión de paso corresponde a la diferencia de potencial en la superficie del terreno que puede experimentar una persona al mantener sus pies separados aproximadamente un metro, sin tocar ninguna estructura conectada a tierra.

Por su parte, la tensión de contacto se refiere a la diferencia de potencial entre una estructura metálica conectada al sistema de puesta a tierra y el punto de apoyo de una persona que la toca. Este valor está asociado al potencial de elevación de tierra generado durante una falla.

Finalmente, la tensión de malla representa la mayor diferencia de potencial posible dentro del área cubierta por la red de conductores enterrados. Se calcula considerando el punto de máxima elevación de potencial (ubicado generalmente al centro de la celda o cuadro de la malla) y otro punto situado a una distancia equivalente a la longitud promedio del brazo de una persona, lo que simula una situación de contacto directo con una estructura energizada.

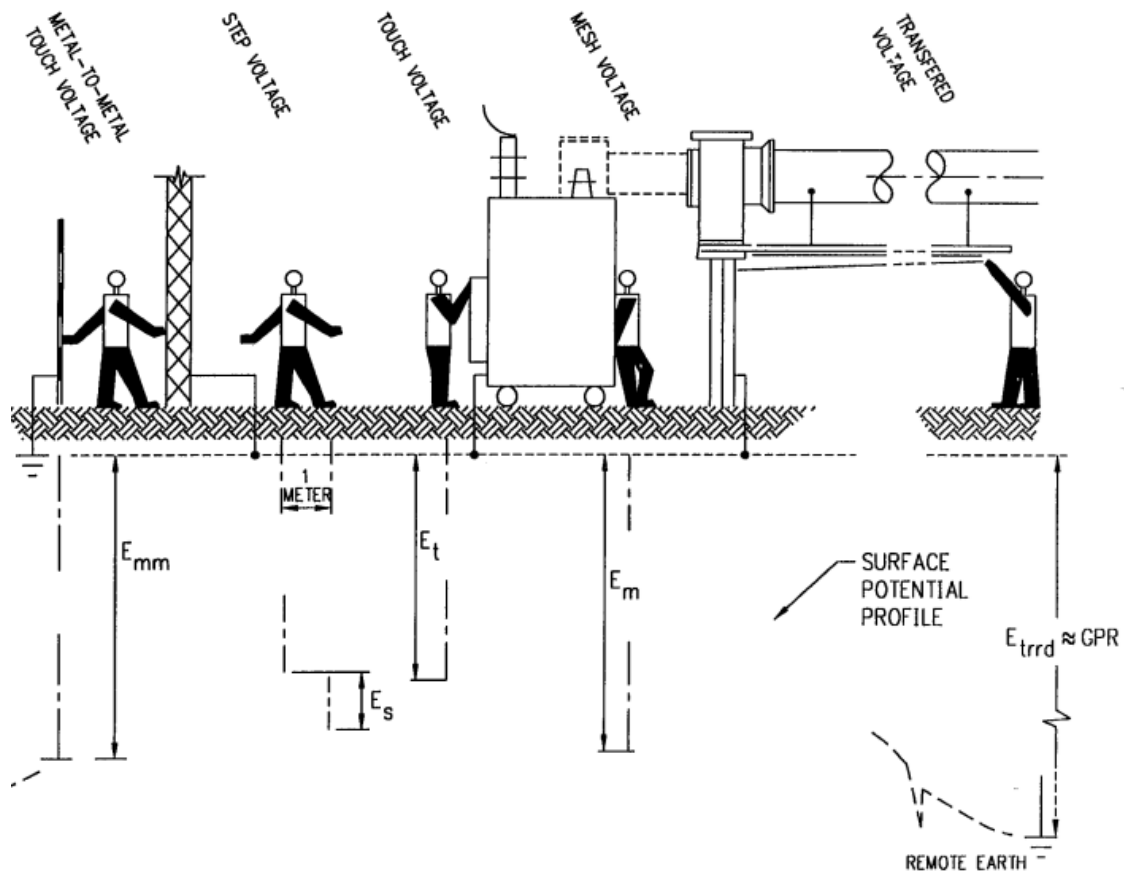


Figura 3.2: Representación esquemática de tensiones de paso, malla y contacto [2].

En la Figura 3.2 se muestra un perfil de potencial en superficie que ilustra los diferentes diferenciales de tensión a los que una persona podría estar expuesta durante una falla a tierra. En el diagrama, las figuras humanas indican las situaciones típicas de riesgo: la segunda persona (de izquierda a derecha) ejemplifica el caso de tensión de paso, mientras que la tercera representa la condición de tensión de contacto [2].

3.2.1. Cálculo del factor de corrección C_s

Con el propósito de resguardar la integridad del personal y reducir los riesgos derivados de las tensiones de paso y contacto, se acostumbra disponer una capa superficial de material de alta resistividad (ρ_s), como grava o piedra chancada. Este recubrimiento actúa como un elemento

aislante entre el terreno y las personas, atenuando las corrientes superficiales peligrosas que podrían presentarse ante una falla eléctrica.

La inclusión de un material de alta resistividad en superficie requiere introducir un factor de corrección C_s , que permite ajustar las tensiones de paso y contacto considerando las condiciones reales del sitio.

Dicho factor incorpora la reducción efectiva de la corriente superficial producida por el material aislante, garantizando que los cálculos de seguridad reflejen de manera más precisa y representativa el comportamiento del sistema bajo estudio [12]. El factor de corrección C_s se expresa como:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 \cdot h_s + 0.09} \quad (3.4)$$

donde:

C_s es el factor de corrección.

ρ_s es la resistividad de la capa superficial (Ωm).

h_s corresponde al espesor de la capa superficial (m).

ρ es la resistividad del terreno (en suelos homogéneos) o de la primera capa del suelo (en modelos multicapa) (Ωm).

3.2.2. Cálculo de las tensiones de paso y contacto

Las tensiones tolerables máximas dependerán en gran medida de la resistividad superficial del suelo, del tiempo de permanencia de la falla, resistividad del suelo, así como del peso de la persona. Según la recomendación de la norma IEEE 80 Std-2013 [12] tales valores se pueden calcular en base a las siguientes expresiones.

Tensiones para una persona de 50 kg

$$E_{\text{step}50} = (1000 + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t_s}}, \quad (2.2)$$

$$E_{\text{touch}50} = (1000 + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t_s}}, \quad (2.3)$$

Tensiones para una persona de 70 kg

$$E_{\text{step}70} = (1000 + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}, \quad (2.4)$$

$$E_{\text{touch}70} = (1000 + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}, \quad (2.5)$$

donde:

E_{step} es la tensión de paso (V).

E_{touch} es la tensión de contacto (V).

C_s es el factor de corrección.

ρ_s es la resistividad del material superficial (Ωm).

t_s corresponde al tiempo de despeje de la falla (s).

Capítulo 4

Metodología para la resolución del problema

4.1. Equivalente del sistema eléctrico

Para la conformación del modelo equivalente del sistema eléctrico se recopiló toda la información técnica necesaria que permita representar adecuadamente el comportamiento del sistema de potencia. Esto incluye la revisión de fichas técnicas de equipos principales, diagramas unifilares, planos de disposición física (layouts), y datos eléctricos asociados a transformadores, líneas, barras y sistemas de puesta a tierra. Con esta información se desarrollará el modelo simplificado del sistema en ETAP en su condición normal de operación, el cual servirá como base para identificar los puntos críticos de falla donde se producen las máximas corrientes de cortocircuito a tierra, definiendo así los escenarios de análisis que serán empleados en las simulaciones posteriores.

4.2. Enfoque metodológico adoptado

La metodología adoptada para la resolución del problema se basa en los lineamientos establecidos por la norma IEEE Std 80, la cual proporciona las directrices de diseño y evaluación de sistemas de puesta a tierra en instalaciones eléctricas. El procedimiento propuesto se desarrolla en tres etapas principales, orientadas a analizar el comportamiento individual y combinado de los sistemas de puesta a tierra presentes en el complejo de generación.

En primer lugar, se realizará la modelación en XGSLab individual de cada uno de los sistemas de puesta a tierra que componen el estudio correspondientes a la subestación elevadora, la planta fotovoltaica y el sistema de almacenamiento BESS en su etapa actual y proyectada. En este punto se considerarán las condiciones geométricas, eléctricas y de suelo de cada malla, con el objetivo de obtener la resistencia de puesta a tierra individual.

Posteriormente, se desarrollará un modelo conjunto de los sistemas de puesta a tierra, manteniendo los electrodos físicamente independientes, es decir, sin interconexión directa entre ellos. Este modelo permitirá analizar la interacción entre mallas adyacentes, observando la distribución de potenciales en superficie, la elevación del potencial de tierra de cada subsistema y la influencia mutua en los parámetros de seguridad eléctrica.

Finalmente, se incorporará la interconexión física entre los sistemas de puesta a tierra mediante conductores equipotenciales, conformando un único sistema de tierra global. Con este escenario se evaluarán nuevamente la resistencia total de puesta a tierra, la elevación del potencial de tierra y las tensiones de paso y contacto, con el propósito de comparar los resultados obtenidos antes y después de la interconexión. Este análisis permitirá cuantificar los beneficios eléctricos y de seguridad asociados a la equipotencialización, así como formular recomendaciones de diseño

orientadas a mejorar la confiabilidad y el desempeño del sistema de puesta a tierra en condiciones de falla.

Se espera que la interconexión de las mallas produzca una reducción en la resistencia global de puesta a tierra, una disminución de la elevación del potencial de tierra y una mejor distribución de tensiones de paso y contacto, contribuyendo a un comportamiento más uniforme y seguro del sistema ante eventos de cortocircuito a tierra.

4.3. Supuestos y simplificaciones

La metodología desarrollada se basa en una serie de supuestos que permiten modelar el comportamiento eléctrico del sistema de puesta a tierra bajo condiciones representativas de operación y falla. Dicho lo anterior, para la realización de la presente memoria se han considerado los siguientes supuestos:

- Se utilizará para la resistividad eléctrica del terreno las mediciones disponibles, es importante señalar que estas contienen un porcentaje de error muy elevado, por lo que estas serán utilizadas de forma referencial y se sugiere que estas se realicen nuevamente para futuros trabajos relacionados a los sistemas de puesta a tierra evaluados.
- Para el sistema de puesta a tierra de la planta fotovoltaica se utilizará un modelo equivalente que no considera los pequeños cables de 35 mm² que llegan a las cadenas de paneles solares debido a que estos realmente no influyen de forma significativa en la resistencia de puesta a tierra equivalente y elevan significativamente los recursos computacionales necesarios para efectuar las simulaciones.
- Debido a que el software XGSLab no permite trabajar simultáneamente un modelo multicapa y multizona se utilizará un modelo multicapa de 2 estratos para todo el terreno evaluado, esto abarca el terreno de la planta fotovoltaica, la subestación elevadora y el sistema de almacenamiento actual y proyectado.
- El recubrimiento de electrogel fue estimado de forma conservadora debido a que no es técnicamente correcto aplicar factores de reducción de resistividad de estratos completos por la mera aplicación de aditivos o dopajes. Estos solo mejoran la interfaz eléctrica entre los cables del SPAT y la tierra circundante. Además, no se encuentra ningún estudio que respalde los factores de reducción que normalmente se aplican en memorias de cálculo que promueven la utilización de este u otro aditivos.
- Para los cálculos de tensiones de paso y de contacto, se considera una persona de 50 kg, esto con la finalidad de resguardar la seguridad de todas las personas que puedan ingresar a la subestación. Conforme a lo anterior, para el cálculo de las tensiones de paso y contacto máximas, se utilizan las fórmulas indicadas en la norma IEEE Std.80-2013.
- Para la verificación del diseño de las mallas de puesta a tierra se considera un tiempo de duración de fallas a tierra de 0.5 segundos.

4.4. Descripción general de casos analizados

La presente sección tiene por finalidad describir los cuatro casos evaluados en este estudio, los cuales fueron seleccionados por representar condiciones de falla particularmente exigentes para el sistema eléctrico del complejo fotovoltaico. Cada caso se define por la ubicación del punto de aplicación de la falla y por la magnitud de la corriente de secuencia cero que retorna hacia el sistema de puesta a tierra, parámetros que determinan la severidad de la elevación de potencial y las tensiones de superficie asociadas. Es importante señalar que los casos I y II comparten el mismo punto de aplicación de la falla, diferenciándose únicamente en la magnitud de la corriente considerada, mientras que los casos III y IV incorporan escenarios ubicados en distintos niveles de tensión dentro de la instalación.

Todos los casos que serán descritos se utilizan como referencia para el análisis comparativo entre las variantes (a) sin interconexión y (b) con interconexión física entre mallas, permitiendo identificar los efectos asociados al acoplamiento eléctrico del sistema.

La Figura 4.1 muestra la variante (a) de los casos en estudio, es decir, el modelo sin interconexión física entre mallas.

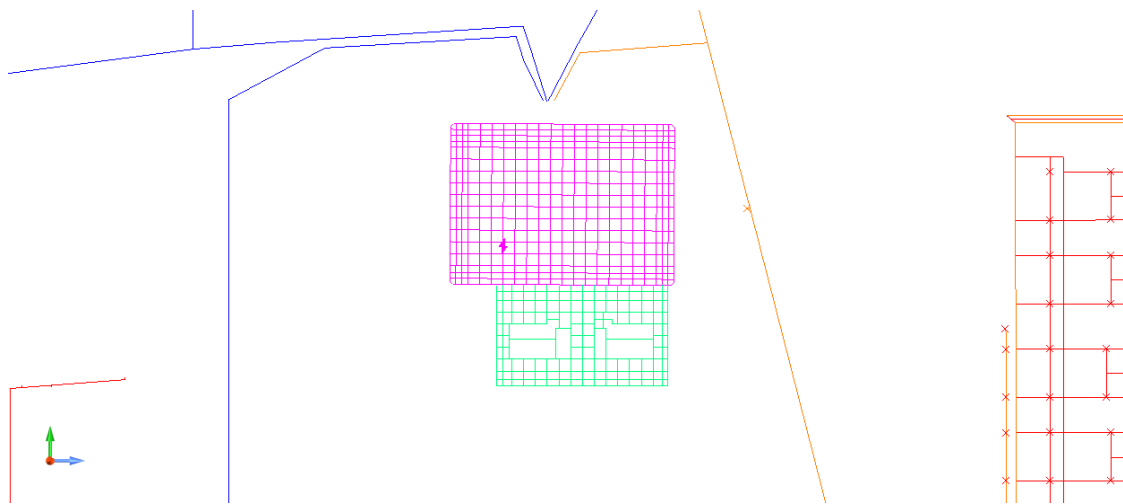


Figura 4.1: Variante (a): Sistemas de puesta a tierra sin interconexión física, en la interfaz de XGSLab.

La Figura 4.2 presenta la misma configuración, pero con las mallas interconectadas físicamente, lo que representa la variante (b) que será analizada en los casos de estudio que serán descritos a continuación.

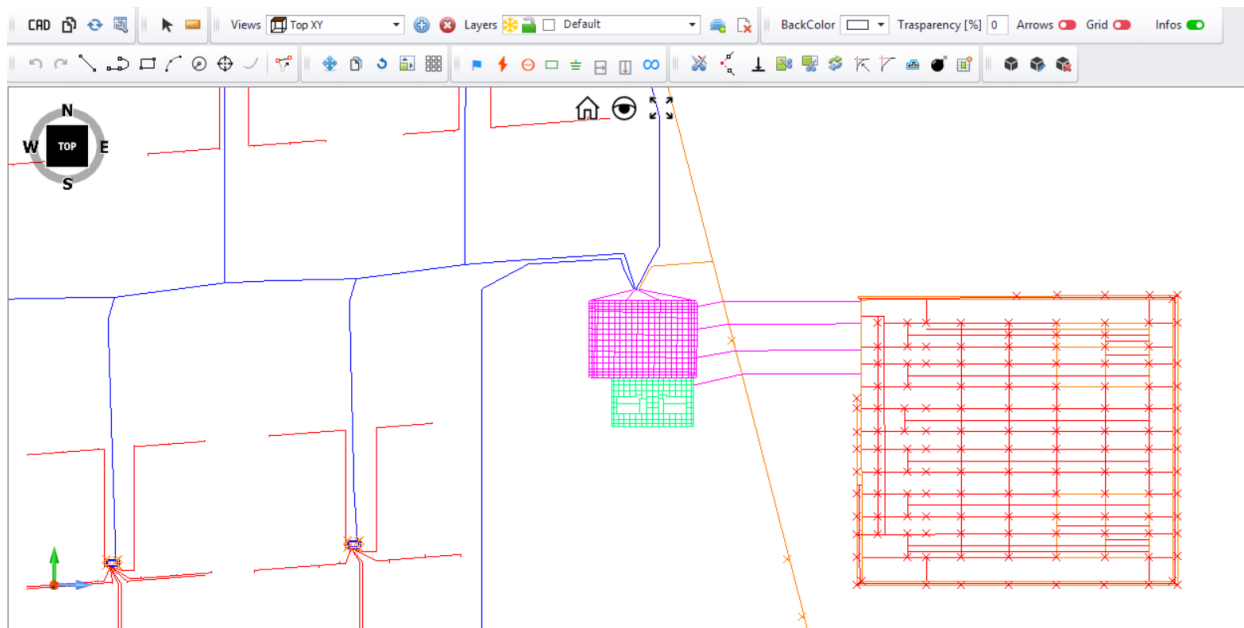


Figura 4.2: Variante (b): Sistemas de puesta a tierra con interconexión física, en la interfaz de XGSLab.

4.4.1. Caso I: Falla monofásica a tierra en el nivel de 220 kV (corriente proveniente del sistema de potencia)

El Caso I considera una falla monofásica aplicada en el nivel de 220 kV del sistema, empleando para su modelación la corriente de secuencia cero aportada por el sistema interconectado bajo dicha condición. Este escenario representa la condición operativa más realista para el complejo fotovoltaico, debido a que, ante una falla en el nivel de transmisión, la corriente de retorno fluye hacia el punto de falla a través del neutro del transformador y del camino metálico de la red de transmisión. En este contexto, la corriente aportada por el transformador elevador no se inyecta al terreno, sino que circula localmente por los elementos metálicos de la instalación y retorna al propio transformador, producto de la aislación galvánica que impone la conexión YNd11d11.

Como consecuencia de este comportamiento, la única componente que efectivamente se dispersa al suelo corresponde a la corriente proveniente del sistema interconectado, razón por la cual este valor se adopta en la modelación del sistema de puesta a tierra. Aunque la magnitud de la corriente considerada en este caso es menor que la utilizada en el Caso II, y por tanto menos conservadora, constituye la representación más adecuada del flujo real de corriente durante una falla monofásica en 220 kV.

La corriente empleada permite evaluar la distribución del retorno hacia las distintas mallas y cuantificar la variación de los perfiles de tensión bajo las condiciones que reflejan de mejor forma el comportamiento del sistema ante una falla de este tipo.

4.4.2. Caso II: Falla monofásica a tierra en el nivel de 220 kV (corriente total en la barra de 220 kV)

El Caso II corresponde igualmente a una falla monofásica aplicada en el nivel de 220 kV, compartiendo el mismo punto de aplicación descrito en el Caso I. Sin embargo, en esta variante se emplea la corriente total de secuencia cero obtenida en la barra de 220 kV a partir de la simulación del sistema, valor que incorpora tanto el aporte del sistema de potencia como el aporte interno del complejo fotovoltaico. Aunque esta corriente no refleja necesariamente la componente que efectivamente se inyectaría al terreno, sí constituye un escenario más exigente y conservador desde el punto de vista del estudio de la dispersión de corriente hacia el suelo. Su incorporación permite analizar el comportamiento del sistema de puesta a tierra bajo condiciones en las que la magnitud de la corriente considerada es significativamente mayor que la utilizada en el Caso I.

La utilización de esta corriente total tiene como propósito evaluar la respuesta del sistema frente a una condición extrema dentro del rango de operación posible, determinando las elevaciones de potencial y las tensiones de superficie asociadas a un escenario de mayor severidad. Este enfoque resulta particularmente útil para contrastar la efectividad de la interconexión de mallas, ya que permite observar cómo se modifican los gradientes de potencial y la redistribución de corrientes cuando el sistema se analiza bajo una magnitud de falla considerablemente más elevada.

4.4.3. Caso III: Falla monofásica a tierra en el nivel de 33 kV

El tercer escenario corresponde a una falla monofásica ubicada en el nivel de 33 kV de la subestación elevadora. En este caso, la corriente que retorna a tierra se encuentra limitada por las resistencias de puesta a tierra asociadas a los transformadores zig-zag, obteniéndose una corriente de secuencia cero de baja magnitud. La presencia de estos transformadores establece un camino de retorno controlado en el nivel de media tensión, lo que explica la reducción significativa de la corriente de falla en comparación con los escenarios aplicados en el nivel de transmisión.

Este caso permite evaluar el comportamiento del sistema ante una contingencia de menor severidad respecto de los casos I y II, pero directamente vinculada al nivel de media tensión. Su análisis resulta relevante porque, en este nivel, la circulación de la corriente de retorno y la interacción con las mallas de puesta a tierra están condicionadas por la presencia de los transformadores zig-zag y por la impedancia propia del circuito en 33 kV, permitiendo identificar diferencias en los perfiles de tensión respecto de los escenarios aplicados en transmisión.

4.4.4. Caso IV: Falla monofásica en los centros de transformación de la planta fotovoltaica

El cuarto escenario corresponde a una falla monofásica ubicada en los centros de transformación de la planta fotovoltaica. En este caso, la corriente de secuencia cero que retorna hacia tierra se encuentra limitada por la impedancia del circuito asociado a los centros de transformación y por las resistencias de puesta a tierra locales, resultando en una corriente de menor magnitud

en comparación con los escenarios analizados en el sistema de transmisión. La ubicación de la falla dentro de la propia infraestructura de generación introduce una distribución particular de la corriente de retorno, influida por la geometría del sistema colector y por la distancia eléctrica entre los centros de transformación y las mallas principales del complejo.

Este escenario permite evaluar el comportamiento del sistema de puesta a tierra frente a una contingencia directamente asociada a la planta fotovoltaica, en un punto más alejado de la subestación elevadora y estrechamente vinculado a los circuitos de generación distribuida. Su análisis resulta relevante para identificar cómo se modifican los perfiles de tensión y los gradientes de potencial en las zonas donde se concentra el equipamiento de generación, complementando la visión entregada por los casos anteriores, enfocados en fallas aplicadas en niveles más altos de la red.

4.5. Criterios de evaluación y comparación de escenarios

Para evaluar el desempeño de los distintos escenarios analizados, se definieron criterios de comparación basados en parámetros eléctricos relevantes desde el punto de vista de la seguridad de las personas y del cumplimiento normativo. En particular, se consideran los valores máximos de elevación del potencial de tierra, las tensiones de paso y de contacto, y la resistencia equivalente del sistema de puesta a tierra.

La comparación entre escenarios se realiza de forma cuantitativa y visual, analizando la variación absoluta y porcentual de dichos parámetros al pasar desde configuraciones con mallas individuales hacia configuraciones con mallas interconectadas. Adicionalmente, se evalúa la distribución espacial de las tensiones en la superficie del terreno, identificando zonas críticas y zonas seguras.

El cumplimiento de los límites de seguridad establecidos en la IEEE Std 80 constituye el principal criterio de aceptación para cada escenario simulado. De esta forma, es posible determinar si la interconexión de las mallas representa una mejora efectiva en términos de seguridad eléctrica respecto de las configuraciones no interconectadas.

Capítulo 5

Simulaciones

El alcance del estudio considera la simulación del sistema ante fallas monofásicas y bifásicas a tierra, con el objetivo de determinar la elevación del potencial de tierra, las tensiones de paso y contacto, la resistencia equivalente del conjunto y la distribución de zonas seguras en la superficie. El modelado eléctrico se desarrolla en ETAP, mientras que el análisis de los sistemas de puesta a tierra se lleva a cabo en XGSLab. Inicialmente, las mallas se evaluarán como conjuntos de electrodos independientes y, posteriormente, como un único sistema interconectado con el fin de analizar los efectos y posibles virtudes de la equipotencialización.

5.1. Hardware

Las simulaciones asociadas a la evaluación de cada uno de los sistemas de puesta a tierra por separado fueron realizadas en un equipo portátil de uso personal, cuyas características se detallan en la Tabla 5.1.

Parámetro	Especificación
Marca / Modelo	HP Victus 15-fb01161a
Procesador	AMD Ryzen 5 5600H, 6 núcleos, 12 hilos, hasta 4.2 GHz
Memoria RAM	32 GB DDR4 @ 3200 MHz
Almacenamiento	SSD PCIe NVMe M.2 de 512 GB
Tarjeta gráfica (GPU)	NVIDIA GeForce GTX 1650, 4 GB GDDR6
Pantalla	15.6" FHD (1920x1080), antirreflejo, 144 Hz
Sistema operativo	Windows 11 Home (64 bits)
Conectividad	Wi-Fi 6, Bluetooth 5.2, Ethernet RJ-45
Puertos	USB-C, USB-A (x2), HDMI 2.1, jack 3.5 mm, lector SD
Peso aproximado	2.3 kg

Tabla 5.1: Especificaciones técnicas del equipo utilizado para simulaciones de mallas individuales

Debido a que la licencia educacional del software XGSLab permite realizar simulaciones con un máximo de 5000 elementos, esta restricción resultó insuficiente para modelar de manera conjunta los sistemas de puesta a tierra considerados en el estudio. Por tal motivo, se recurrió al uso de una licencia profesional, con la cual fue posible ejecutar las simulaciones completas. Dichas simulaciones se llevaron a cabo en un equipo portátil perteneciente a la empresa IAD Limitada, quienes facilitaron cordialmente el acceso al software.

Las especificaciones técnicas del equipo utilizado se presentan en la Tabla 5.2.

Parámetro	Especificación
Marca / Modelo	HP ZBook 15v G5
Procesador	Intel Core i7-9750H, 6 núcleos, 12 hilos, frecuencia base de 2.60 GHz (hasta 4.50 GHz con Turbo Boost)
Memoria RAM	16 GB DDR4 @ 2667 MHz
Almacenamiento	SSD de 954 GB
Tarjeta gráfica (GPU)	NVIDIA Quadro P600, 4 GB GDDR5
Pantalla	15.6" FHD (1920x1080), antirreflejo
Sistema operativo	Windows 11 Pro (64 bits), versión 24H2
Conectividad	Wi-Fi, Bluetooth, Ethernet RJ-45
Puertos	USB-C, USB-A (x2), HDMI, jack 3.5 mm, lector SD
Peso aproximado	2.2 kg

Tabla 5.2: Especificaciones técnicas del equipo utilizado para simulaciones de mallas múltiples

5.2. Sistema de potencia

5.2.1. Equivalente de la red

Con el propósito de representar de manera adecuada el comportamiento eléctrico del sistema en el punto de conexión, se desarrolla el modelo equivalente de la red. Este modelo resume los parámetros eléctricos que permiten caracterizar la respuesta del sistema frente a condiciones de falla, tales como la potencia de cortocircuito, la corriente de falla y la relación X/R, los cuales constituyen los datos de entrada para el modelado del sistema de puesta a tierra.

En la Tabla 5.3 se presentan los valores considerados para las condiciones de cortocircuito trifásico (3F) y monofásico (1F) en el punto de conexión, los cuales son utilizados para definir el equivalente de red en el modelo de simulación.

Condición	Potencia (MVA)	Corriente (kA)	X/R
Cortocircuito trifásico (3F)	6154	16.15	12
Cortocircuito monofásico (1F)	2652	6.96	8

Tabla 5.3: Parámetros eléctricos de cortocircuito considerados como datos de entrada para el modelo equivalente de red en el punto de conexión.

En la Tabla 5.4 se presentan las impedancias de secuencia expresadas en porcentaje, calculadas en base a los valores de potencia de cortocircuito definidos para el modelo equivalente.

Secuencia	%R (100 MVA)	%X (100 MVA)
Positiva	0.135	1.619
Negativa	0.135	1.619
Cero	1.000	8.000

Tabla 5.4: Impedancias de secuencia referidas a una base de 100 MVA utilizadas en el modelo equivalente de red.

Para la interconexión del modelo de red equivalente con la subestación se considera una línea de transmisión de circuito simple de 220 kV y 2.6 km de longitud, sin transposiciones, equipada con cable de guarda tipo OPGW que provee protección frente a descargas atmosféricas y comunicación entre los extremos de la línea.

5.2.2. Simulación del sistema de potencia equivalente

La simulación del sistema de potencia equivalente realizado en el software ETAP se muestra en la Figura 5.1, este se constituye por el modelo de la subestación, con su respectivo transformador de poder, transformadores auxiliares y de aislación, cargas del sistema y el modelo del sistema de almacenamiento BESS. Además, se incluye el modelo de la planta fotovoltaica, que considera los 46 centros de transformación.

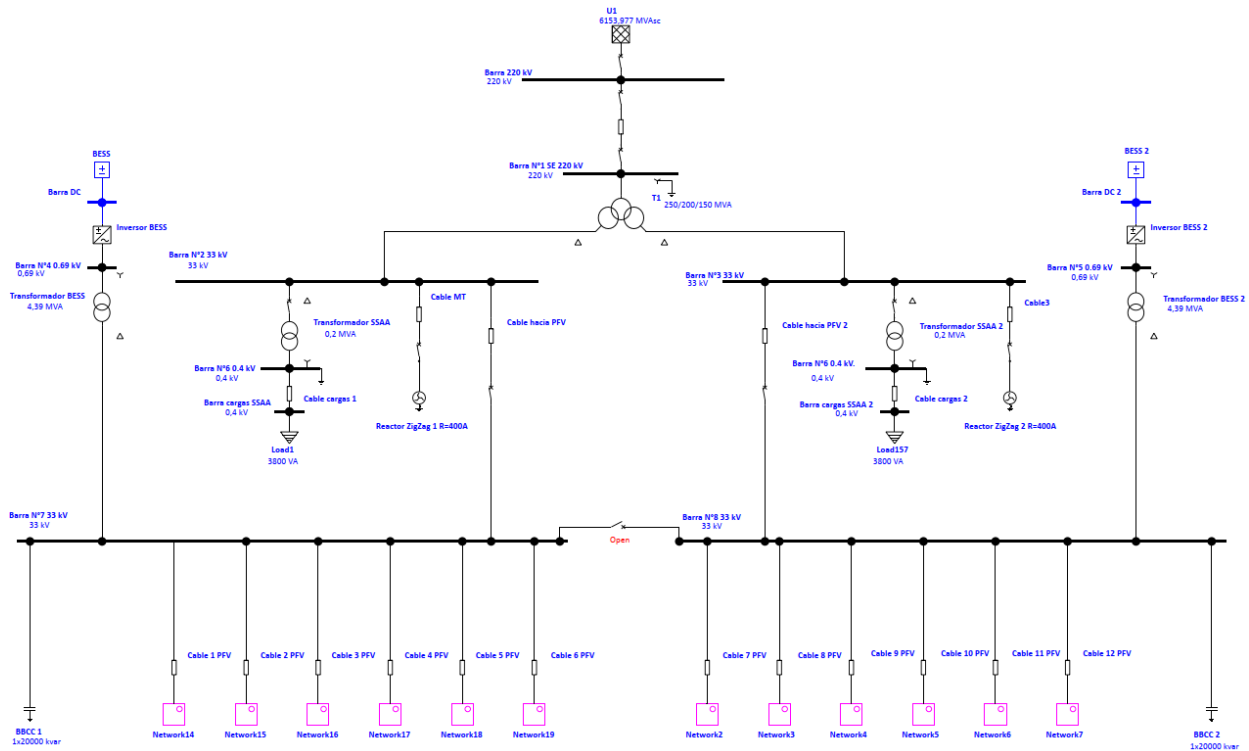


Figura 5.1: Sistema de potencia equivalente modelado en el software ETAP

La Figura 5.2 muestra la representación esquemática de los centros de transformación modelados en el software ETAP, donde se observa la conexión de los inversores y transformadores elevadores que conforman el sistema de media tensión de la planta fotovoltaica.

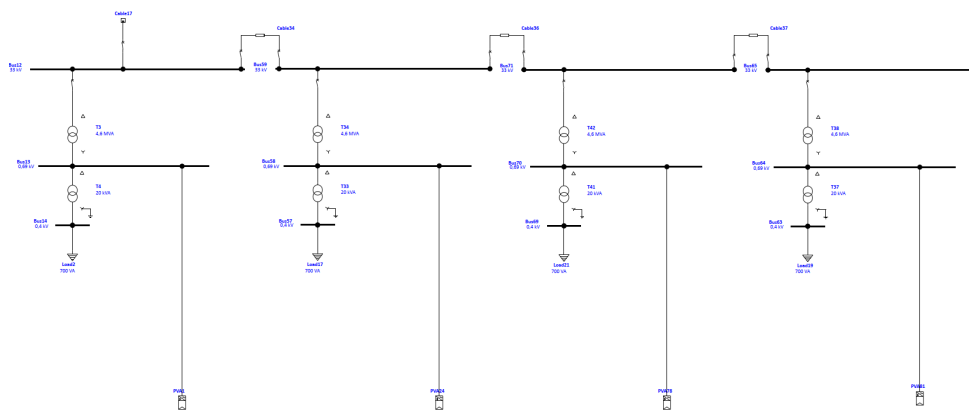


Figura 5.2: Cuatro (4) de los centros de transformación modelados en el software ETAP

5.2.3. Corrientes de cortocircuito obtenidas del modelo

En esta sección se presentan las corrientes de falla monofásica y bifásica a tierra obtenidas mediante el modelo del sistema eléctrico desarrollado en ETAP. Los valores mostrados en la Tabla 5.5 corresponden a la corriente total que circula durante la falla, considerando tanto la contribución externa proveniente del sistema de transmisión, como la contribución interna asociada a la planta fotovoltaica y al sistema de almacenamiento.

Ubicación de falla	1F-T (kA)	2F-T (kA)
Barra N°1 – 220 kV	13.655	13.156
Barra N°2 – 33 kV	0.431	0.234
Barra N°3 – 33 kV	0.431	0.234
Barra N°6 – 0.4 kV	7.566	7.579
Barra N°7 – 33 kV	0.431	0.234
Barra N°8 – 33 kV	0.431	0.234
Barra N°9 – 0.4 kV	0.886	0.825

Tabla 5.5: Corrientes de falla monofásica (1F-T) y bifásica a tierra (2F-T) obtenidas a partir del modelamiento del sistema de potencia.

Durante una falla a tierra ubicada en el nivel de 220 kV, la corriente de secuencia cero que fluye hacia el punto de falla retorna hacia el sistema interconectado a través del neutro del transformador y del camino de retorno de la red de transmisión. En este contexto, la corriente que aporta el transformador elevador de la subestación no se inyecta al terreno, sino que circula de manera local a través de los elementos metálicos de la instalación (conductores, estructuras y malla de puesta a tierra), retornando hacia el propio transformador debido a la aislación galvánica que impone la conexión YNd11d11. Por este motivo, en el modelado del sistema de puesta a tierra se considera únicamente la corriente proveniente del sistema interconectado como componente efectiva que se dispersa al suelo, ya que la corriente interna generada por la planta fotovoltaica no posee un camino de retorno hacia tierra a través del electrodo de la subestación.

Las Figuras 5.3 y 5.4 muestran la distribución de corrientes obtenidas en el software ETAP para las condiciones de falla monofásica y bifásica a tierra en la barra de 220 kV, respectivamente. Estos resultados permiten identificar las contribuciones de corriente provenientes del sistema interconectado y del transformador de poder, utilizadas como principal referencia para el modelado del sistema de puesta a tierra en el software XGSLab.

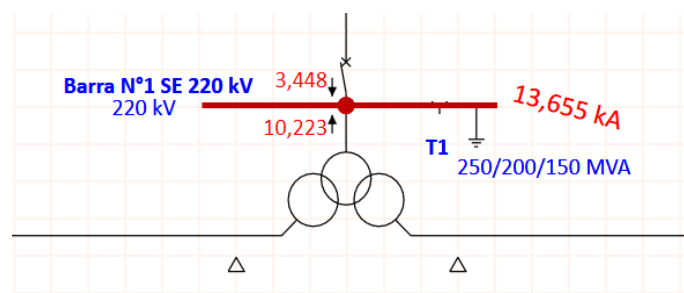


Figura 5.3: Distribución de corrientes para falla monofásica en Barra N°1 220 kV

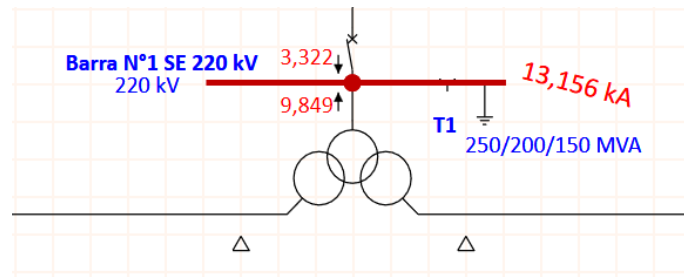


Figura 5.4: Distribución de corrientes para falla bifásica a tierra en Barra N°1 220 kV

5.2.3.a. Cálculo del factor de división

Si bien la línea de transmisión considerada permite la conexión galvánica con electrodos de puesta a tierra remotos, se considera un factor de división de corriente unitario de forma conservadora.

5.2.3.b. Máxima corriente de fuga a tierra

La estimación de la máxima corriente de fuga se realiza bajo el supuesto de que la totalidad de la corriente de falla, correspondiente a la componente de secuencia cero, es disipada a través de la malla de puesta a tierra. En otras palabras, se considera un factor de división de corriente del 100 %. Por lo tanto, para fallas ubicadas en el lado 220 kV de la subestación elevadora la corriente efectiva inyectada al sistema de puesta a tierra I_G se obtiene mediante:

$$I_G = S_f D_f I_F = 1 \cdot 1.02515 \cdot 3.448 = 3.535 \text{ kA.} \quad (5.1)$$

Así mismo, para fallas ubicadas en el lado 33 kV de la subestación elevadora la corriente efectiva inyectada al sistema de puesta a tierra I_G se obtiene mediante:

$$I_G = S_f D_f I_F = 1 \cdot 1.02515 \cdot 0.431 = 0.442 \text{ kA.} \quad (5.2)$$

Finalmente, para fallas ubicadas en los CT's la corriente efectiva inyectada al sistema de puesta a tierra I_G se obtiene mediante:

$$I_G = S_f D_f I_F = 1 \cdot 1.02515 \cdot 0.886 = 0.908 \text{ kA.} \quad (5.3)$$

Considerando un X/R de 8 en el punto de falla, el factor de decremento D_f se determina según la siguiente expresión:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot t_f}{T_a}}\right)} = \sqrt{1 + \frac{X/\omega R}{0.5} \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0.5}{0.0231}}\right)} = 1.02515. \quad (5.4)$$

5.3. Mediciones de resistividad del terreno

La modelación de las mediciones de resistividad eléctrica del terreno en la interfaz del software se adjunta a continuación, en la Figura 5.5.

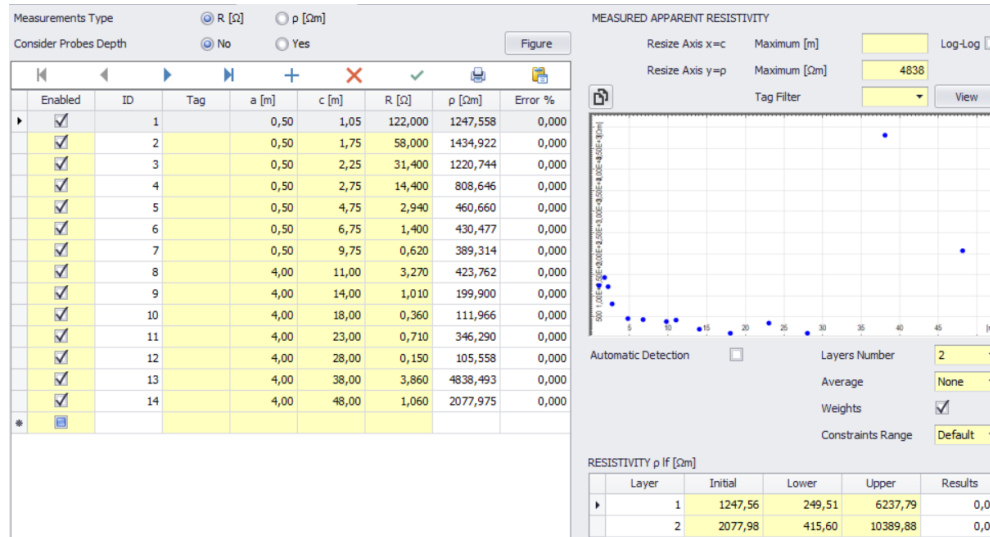


Figura 5.5: Modelación de la mediciones de resistividad eléctrica en XGSLab

La Figura 5.6 presenta la modelación del terreno mediante un modelo de dos capas en el software XGSLab. Este modelo considera una capa superficial con una resistividad de 1389 Ω m y un espesor de 1.2 m, sobre una segunda capa de resistividad 415.6 Ω m que se extiende a profundidad infinita. Adicionalmente, se incorpora una capa superficial de grava con resistividad de 3000 Ω m y espesor de 0.15 m, utilizada como material de recubrimiento para mejorar las condiciones de seguridad frente a tensiones de paso y contacto en el área de la subestación elevadora y sistema de almacenamiento BESS de 8 MW.

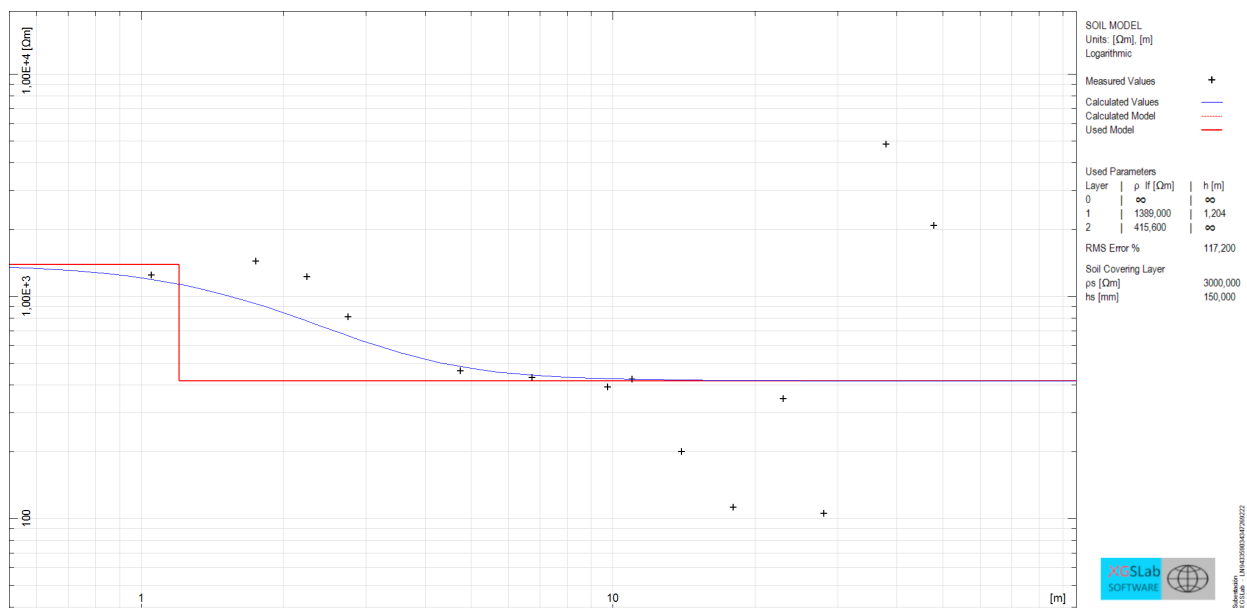


Figura 5.6: Modelación del modelo de dos capas en XGSLab

5.4. Tensiones máximas tolerables

Las tensiones tolerables máximas dependerán en gran medida de la resistividad superficial del suelo, del tiempo de permanencia de la falla, resistividad del suelo, así como del peso de la persona. De acuerdo los valores de entrada presentados en la Tabla 5.6, los voltajes tolerados son los que se indican en la Figura 5.7. Se debe notar que se han empleado las expresiones referentes a una persona de 50 kg por ser el caso más restrictivo en términos de tensiones tolerables.

Parámetros de entrada	
Parámetro	Valor
ρ_{Capa1} (Ωm)	1389.25
$h_{\text{superficial}}$ (m)	0.15
$\rho_{\text{superficial}}$ (Ωm)	3000
t_{despeje} (s)	0.5
C_s (-)	0.8761

Tabla 5.6: Parámetros de entrada para el modelo de suelo y capa superficial.

The screenshot shows the XGSLab software interface for IEEE Std 80-2013. It features a list of input parameters on the left and their corresponding calculated values on the right. A 'Calculate' button is located between the input and output sections.

IEEE Std 80-2013	Value
tf [s]	0.5
Rb [Ω]	1000
Body Weight [kg]	50
Rsh [Ω]	0
Rgl [Ω]	0
Zone	1
Calculate	
Ib [A]	1.640E-01
Ustp [V]	517.74141
Ussp [V]	1578.8193
Ustp+SCL [V]	837.19217
Ussp+SCL [V]	2856.6224

Figura 5.7: Tensiones máximas entregadas por el software XGSLab.

5.5. Sistema de puesta a tierra de la subestación y BESS actual

La subestación eleva la tensión de 33 kV a 220 kV, permitiendo la conexión de la planta fotovoltaica al sistema eléctrico nacional. La modelación del sistema de puesta a tierra de la subestación (color morado) y BESS actual (color rojo) se aprecia en la Figura 5.8 y sus características principales se detallan a continuación,

- Malla de cobre con reticulado principal de 4 m x 4 m, enterrada a 0.6 m de profundidad y diámetro de conductor 4/0 AWG. Se consideró un recubrimiento de electrogel de 20 cm de radio y 15 cm de gravilla de 3000 Ω m.

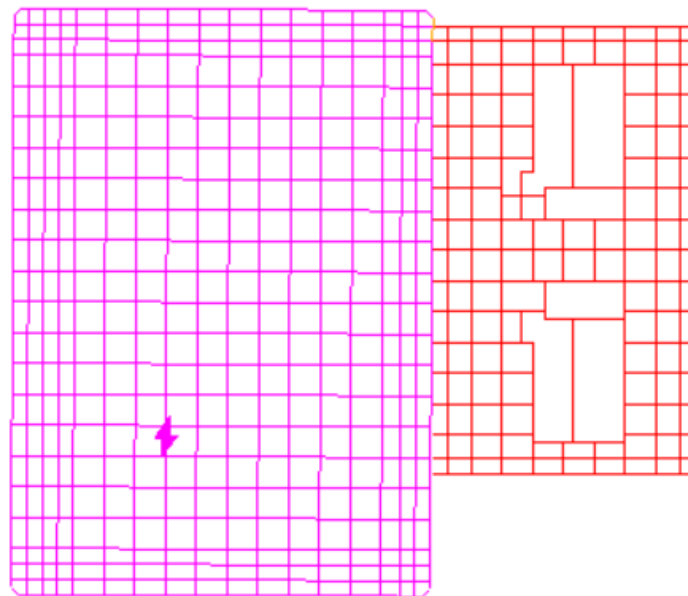


Figura 5.8: Sistema de puesta a tierra de la subestación elevadora y BESS actual modelada en XGSLab.

Para el punto de falla utilizado, donde se aprecia el ícono de rayo, la resistencia de diseño obtenida en el software es de 2.436 Ω .

5.6. Sistema de puesta a tierra de la planta fotovoltaica

La planta fotovoltaica es una instalación de generación solar con una potencia instalada de 230 MW. La energía generada es evacuada al sistema eléctrico mediante una subestación elevadora de 33/220 kV, a través de una línea de transmisión de 220 kV.

El sistema de puesta a tierra de la planta incluye:

- Red de puesta a tierra auxiliar para sistemas auxiliares, con conductores de 35 mm² (color naranja).
- Red de puesta a tierra con conductores de 50 mm² (color rojo).
- Mallas equipotenciales en centros de transformación (CTs), conformadas por conductores de cobre desnudo de 70 mm² (color azul) y electrodos verticales
- Una malla perimetral interconectada, diseñada para asegurar equipotencialidad global.

El sistema de puesta a tierra de la planta fotovoltaica modelado en la interfaz del software XGSLab se aprecia en la Figura 5.9.

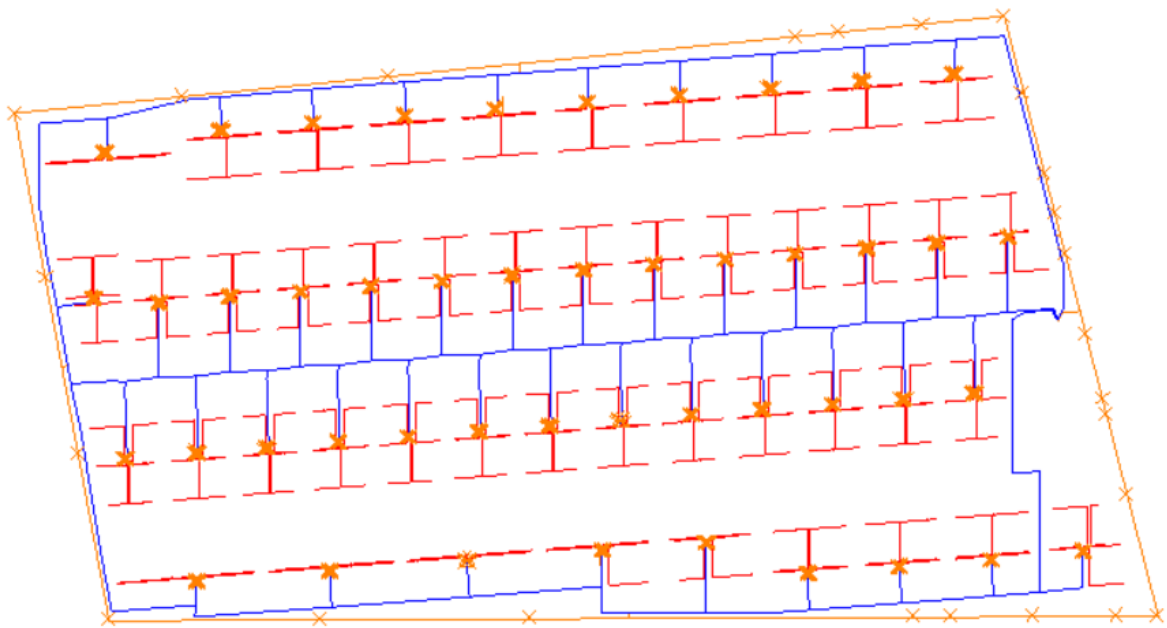


Figura 5.9: Sistema de puesta a tierra de la planta fotovoltaica modelada en XGSLab.

La resistencia de diseño obtenida en el software fue de 0.546 Ω .

5.7. Sistema de puesta a tierra del sistema de almacenamiento BESS

El sistema de almacenamiento en baterías se encuentra en fase de ampliación desde una capacidad inicial de 8 MW hasta un máximo proyectado de 208 MW. Opera a nivel de 33 kV y comparte malla de puesta a tierra con la subestación existente.

Las características del sistema de puesta a tierra del BESS son:

- Malla de cobre de calibre 4/0 AWG (color rojo) (107 mm^2), con aproximadamente 1990 m lineales tratados con aditivo (color naranja).
- Uso de aditivo aplicado a razón de 2 kg/m lineal, según especificación técnica.

El sistema de puesta a tierra del sistema de almacenamiento propuesto, modelado en la interfaz del software XGSLab se aprecia en la Figura 5.10.

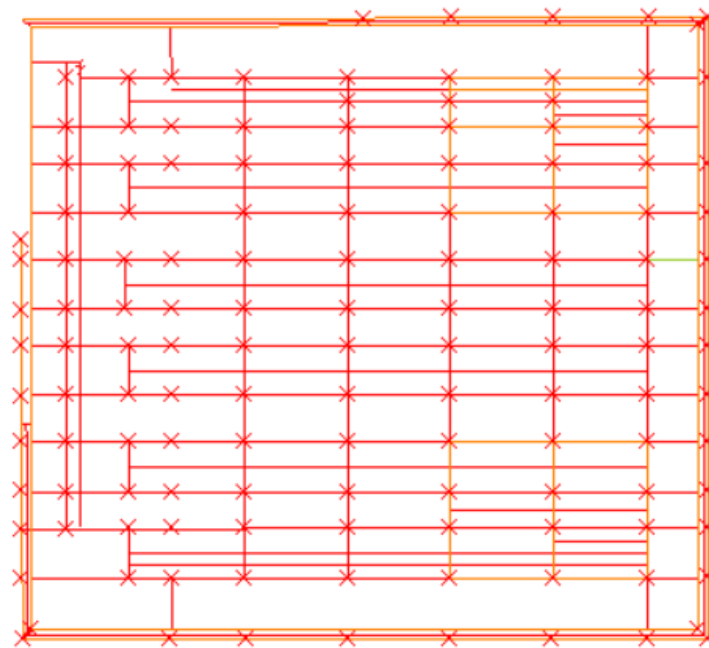


Figura 5.10: Sistema de puesta a tierra BESS proyectado modelada en XGSLab.

La resistencia de diseño obtenida en el software fue de 0.947Ω .

5.8. Resultados

5.8.1. Caso I

El análisis del Caso I se inicia evaluando la elevación del potencial de tierra. La falla considerada corresponde a una falla monofásica ubicada en el nivel de 220 kV con una corriente de secuencia cero de 3.535 kA, valor representativo del aporte real del sistema interconectado.

En la configuración (a), la resistencia de puesta a tierra vista desde el punto de falla es de 2.214 Ω . La Figura 5.11 muestra un GPR máximo de 7822 V, concentrado sobre la subestación elevadora y el sistema BESS actual. Hacia la planta fotovoltaica y el BESS proyectado el potencial disminuye hasta valores cercanos a 800 V, evidenciando un gradiente pronunciado y una clara separación eléctrica entre las instalaciones.

En la configuración (b), la interconexión de las mallas reduce la resistencia equivalente del electrodo a 0.247 Ω . Como resultado, el GPR máximo disminuye a 895 V, según la Figura 5.12. Aunque el área afectada por potenciales elevados se amplía, la magnitud absoluta del GPR se reduce casi en un orden de magnitud, confirmando el efecto amortiguador de la equipotencialización sobre la respuesta del sistema ante fallas en el nivel de transmisión.

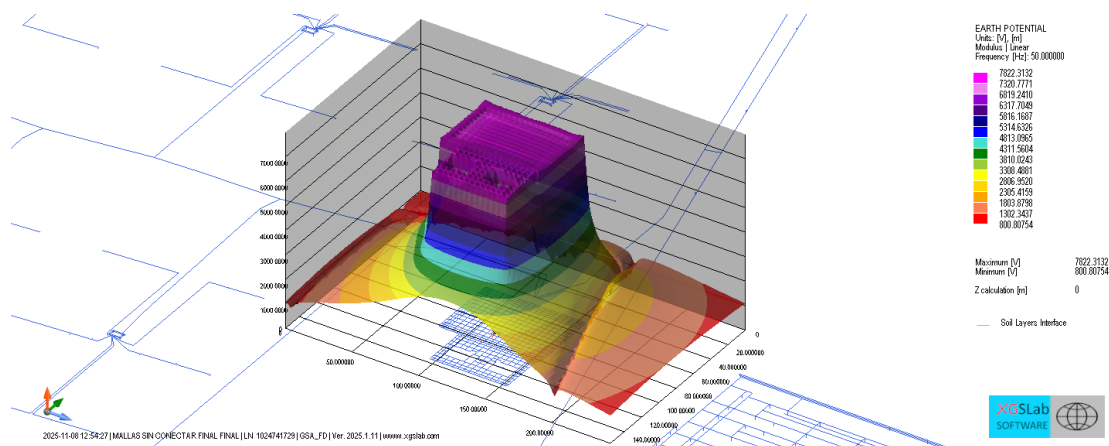


Figura 5.11: Distribución de potencial en superficie para la configuración (a), Caso I.

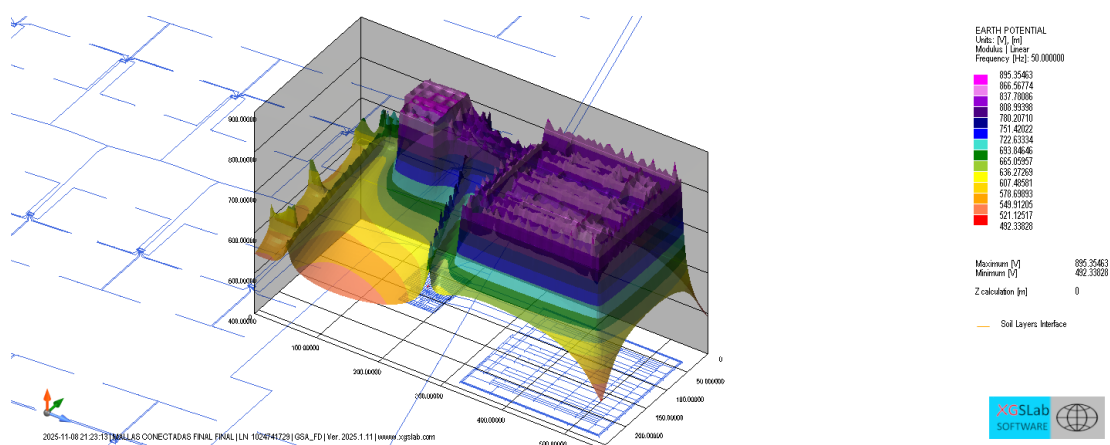


Figura 5.12: Distribución de potencial en superficie para la configuración (b), Caso I.

Un comportamiento similar se observa en las tensiones de contacto. En la configuración (a), la Figura 5.13 muestra un valor máximo cercano a 5797 V en el entorno del punto de falla, mientras que sobre la planta fotovoltaica y el BESS proyectado las tensiones de contacto descienden a valores del orden de 0.5 V. En la configuración (b), en cambio, la tensión de contacto máxima se reduce a aproximadamente 394 V, según la Figura 5.14, en la mayor parte de la subestación y de las mallas asociadas al almacenamiento se alcanzan valores cercanos a 0.01 V. Esta reducción refleja el efecto de la equipotencialización global del sistema, que tiende a homogenizar el potencial en superficie y a limitar los gradientes locales.

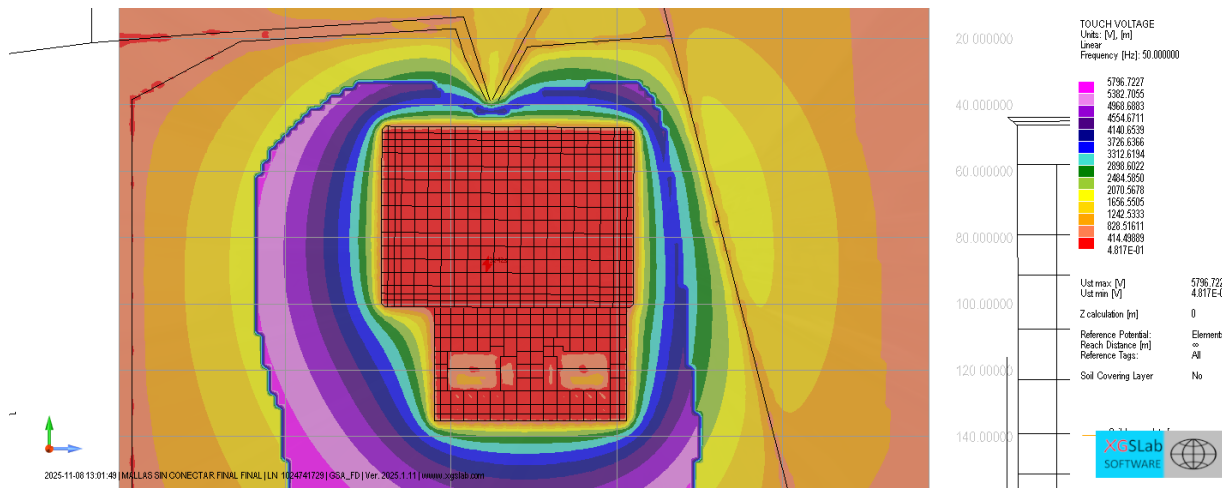


Figura 5.13: Distribución de la tensión de contacto para la configuración (a), Caso I.

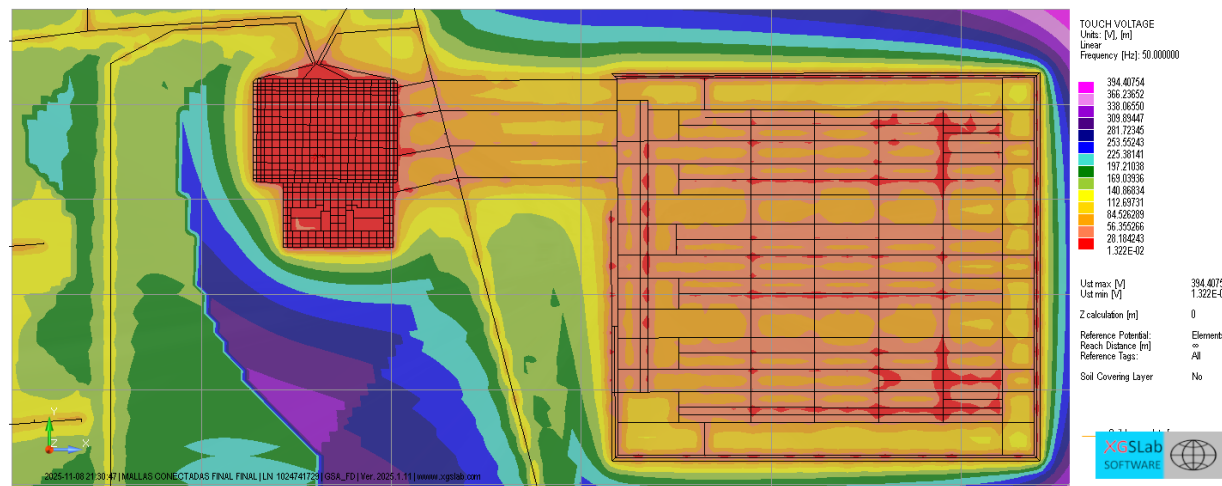


Figura 5.14: Distribución de la tensión de contacto para la configuración (b), Caso I.

En cuanto a las tensiones de paso, en el caso (a) los valores máximos son del orden de 782 V, concentrados principalmente en los bordes de las mallas de la subestación elevadora y del BESS actual, mientras que una fracción importante de estas instalaciones presenta valores cercanos a 0.232 V, tal como se aprecia en la Figura 5.15. Bajo la configuración (b), la Figura 5.16 muestra que las tensiones de paso máximas se reducen a aproximadamente 23 V, localizadas en sectores puntuales del BESS actual y proyectado, en tanto que en el resto del sistema se observan valores del orden de 0.04 V. Al igual que en el caso de las tensiones de contacto, la interconexión de

mallas produce una disminución significativa de las magnitudes y una distribución más uniforme de los potenciales.

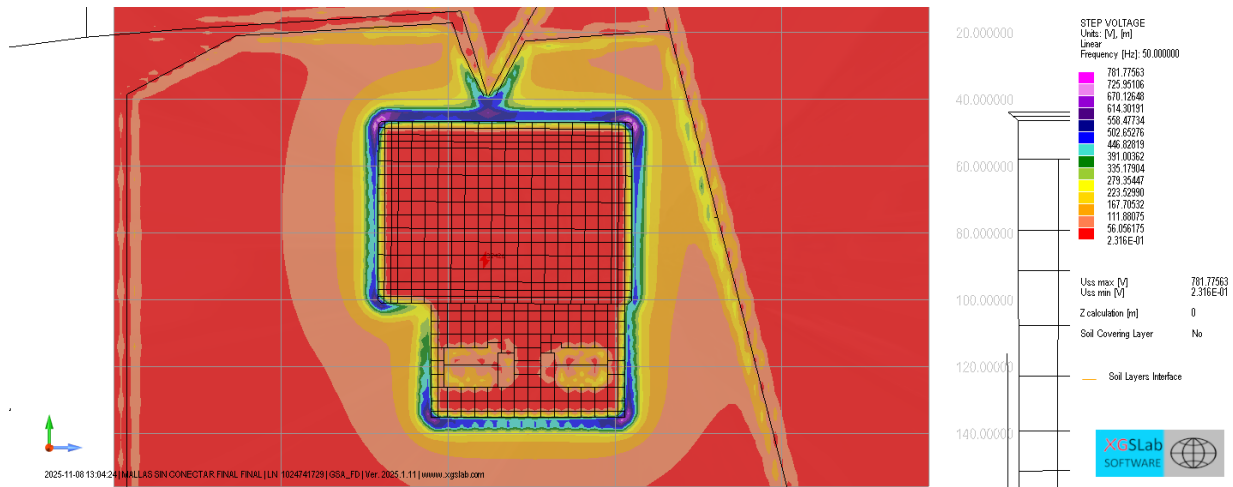


Figura 5.15: Distribución de la tensión de paso para la configuración (a), Caso I.

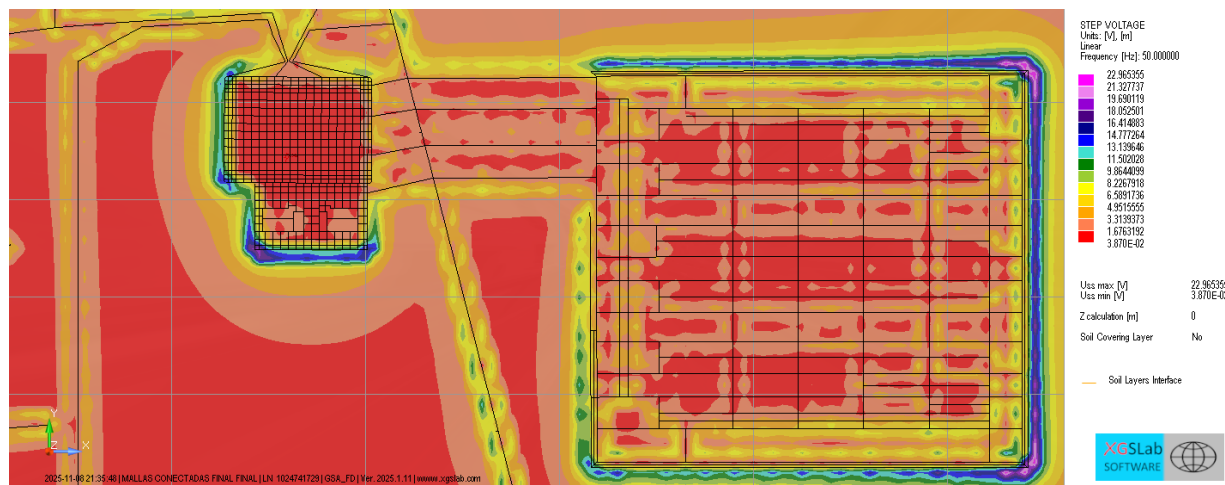


Figura 5.16: Distribución de la tensión de paso para la configuración (b), Caso I.

El impacto global de estas diferencias puede apreciarse en los layouts de zonas seguras. Para la configuración (a), la Figura 5.17 muestra que solo algunos sectores de la subestación elevadora y del BESS actual se mantienen dentro de los límites establecidos por la norma IEEE Std. 80, mientras que gran parte de la planta fotovoltaica presenta tensiones de paso o contacto fuera de rango. En contraste, en la configuración (b) la Figura 5.18 evidencia que todo el complejo se encuentra en condición segura. De este modo, para la corriente de falla considerada en el Caso I, la interconexión física de las mallas transforma un conjunto de sistemas parcialmente fuera de norma en un único electrodo que cumple íntegramente los criterios de seguridad de la norma vigente.

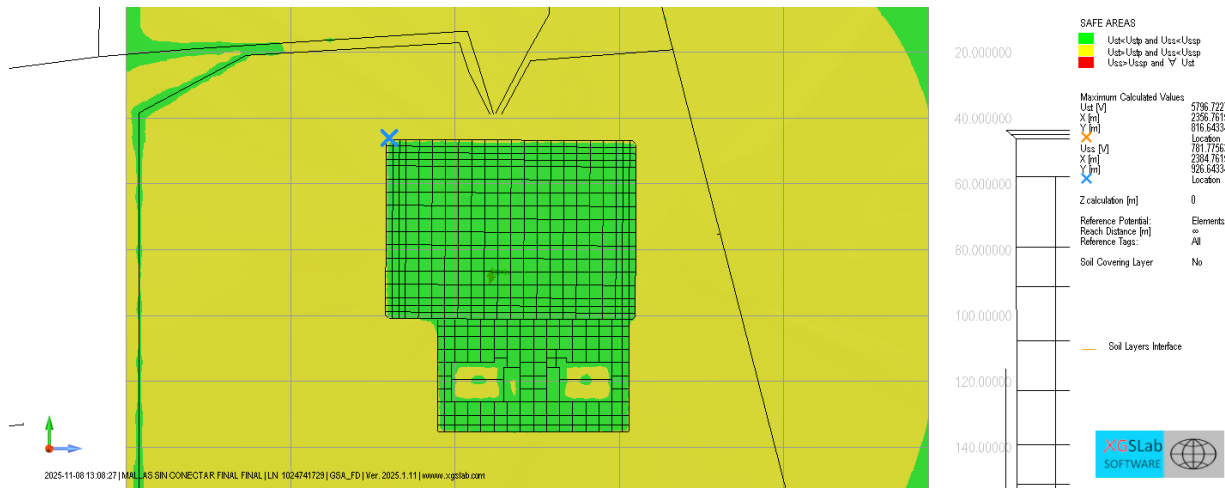


Figura 5.17: Layout de las zonas seguras para la configuración (a), Caso I.

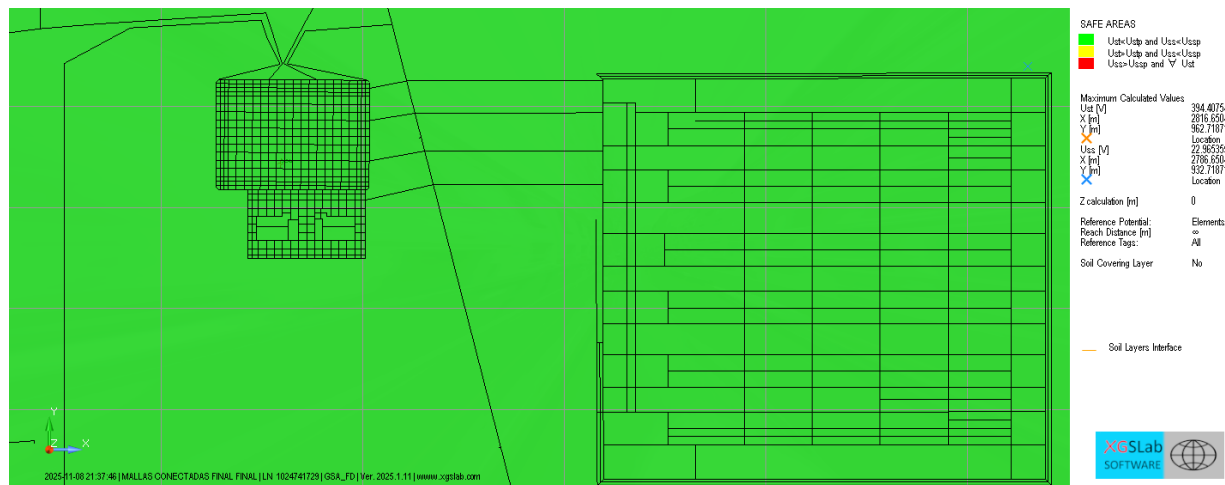


Figura 5.18: Layout de las zonas seguras para la configuración (b), Caso I.

5.8.2. Caso II

El Caso II considera nuevamente una falla ubicada en el lado de 220 kV de la subestación elevadora; sin embargo, en este escenario se utiliza la corriente total registrada en la barra durante la contingencia, correspondiente a 14.009 kA. Aunque este valor no representa la corriente que efectivamente se inyectaría al terreno, su utilización permite evaluar el comportamiento del sistema frente a un escenario más conservador y de mayor exigencia, complementando el análisis realizado en el Caso I.

En la configuración (a), sin interconexión física entre mallas, la distribución de potencial en superficie mostrada en la Figura 5.19 arroja un GPR máximo del orden de 31240 V. Este valor, significativamente mayor que el obtenido en el Caso I(a), se concentra en la subestación elevadora y en el sistema de almacenamiento actual, mientras que en la planta fotovoltaica y en el área proyectada del BESS los niveles disminuyen a magnitudes cercanas a 2716 V. La ampliación de la magnitud de la corriente genera gradientes más pronunciados, aumentando la severidad del escenario.

Cuando las mallas se interconectan físicamente, configuración (b), la resistencia equivalente de puesta a tierra disminuye y, en consecuencia, el GPR máximo se reduce a aproximadamente 3548 V, según la Figura 5.20. Si bien este valor es mayor que el registrado en el Caso I(b) debido al incremento en la corriente de falla, sigue representando una reducción sustancial respecto del caso sin interconexión, donde el GPR superaba los 30 kV. Esto confirma que, aun frente a corrientes de mayor magnitud, la equipotencialización del sistema continúa proporcionando un beneficio significativo en términos de atenuación del potencial de tierra.

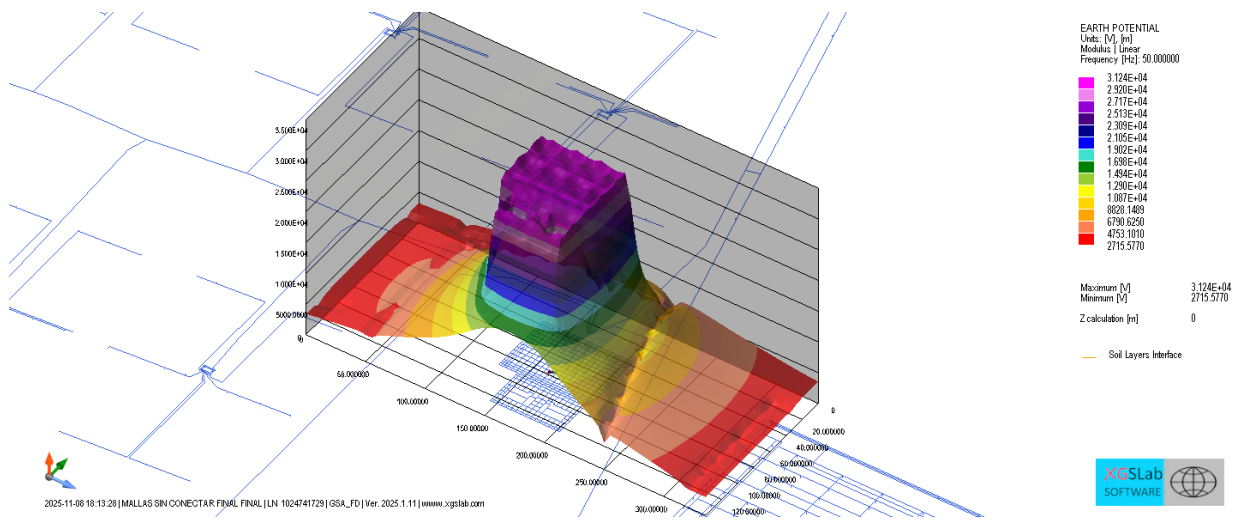


Figura 5.19: Distribución de potencial en superficie para la configuración (a), Caso II.

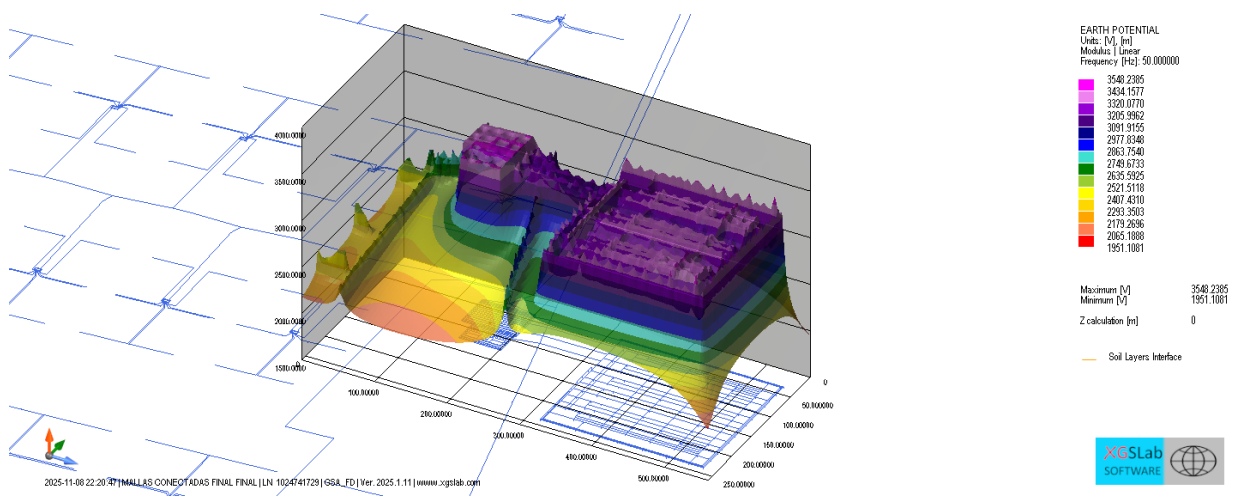


Figura 5.20: Distribución de potencial en superficie para la configuración (b), Caso II.

Las tensiones de contacto presentan un comportamiento coherente con el observado en el Caso I. En el escenario (a), la Figura 5.21 muestra un valor máximo cercano a 22740 V, concentrado en las zonas más próximas al punto de falla. En contraste, en la subestación elevadora y sobre las mallas de la planta fotovoltaica y del BESS proyectado, las tensiones se reducen a valores del orden de 3.3 V. Esta distribución confirma que las tensiones de contacto en el caso sin interconexión exhiben un gradiente muy marcado, con zonas críticas que superan ampliamente los límites establecidos por la norma IEEE Std. 80.

En la configuración (b), la Figura 5.22 evidencia una reducción significativa de las tensiones de contacto máximas, alcanzándose valores del orden de 1536 V. Aunque este valor sigue siendo elevado, representa una disminución de casi un orden de magnitud respecto del escenario sin interconexión. En la subestación elevadora y en las mallas asociadas al sistema de almacenamiento, las tensiones descienden a valores cercanos a 0.05 V.



Figura 5.21: Distribución de la tensión de contacto para la configuración (a), Caso II.

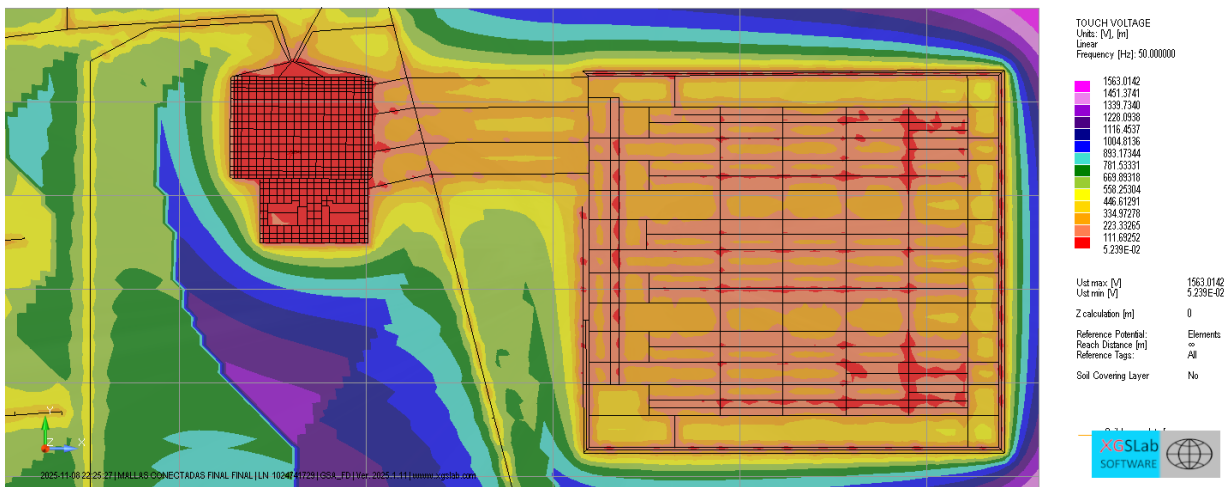


Figura 5.22: Distribución de la tensión de contacto para la configuración (b), Caso II.

Respecto de las tensiones de paso, en el escenario (a) la Figura 5.23 muestra valores máximos del orden de 1904 V, localizados principalmente en los bordes de las mallas de la subestación elevadora y del BESS actual. Una porción considerable del sistema exhibe tensiones de paso del orden de 1.561 V, lo que evidencia un escenario altamente exigente desde el punto de vista de la seguridad. Bajo la configuración (b), en cambio, los valores máximos se reducen a aproximadamente 91 V, de acuerdo con la Figura 5.24, mientras que en gran parte del sistema se observan magnitudes cercanas a 0.2 V. Al igual que en los casos anteriores, la reducción de las tensiones de paso es especialmente notable en las áreas con mayor densidad de electrodos.

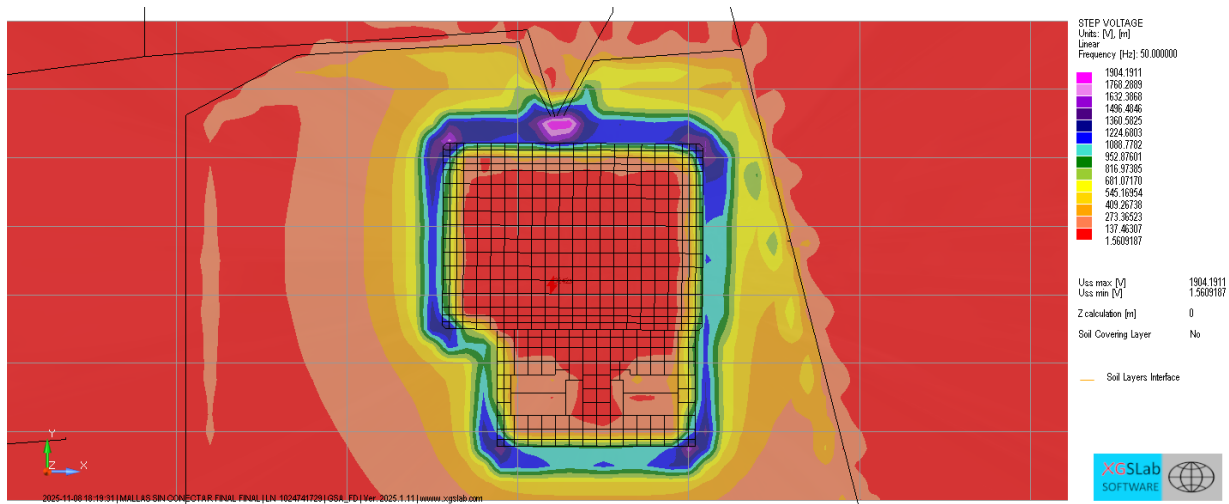


Figura 5.23: Distribución de la tensión de paso para la configuración (a), Caso II.

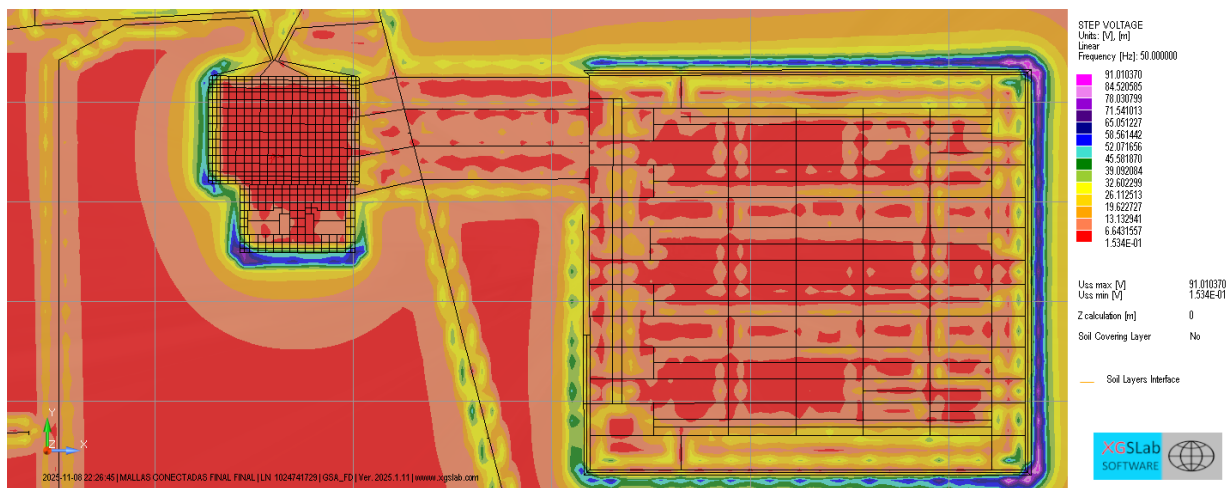


Figura 5.24: Distribución de la tensión de paso para la configuración (b), Caso II.

Finalmente, al analizar las zonas seguras, la Figura 5.25 muestra que en la configuración (a) una gran extensión de la planta fotovoltaica y del área asociada al BESS proyectado (no visible en la figura) se encuentra fuera de los límites establecidos por la norma IEEE Std. 80. En contraste, la Figura 5.26 indica que, bajo la configuración (b), la totalidad de la subestación elevadora y las áreas relacionadas al sistema de almacenamiento cumplen con los criterios de seguridad, mientras que las zonas fuera de norma se restringen principalmente a sectores de la planta fotovoltaica donde no existe una densidad significativa de electrodos. En conjunto, los resultados confirman que la interconexión física de mallas permite mejorar de manera sustantiva la respuesta del sistema frente a fallas de mayor magnitud, reduciendo el GPR, las tensiones de paso y contacto, y ampliando las zonas que cumplen con los límites de seguridad establecidos.

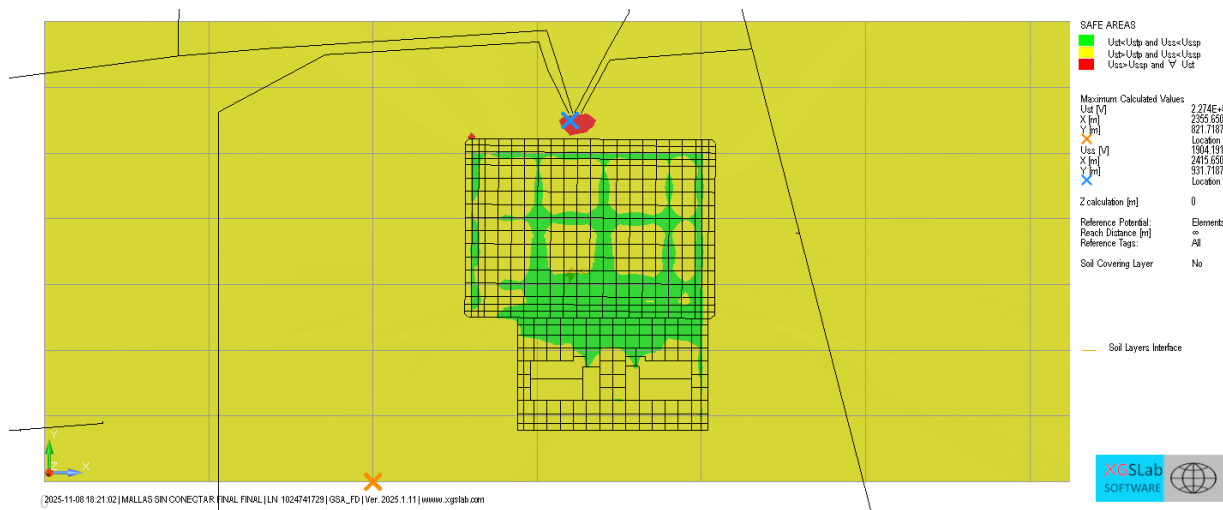


Figura 5.25: Layout de las zonas seguras para la configuración (a), Caso II.

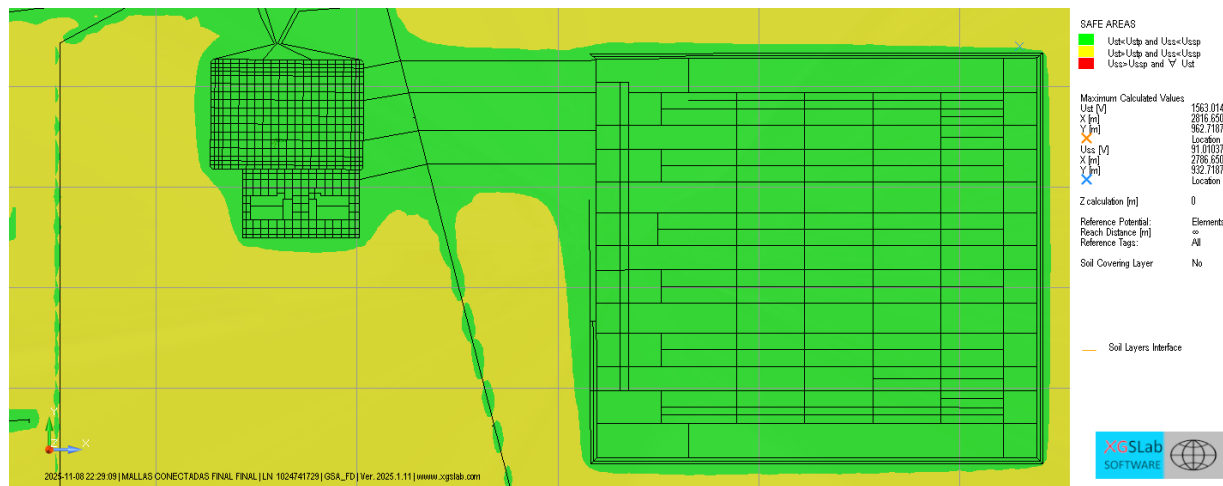


Figura 5.26: Layout de las zonas seguras para la configuración (b), Caso II.

5.8.3. Caso III

El Caso III corresponde a una falla ubicada en el nivel de media tensión del sistema, con una corriente de inyección de 442 A. A diferencia de los casos anteriores, donde la falla se aplicó en el nivel de 220 kV y las corrientes de secuencia cero alcanzaban magnitudes del orden de los kA, este escenario permite evaluar el comportamiento del sistema frente a una contingencia de menor severidad, directamente vinculada al circuito de media tensión y al camino de retorno definido por los transformadores zig-zag.

En la configuración (a), con las mallas operando de manera independiente, la Figura 5.27 muestra que el GPR máximo alcanza aproximadamente 986 V, concentrado sobre la subestación elevadora y el sistema de almacenamiento actual. En la planta fotovoltaica y en el área proyectada del BESS los valores disminuyen a magnitudes cercanas a 86 V, reflejando la atenuación natural del potencial a medida que aumenta la distancia eléctrica respecto del punto de falla. En comparación con los casos I(a) y II(a), la reducción en la magnitud de la corriente de falla produce gradientes mucho menos pronunciados en toda la instalación.

Al interconectar físicamente las mallas, configuración (b), el GPR máximo desciende a valores del orden de 112 V, como se muestra en la Figura 5.28. Aunque la reducción absoluta es menor que la observada en los casos de 220 kV, debido a que la corriente de falla es significativamente más baja, el efecto relativo sigue siendo relevante: la equipotencialización atenúa los contrastes de potencial entre las distintas mallas y distribuye la corriente de retorno de forma más uniforme en el sistema.

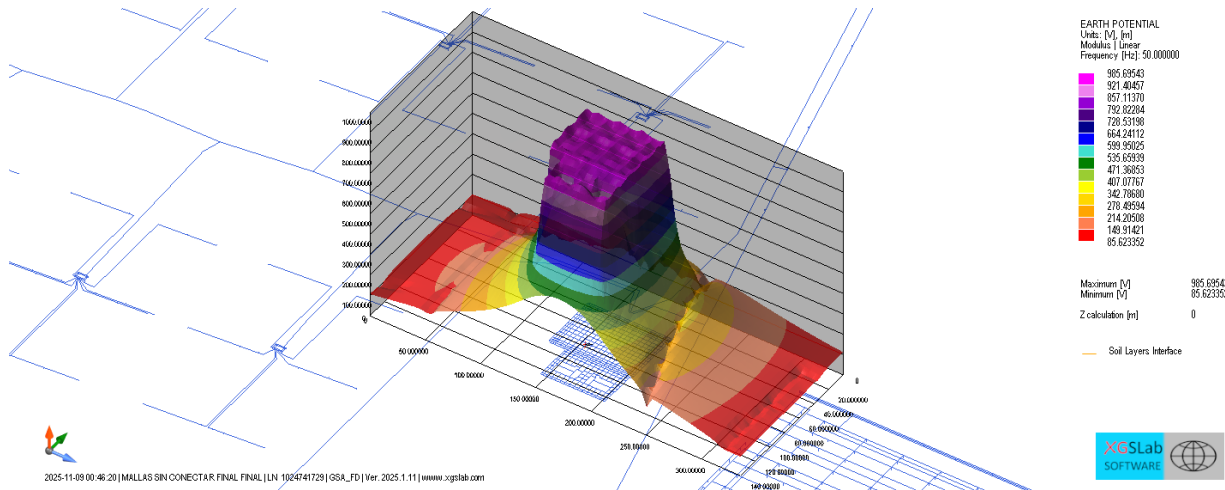


Figura 5.27: Distribución de potencial en superficie para la configuración (a), Caso III.

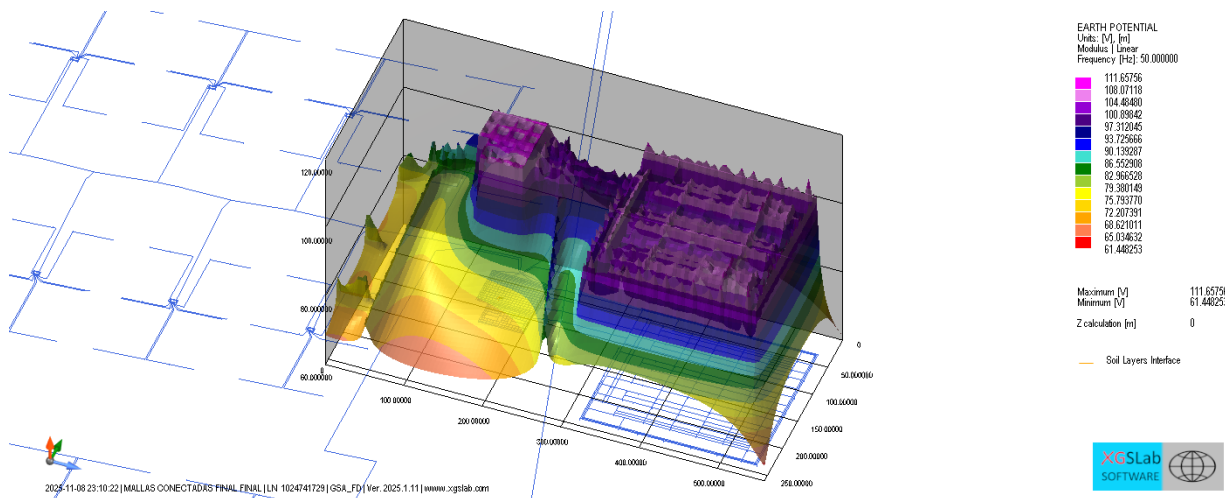


Figura 5.28: Distribución de potencial en superficie para la configuración (b), Caso III.

Las tensiones de contacto confirman este comportamiento. En la configuración (a), la Figura 5.29 muestra un valor máximo cercano a 717 V, localizado principalmente en las zonas más próximas al punto de falla. En la subestación elevadora y en los sectores asociados a la planta fotovoltaica, en cambio, las tensiones de contacto se reducen a valores cercanos a 0.1 V, evidenciando la baja magnitud de la corriente considerada. En la configuración (b), la Figura 5.30 indica que la tensión de contacto máxima desciende a aproximadamente 49 V, mientras que en la mayor parte del complejo se observan valores del orden de 0.02 V. Al igual que en los casos anteriores, la interconexión de mallas contribuye a reducir y homogenizar los gradientes de potencial en superficie.



Figura 5.29: Distribución de la tensión de contacto para la configuración (a), Caso III.

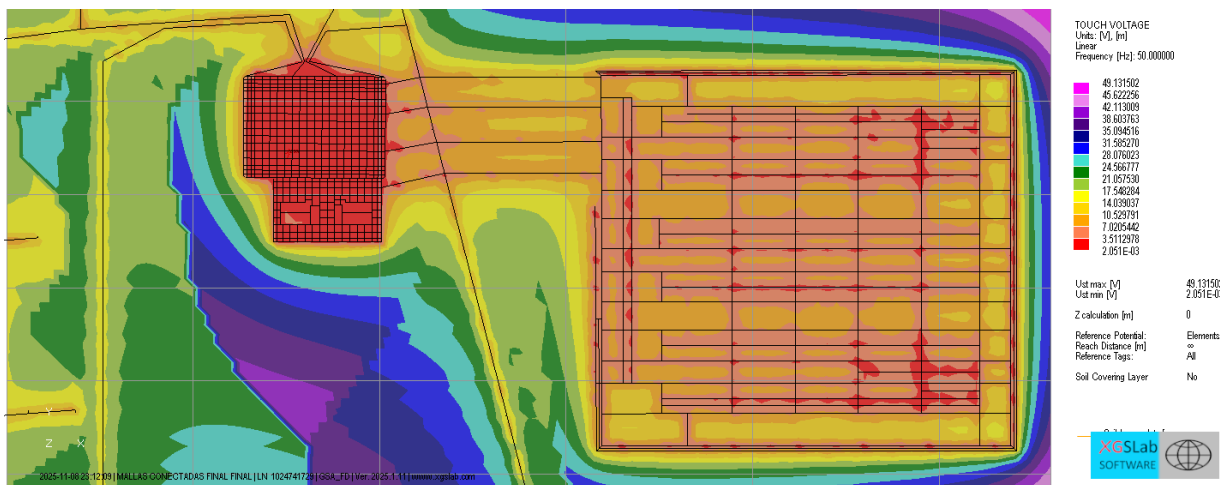


Figura 5.30: Distribución de la tensión de contacto para la configuración (b), Caso III.

Un comportamiento análogo se observa en las tensiones de paso. En el escenario (a), la Figura 5.31 muestra valores máximos cercanos a 60 V, concentrados en los bordes del sistema de puesta a tierra de la subestación elevadora y del BESS actual. En sectores más alejados del punto de falla, los valores disminuyen a magnitudes del orden de 0.05 V. En la configuración (b), según la Figura 5.32, los valores máximos se reducen a aproximadamente 2.86 V, en tanto que en la mayor parte del sistema se registran tensiones de paso inferiores a 0.005 V. La disminución es especialmente marcada, debido a que una corriente de baja magnitud se distribuye ahora sobre un electrodo mucho más extenso y equipotencializado.

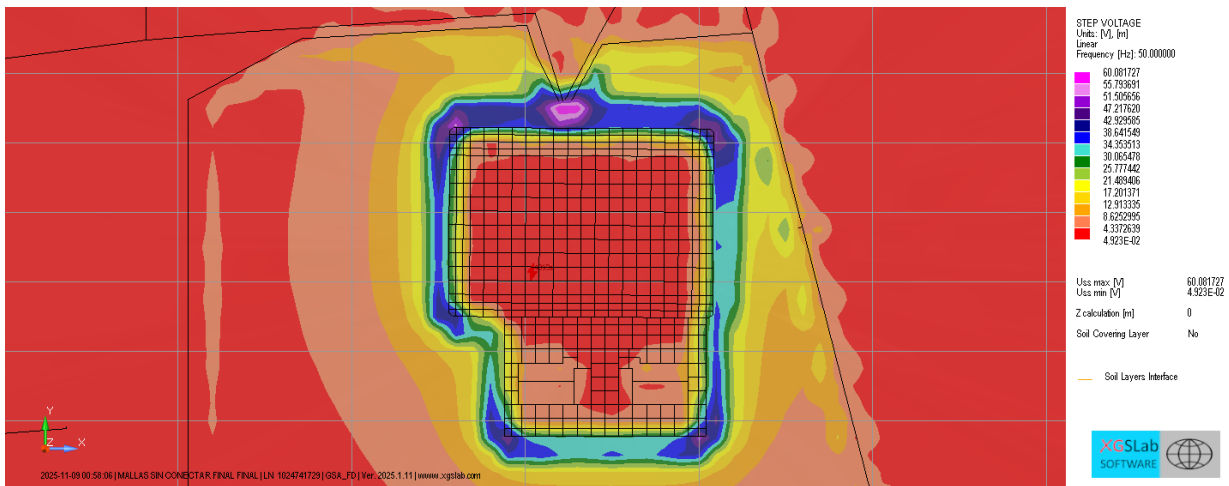


Figura 5.31: Distribución de la tensión de paso para la configuración (a), Caso III.

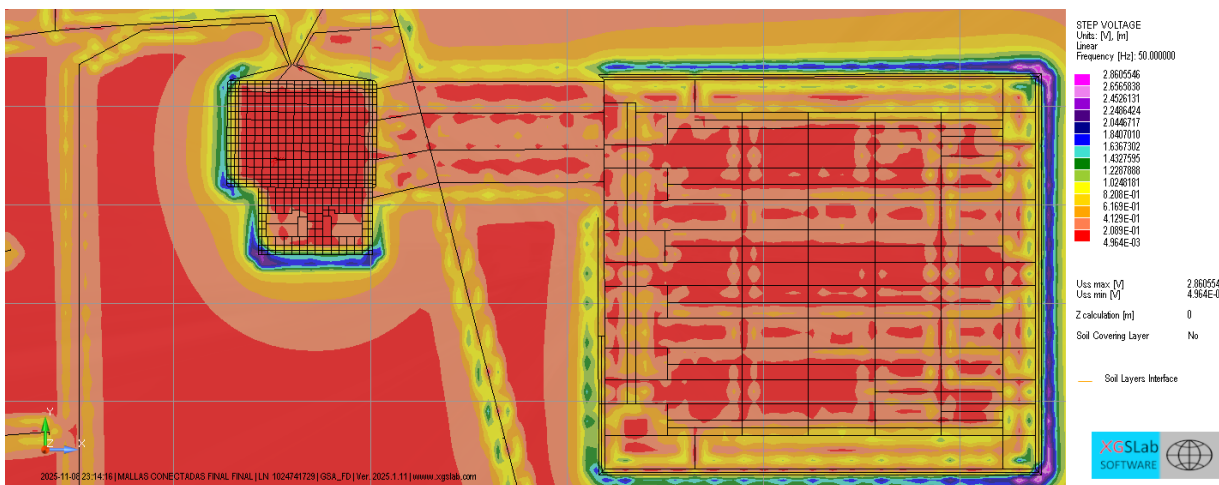


Figura 5.32: Distribución de la tensión de paso para la configuración (b), Caso III.

Finalmente, el análisis de zonas seguras pone en evidencia la mejora introducida por la interconexión. En la configuración (a), la Figura 5.33 muestra que, si bien una gran proporción del sistema cumple con los límites de seguridad establecidos por la norma IEEE Std. 80, persisten sectores aislados con tensiones fuera de norma, especialmente en áreas del sistema PFV con baja densidad de electrodos. En cambio, en la configuración (b), la Figura 5.34 indica que todo el complejo se mantiene dentro de los límites normativos. En este escenario de baja corriente, la equipotencialización genera un efecto particularmente significativo, reduciendo prácticamente a cero las zonas donde se presentan tensiones de paso o contacto elevadas.

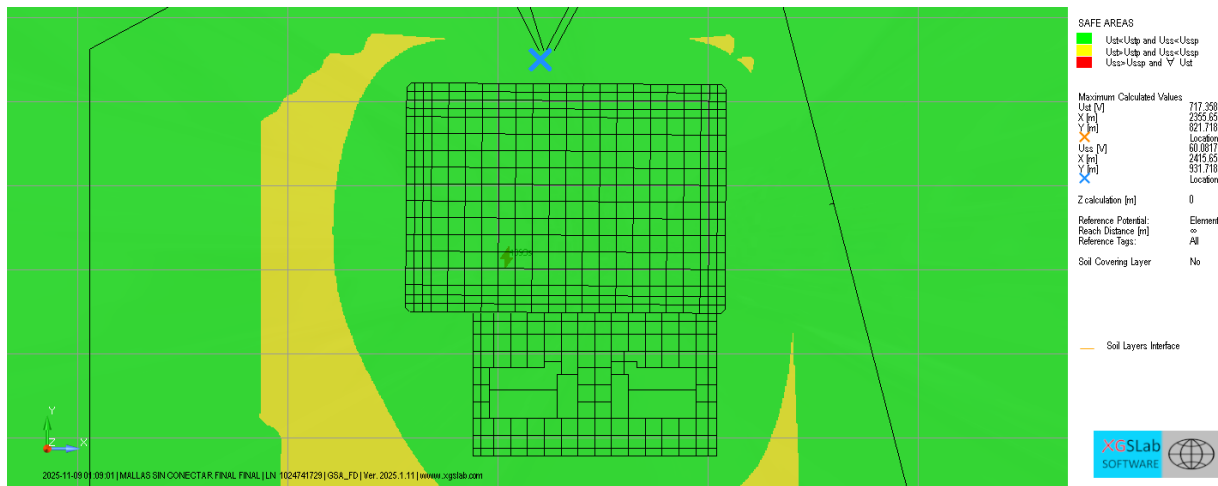


Figura 5.33: Layout de las zonas seguras para la configuración (a), Caso III.

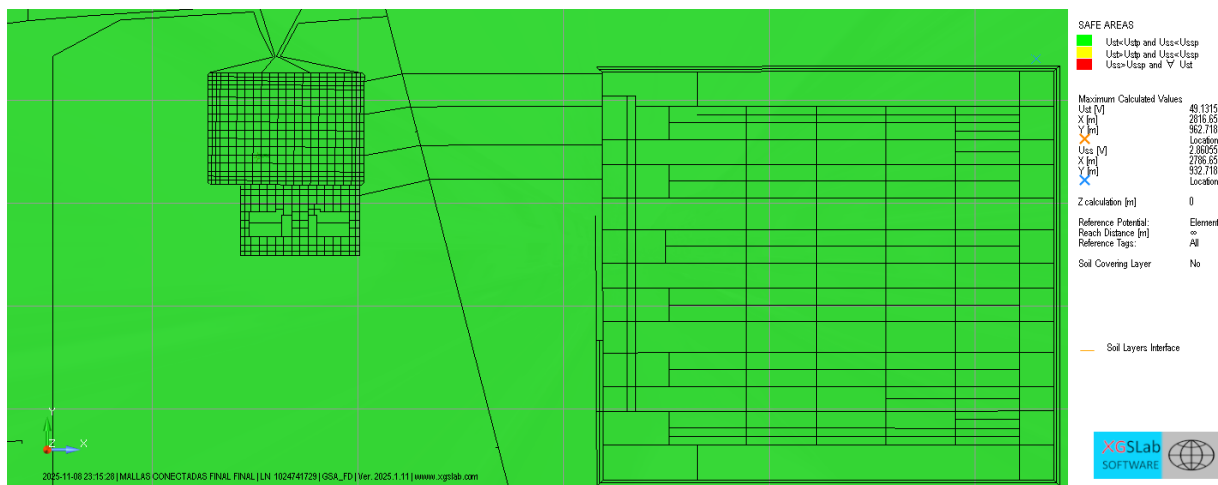


Figura 5.34: Layout de las zonas seguras para la configuración (b), Caso III.

En conjunto, los resultados del Caso III confirman que, aun en escenarios de menor severidad, la interconexión de mallas mejora la distribución de potencial, reduce las magnitudes máximas de GPR y de tensiones de paso y contacto, y aumenta la extensión de las zonas seguras en todo el complejo.

5.8.4. Caso IV

El Caso IV corresponde a una falla ubicada en uno de los centros de transformación de la planta fotovoltaica, lo que permite evaluar la respuesta del sistema de puesta a tierra en un punto alejado de la subestación elevadora y directamente asociado a la infraestructura interna del parque. Este caso se analiza para una corriente de inyección de 908 A, magnitud significativamente menor que las empleadas en los escenarios de transmisión, pero relevante para caracterizar el comportamiento local del sistema.

En la configuración (a), con las mallas operando de manera independiente, la Figura 5.35 muestra que el GPR máximo alcanza aproximadamente 475 V, concentrado sobre el área inmediata del

centro de transformación donde se aplica la falla. A medida que aumenta la distancia eléctrica respecto de este punto, los valores disminuyen hasta magnitudes cercanas a 64 V, distribuyéndose sobre el sistema de puesta a tierra de la planta fotovoltaica y del área proyectada del sistema de almacenamiento. Dado que la corriente es relativamente baja y que la densidad de electrodos de puesta a tierra de este sistema es elevado, los gradientes de potencial se mantienen acotados y mucho menos pronunciados en comparación con los casos analizados en niveles superiores de la red.

Cuando las mallas se interconectan físicamente, configuración (b), el GPR máximo disminuye a valores del orden de 201 V, según se aprecia en la Figura 5.36. Esta reducción refleja nuevamente el efecto de la equipotencialización global: al expandirse la superficie efectiva del electrodo y disponerse de múltiples caminos de retorno, las diferencias de potencial se atenúan incluso en un escenario favorable. Aunque la disminución absoluta no es tan marcada como en los casos I y II, debido a la magnitud limitada de la falla y a la resistencia de puesta a tierra equivalente vista desde el punto de falla, el efecto relativo sigue siendo significativo y consistente con lo observado en los casos anteriores.

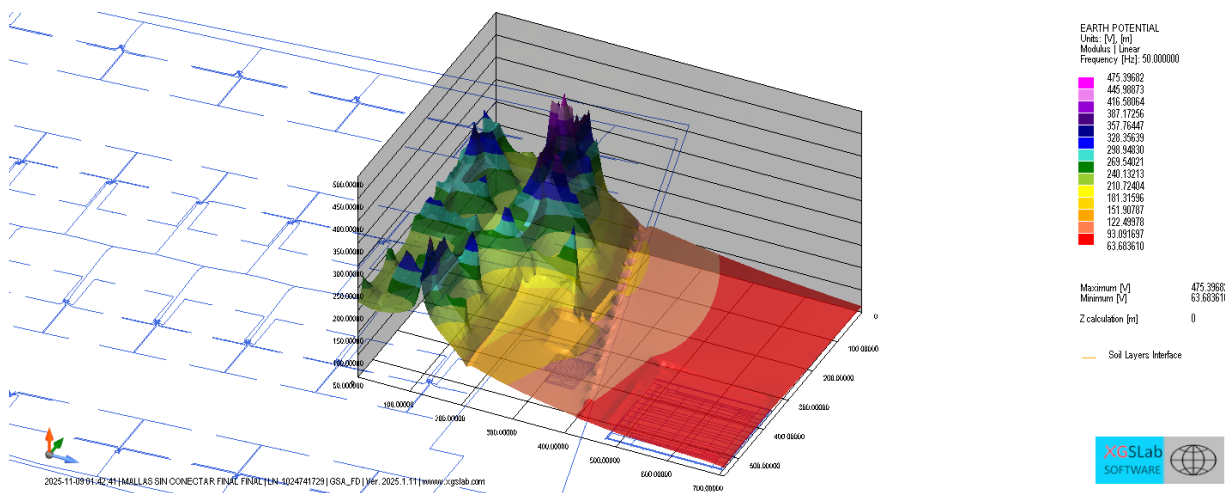


Figura 5.35: Distribución de potencial en superficie para la configuración (a), Caso IV.

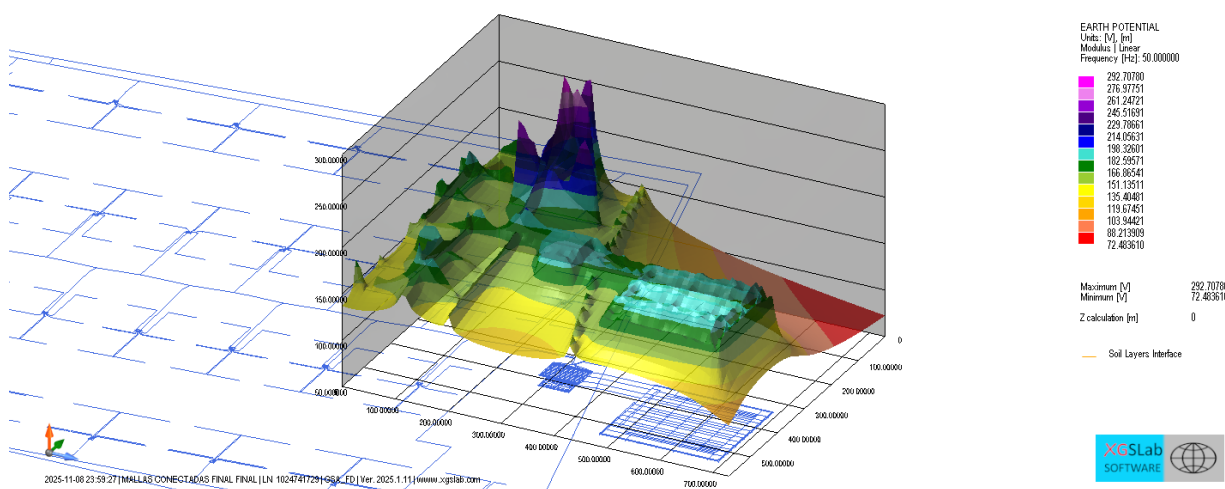


Figura 5.36: Distribución de potencial en superficie para la configuración (b), Caso IV.

Las tensiones de contacto permiten profundizar en estas diferencias. En el escenario (a), la Figura 5.37 muestra un valor máximo cercano a 381 V en zonas próximas al centro de transformación. En la subestación elevadora y en los sectores del sistema de almacenamiento, en cambio, las tensiones se reducen a valores cercanos a 0.02 V, reflejando la distancia eléctrica respecto del punto de falla. Bajo la configuración (b), como se observa en la Figura 5.38, la tensión de contacto máxima disminuye a aproximadamente 201 V, mientras que en la mayor parte del complejo se registran valores del orden de 0.1 V. Estas magnitudes son coherentes con un sistema en el que la corriente de falla se distribuye sobre un electrodo más extenso y con una impedancia equivalente menor.

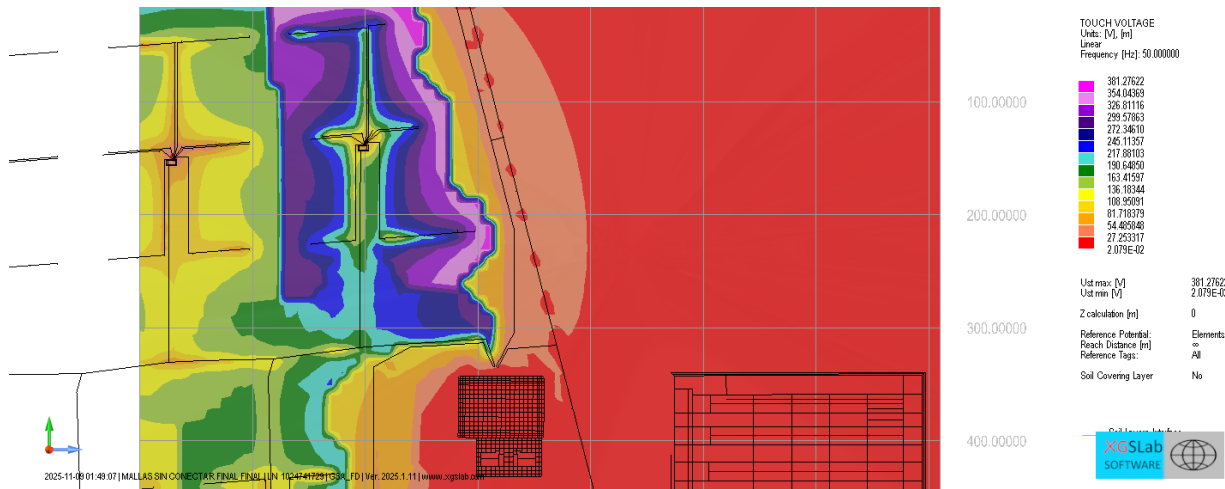


Figura 5.37: Distribución de la tensión de contacto para la configuración (a), Caso IV.

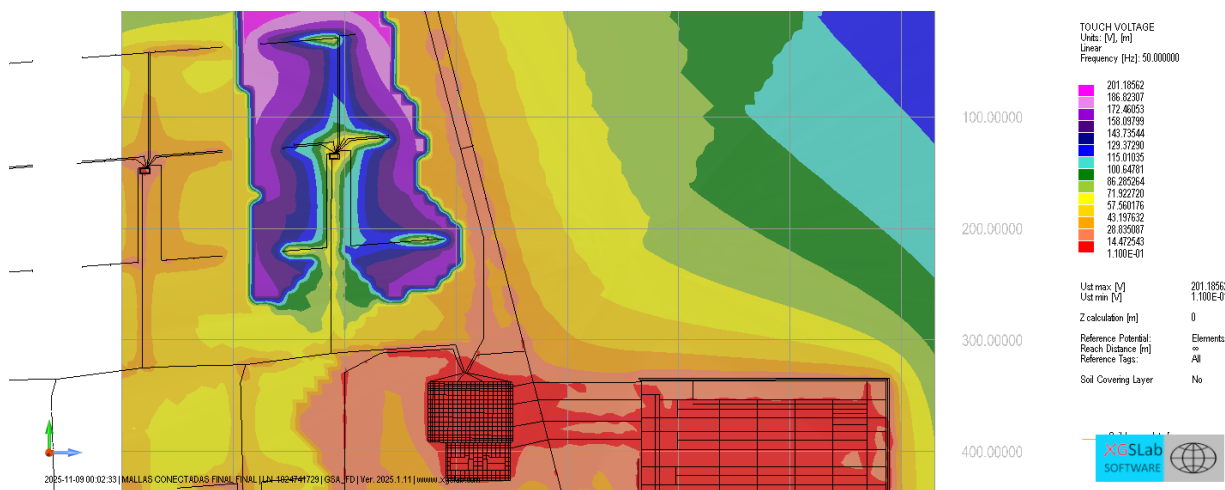


Figura 5.38: Distribución de la tensión de contacto para la configuración (b), Caso IV.

Algo similar ocurre con las tensiones de paso. En la configuración (a), la Figura 5.39 evidencia valores máximos del orden de 9 V, localizados en los bordes del centro de transformación. En gran parte del sistema, los valores disminuyen a magnitudes cercanas a 0.01 V, lo que confirma que, en escenarios de baja corriente, los gradientes superficiales son reducidos. En la configuración (b), la Figura 5.40 muestra que los valores máximos alcanzan aproximadamente 5.72 V, mientras que el resto del complejo presenta tensiones del orden de 0.02 V. La interconexión genera una reducción

moderada pero consistente en las tensiones de paso máximas, manteniendo al mismo tiempo una distribución más homogénea del potencial en superficie.

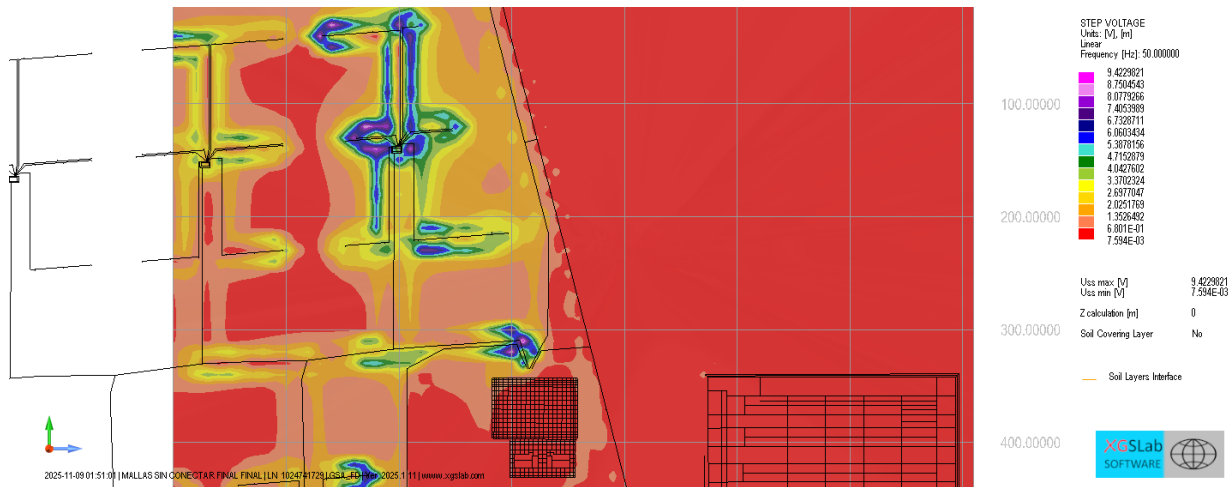


Figura 5.39: Distribución de la tensión de paso para la configuración (a), Caso IV.

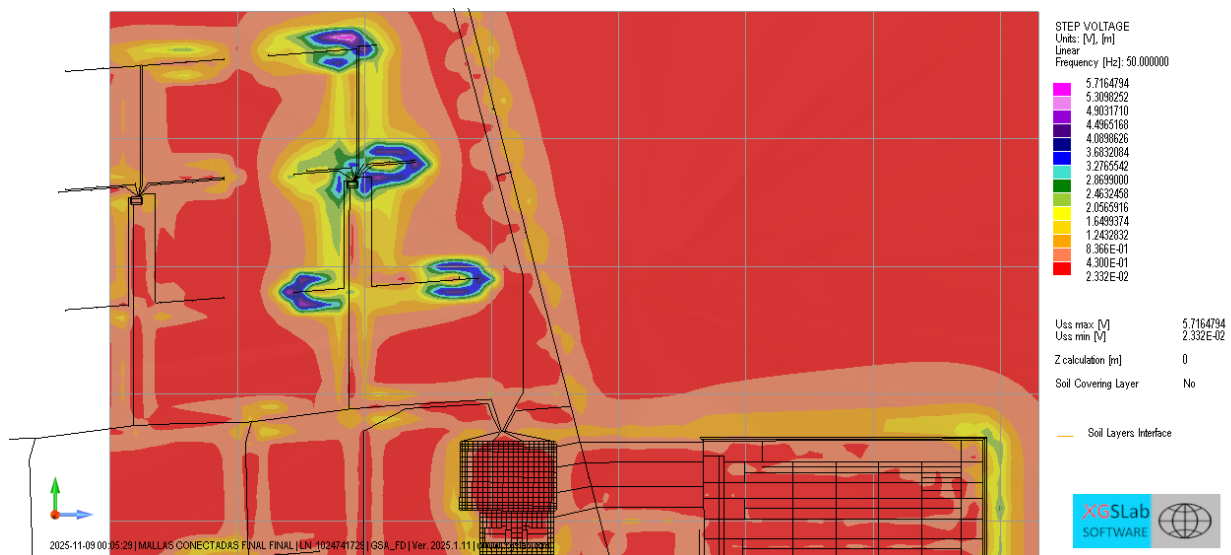


Figura 5.40: Distribución de la tensión de paso para la configuración (b), Caso IV.

Finalmente, el análisis de zonas seguras muestra un escenario favorable tanto en (a) como en (b). En la configuración (a), la Figura 5.41 indica que toda el área de la planta fotovoltaica cumple con los límites de tensión de paso y contacto establecidos por la norma IEEE Std. 80. Este comportamiento se explica principalmente por la baja magnitud de la corriente de falla y por la localización de la contingencia. En la configuración (b), la Figura 5.42 confirma que el cumplimiento normativo se mantiene en su totalidad, con una distribución aún más homogénea de potenciales debido a la equipotencialización de las mallas. Si bien en este caso la interconexión no corrige zonas críticas —ya que no existen en el escenario (a)— sí contribuye a reducir gradientes y a mejorar la uniformidad del sistema.

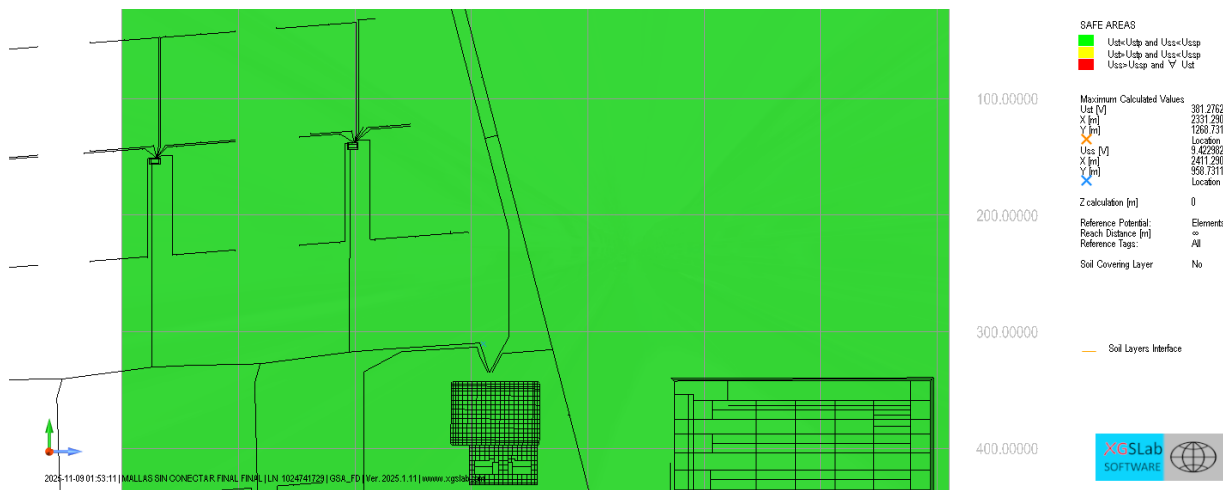


Figura 5.41: Layout de las zonas seguras para la configuración (a), Caso IV.

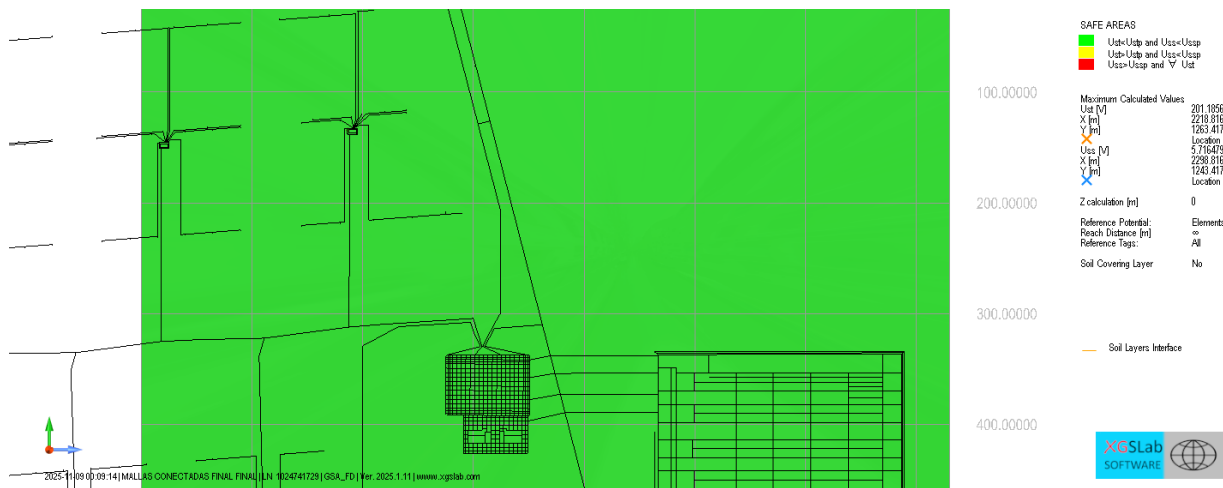


Figura 5.42: Layout de las zonas seguras para la configuración (b), Caso IV.

En conjunto, los resultados del Caso IV muestran que, incluso en escenarios de baja corriente y de carácter local, la interconexión de mallas genera una reducción sistemática de las magnitudes de GPR y de las tensiones de paso y contacto. Aunque los beneficios relativos son menores que en los casos de transmisión, la equipotencialización conserva su efecto positivo sobre la distribución del potencial y la seguridad general del sistema.

5.9. Comparación de casos

En la Tabla 5.7 se presenta una síntesis comparativa de los parámetros eléctricos obtenidos para los cuatro escenarios de falla evaluados, considerando tanto la condición con mallas independientes (Caso a) como la condición con mallas interconectadas (Caso b). Esta tabla permite visualizar de forma clara el efecto de la interconexión sobre la resistencia de puesta a tierra, el GPR y las tensiones máximas de paso y contacto, junto con su variación porcentual en cada caso.

Caso	Parámetro	Caso a	Caso b	Variación (%)
I	Resistencia de puesta a tierra (Ω)	2.214	0.247	-88.8
	GPR máximo (V)	7822	895	-88.6
	Voltaje de contacto máximo (V)	5797	394	-93.2
	Voltaje de paso máximo (V)	782	23	-97.1
II	Resistencia de puesta a tierra (Ω)	2.214	0.247	-88.8
	GPR máximo (V)	31240	3548	-88.6
	Voltaje de contacto máximo (V)	22740	1563	-93.1
	Voltaje de paso máximo (V)	1904	91	-95.2
III	Resistencia de puesta a tierra (Ω)	2.214	0.247	-88.8
	GPR máximo (V)	986	112	-88.6
	Voltaje de contacto máximo (V)	717	49	-93.1
	Voltaje de paso máximo (V)	60	3	-95.0
IV	Resistencia de puesta a tierra (Ω)	–	–	–
	GPR máximo (V)	475	293	-38.3
	Voltaje de contacto máximo (V)	381	201	-47.2
	Voltaje de paso máximo (V)	9.42	6	-36.3

Tabla 5.7: Comparación de parámetros eléctricos entre los casos analizados

Los resultados obtenidos para los distintos escenarios de falla permite revelar con mayor claridad el rol estructural que juega la interconexión de mallas en el comportamiento eléctrico del sistema.

En los tres primeros casos, donde la topología, la ubicación y la magnitud de la corriente de falla imponen condiciones más exigentes sobre el sistema de puesta a tierra, se observa una reducción prácticamente uniforme de la resistencia equivalente, del orden de un 88.8 %, lo que constituye el punto de partida de toda la mejora posterior. Esta disminución en la impedancia de puesta a tierra influye de forma directa en los niveles de elevación de potencial a tierra, ya que el GPR depende linealmente del producto entre la resistencia del sistema y la corriente de fuga asignada. Por ello, no sorprende que los valores de GPR en los Casos I, II y III disminuyan en torno a un 88.6 %, manteniendo una proporcionalidad estrecha con la reducción de la resistencia. Esta relación confirma que la interconexión incrementa de manera efectiva el volumen conductor disponible para el retorno de la corriente de falla, dispersando el flujo a través de múltiples trayectorias equipotenciales.

El efecto más relevante desde el punto de vista de seguridad se observa en los voltajes de contacto y paso. Las reducciones superiores al 93 % y 95 %, respectivamente, reflejan no solo un descenso en la magnitud absoluta de los potenciales presentes en superficie, sino también una redistribución más uniforme del gradiente de potencial. Esto es especialmente importante en instalaciones extensas como plantas fotovoltaicas, donde los contrastes locales de resistividad y las superficies expuestas pueden inducir zonas críticas si las mallas quedan aisladas entre sí. La interconexión elimina estos focos de acumulación al permitir que los potenciales se diluyan en un área conductiva significativamente mayor, lo que suaviza el perfil del potencial superficial e impide que se formen

puntos de alta concentración. Desde una perspectiva de ingeniería, este comportamiento confirma que la interconexión opera como un mecanismo de "promediación geométrica" de la impedancia del sistema, reduciendo los picos y homogenizando la respuesta en todo el emplazamiento.

Por otra parte, el Caso II, correspondiente al escenario con los valores más altos de GPR y tensiones en condición aislada, permite validar que la interconexión es especialmente eficaz cuando las corrientes de falla exigen mayor capacidad de disipación. La caída del voltaje de contacto desde 22.7 kV a apenas 1.56 kV en este caso representa un cambio sustantivo desde una condición claramente insegura hacia valores compatibles con la normativa vigente. Lo mismo ocurre con el voltaje de paso, cuyo descenso de 1.9 kV a 91 V evidencia que el gradiente superficial queda contenido dentro de márgenes apropiados incluso bajo condiciones severas. Este comportamiento no es trivial, pues indica que la interconexión no solo mejora parámetros en condiciones moderadas, sino que también permite controlar los escenarios extremos, que en la práctica determinan la aceptabilidad del diseño.

El Caso IV muestra una dinámica diferente debido a que el nivel de falla involucrado no es sustancialmente alto y el punto de falla está ubicado específicamente en los centros de transformación, que forman parte del sistema de puesta a tierra de la planta fotovoltaica, que considera un gran número de electrodos de distinta sección y en un área bastante extensa, por lo que la resistencia de puesta a tierra de este solo conjunto es suficiente para cubrir los requerimientos normativos. En este caso, la reducción de los parámetros eléctricos no es tan marcada como en los escenarios anteriores, pero aun así resulta significativa: el GPR disminuye en 38 %, el voltaje de contacto en 47 % y el voltaje de paso en 36 %. Estas reducciones demuestran que, incluso en condiciones donde los niveles de corriente no representan un riesgo elevado, la interconexión continúa aportando beneficios al sistema. Desde el punto de vista de operación, esto se traduce en un comportamiento más estable y en una menor sensibilidad a fallas locales o cambios en la configuración del sistema de potencia, reforzando la robustez general del diseño.

En conjunto, los resultados obtenidos permiten establecer una conclusión técnica clara: la interconexión de mallas no actúa como un simple complemento del sistema de puesta a tierra, sino como un elemento estructural que define la respuesta global del complejo eléctrico frente a fallas. La disminución sistemática del GPR y de las tensiones de paso y contacto en todos los escenarios evaluados demuestra que la interconexión amplifica la capacidad de disipación, reduce las diferencias de potencial locales y por ende, permite mayores áreas seguras, donde los voltajes de paso y contacto son menores a los determinados por normativa. Esta configuración, por lo tanto, se posiciona como la alternativa más segura y confiable para instalaciones de gran extensión, con múltiples subsistemas distribuidos y con corrientes de falla a tierra elevadas, como puede ser el caso de plantas fotovoltaicas con subestaciones y sistemas de almacenamiento asociados.

5.10. Recomendaciones

Desde el punto de vista del desempeño eléctrico y considerando los resultados obtenidos en las simulaciones, se recomienda implementar la interconexión física permanente entre los sistemas de puesta a tierra de la subestación elevadora, la planta fotovoltaica y el sistema BESS. Esta medida permite incrementar la superficie efectiva de disipación, disminuir la resistencia de puesta a tierra equivalente y reducir los gradientes de potencial en las zonas críticas, asegurando un comportamiento más uniforme ante fallas de alta magnitud. Para permitir una transferencia adecuada de corriente entre las instalaciones, minimizar la impedancia del lazo de retorno y asegurar el correcto desempeño de la interconexión a largo plazo, se propone establecer la interconexión mediante mínimo cuatro electrodos horizontales entre cada subsistema, dispuestos de manera estratégica para garantizar una trayectoria de baja resistividad entre mallas. La incorporación de estos electrodos entrega redundancia y mejora la distribución espacial del potencial, evitando zonas de acoplamiento débil o puntos de elevada concentración de corriente.

En conjunto con los electrodos adicionales, se recomienda que la interconexión entre mallas se realice mediante conductores de cobre desnudo calibre 4/0 AWG, los cuales ofrecen una capacidad térmica y mecánica adecuada para las corrientes de falla estimadas, incluso en el peor escenario. El uso de este calibre garantiza que la impedancia longitudinal del enlace no limite la disipación natural del sistema y que los gradientes de potencial se mantengan dentro de los niveles tolerables definidos por la normativa vigente. La implementación coordinada de los electrodos y los enlaces en 4/0 AWG contribuye a consolidar un sistema equipotencial robusto, capaz de mantener niveles bajos de GPR y tensiones de paso y contacto incluso bajo contingencias críticas, por lo que se considera una medida indispensable para la confiabilidad y seguridad global del complejo eléctrico.

Además de las medidas propuestas, se recomienda realizar nuevamente la medición de resistividad eléctrica del terreno. Las mediciones disponibles presentan un porcentaje de error elevado, lo que introduce incertidumbre en la modelación del suelo y, en consecuencia, en la estimación de los parámetros eléctricos del sistema de puesta a tierra. Dado que la resistividad del terreno constituye una de las variables más influyentes en la determinación de la resistencia de la malla, del GPR y de las tensiones de paso y contacto, contar con datos confiables es esencial para validar con precisión los resultados obtenidos y garantizar que las simulaciones reflejen adecuadamente el comportamiento real del sistema.

Capítulo 6

Conclusiones

El análisis desarrollado en esta memoria permitió evaluar de manera integral el desempeño de los sistemas de puesta a tierra de un complejo eléctrico compuesto por una planta fotovoltaica, una subestación elevadora y un sistema de almacenamiento en baterías. A partir del modelamiento del sistema de potencia, la caracterización del terreno y las simulaciones electromagnéticas realizadas, fue posible identificar con precisión el comportamiento de cada malla frente a condiciones críticas de falla y determinar los parámetros que condicionan la seguridad eléctrica del conjunto.

Los resultados obtenidos demostraron que, al operar de manera independiente, algunos subsistemas presentan valores de tensión de paso y contacto que pueden acercarse o superar los límites permitidos por la normativa vigente, especialmente bajo condiciones de falla de mayor magnitud. Esto confirma que el diseño de mallas aisladas no resulta adecuado para instalaciones extensas ni para configuraciones donde coexisten múltiples puntos de conexión a tierra distribuidos geográficamente. Por el contrario, la interconexión entre sistemas desempeña un papel determinante en la distribución del potencial eléctrico y en la capacidad de disipación de corriente de falla.

La comparación cuantitativa entre los casos evaluados evidencia reducciones significativas de los parámetros críticos, incluyendo la resistencia equivalente, el GPR y las tensiones máximas de paso y contacto, con disminuciones superiores al 90 % en los escenarios más exigentes. Estas reducciones no solo mejoran la seguridad local en cada subsistema, sino que también generan un comportamiento más uniforme y estable del complejo eléctrico en su conjunto. La interconexión se consolida así como una medida esencial para evitar la formación de gradientes de potencial elevados y para asegurar que los niveles de tensión en superficie se mantengan dentro de márgenes aceptables ante cualquier contingencia.

Asimismo, la modelación del terreno mediante un enfoque multicapa confirmó la importancia de representar adecuadamente la estratificación del suelo, dado que los contrastes de resistividad influyen directamente en la distribución del potencial y en la eficacia de los electrodos enterrados. Este aspecto refuerza la necesidad de realizar mediciones en terreno con criterios de calidad y de ajustar los modelos numéricos a condiciones representativas del emplazamiento real.

Finalmente, los resultados y análisis realizados permiten concluir que la interconexión de los sistemas de puesta a tierra, complementada con enlaces de baja impedancia y electrodos adicionales, constituye la alternativa más robusta y segura para instalaciones de generación renovable de gran escala. Su implementación mejora la capacidad de disipación de corriente, reduce los riesgos para las personas y equipos, y asegura el cumplimiento normativo bajo escenarios de falla severa, contribuyendo directamente a la confiabilidad operativa y a la seguridad global del sistema eléctrico evaluado.

Referencias

- [1] Departamento de Integridad del Sistema, “Estudio de Diagnóstico de Instalaciones Comunes,” Gerencia de Planificación de la Transmisión, Coordinador Eléctrico Nacional, Teatinos N°280, Piso 11, Santiago de Chile, Tech. Rep., 2019, Versión 1, noviembre 2019.
- [2] *IEEE Std 80-2000: IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) Std., 2000, IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional, “Reporte Mensual EAF Enero-Agosto 2024,” Coordinador Eléctrico Nacional, Chile, Tech. Rep., septiembre 2024, Reporte sobre Estadísticas de Energía Ajustada por Factores (EAF).
- [4] J. He, R. Zeng, and B. Zhang, *Methodology and Technology for Power System Grounding*. Singapore: Wiley-IEEE Press, 2013.
- [5] F. C. Ospina, *Tierras: Soporte de la Seguridad Eléctrica*, 3rd ed. Bogotá, Colombia: Fondo Educativo Colombiano, 2010.
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), “Capacidad instalada ERNC por tecnología (2015–2024),” Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, Tech. Rep., 2024, Archivo Excel de estadísticas históricas.
- [7] *IEEE Std 81-2012: IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) Std., 2012.
- [8] *IEEE Std 2778-2020: IEEE Guide for Solar Power Plant Grounding for Personnel Protection*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) Std., 2020.
- [9] Coordinador Eléctrico Nacional, “Especificación de Estudio DID N° 03: Verificación de la Capacidad de Malla de Tierra,” Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), Santiago, Chile, Tech. Rep., 2019, Código COOR-DID-EC-TEC-EST-ELEC-NA-NA-00007, Revisión B.
- [10] J. Oropeza, *Libro de Oro de Puesta a Tierra Universal: Grounding and Bonding*. México: Editorial Oropeza Ingeniería Eléctrica, 2018, Manual técnico sobre sistemas de puesta a tierra, protección contra descargas atmosféricas y equipotencialización eléctrica.
- [11] P. Alotto, R. Torchio, R. Andolfato, and D. Cuccarollo, “Identification of Multilayer Soil Models for Grounding Systems from Surface Measurements,” University of Padova and SINT Ingegneria Srl, Tech. Rep., 2018.
- [12] *IEEE Std 80-2013 (Includes IEEE Std 80-2013/Cor 1-2015): IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) Technical Report, 2015.