UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN TIPO INTERIOR DE 300kVA/13.8kV/127V-220V PARA UN EDIFICIO DE USO PÚBLICO.

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: JONATHAN JAVIER TENA ORTEGA

KLEBER XAVIER IZA GUANANGA

TUTOR: ING. OTTO WASHINGTON ASTUDILLO ASTUDILLO. MEL.

Guayaquil – Ecuador

2025

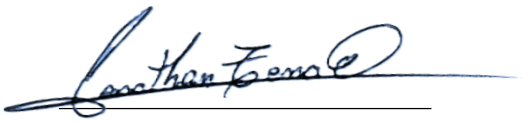
CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Jonathan Javier Tena Ortega con documento de identificación N°0926389917 y Kleber Xavier Iza Guananga con documento de identificación N°0959316076 ; manifestamos que:

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

Guayaquil, 28 de enero del año 2025

Atentamente,



Jonathan Javier Tena Ortega
0926389917

Kleber Xavier Iza Guananga
0959316076

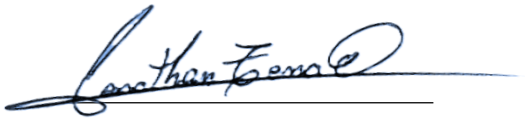
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Jonathan Javier Tena Ortega, con documento de identificación N°0926389917 y Kleber Xavier Iza Guananga, con documento de identificación N°0959316076, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto Técnico: "Estudio para la implementación de una subestación tipo interior de 300kVA/13.8kV/127V-220V para un edificio de uso público", el cual ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

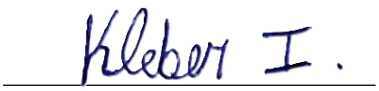
En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en forma digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 28 de enero del año 2025

Atentamente,



Jonathan Javier Tena Ortega
0926389917



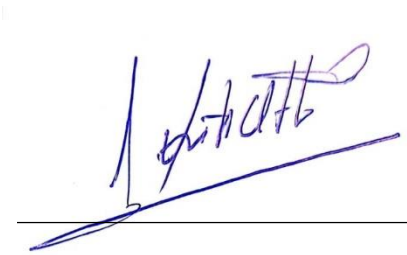
Kleber Xavier Iza Guananga
0959316076

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Otto Washington Astudillo Astudillo con documento de identificación N°0102054871, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: "Estudio para la implementación de una subestación tipo interior de 300kVA/13.8kV/127V-220V para un edificio de uso público", realizado por Jonathan Javier Tena Ortega, con documento de identificación N°0926389917 y por Kleber Xavier Iza Guananga, con documento de identificación N°0959316076, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción de Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 28 de enero del año 2025

Atentamente,



Ing. Otto Washington Astudillo Astudillo. MEL
0102054871

DEDICATORIA

Dedico esté trabajo de titulación a Dios, quien me supo guiar y me dio fuerzas para alcanzar esté logro académico.

A mis padres Javier y Alejandra, quienes con su esfuerzo y sacrificio me han inculcado el valor de la educación y el trabajo duro.

A mi hermana Emily, quien siempre estuvo en las buenas y en las malas en cada momento de mi vida.

A mi actual pareja Keyla, quien siempre me ayudo y me dio todo su apoyo para seguir adelante y nunca rendirme con mis sueños.

A mi familia y amigos que me brindaron momentos inolvidables, e hicieron de este proceso una experiencia más llevadera.

Jonathan Tena Ortega

AGRADECIMIENTO

En primera estancia, agradezco a Dios, por brindarme fortaleza durante todo este proceso académico.

A mis padres Javier y Alejandra, por su amor y confianza en mí en cada paso que doy en mi vida.

A mi hermana Emily, por su cariño y apoyo

A mi actual pareja Keyla, por darme siempre el aliento a seguir adelante y cumplir mis metas.

A mi familia y amigos que siempre me brindaron su ayuda y apoyo incondicional.

A nuestro tutor de tesis, el ingeniero Otto Astudillo quien nos guio para llevar a cabo el proyecto.

Jonathan Tena Ortega

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación primeramente a Dios, ya que me dio fuerzas y sabiduría para seguir avanzando académicamente con mis estudios.

A mis padres Kleber y Nancy, porque durante todos los periodos académicos me enseñaron el valor del esfuerzo y la perseverancia para poder alcanzar mis metas académicas.

A mi hermana Jennyfer, que siempre me ayudo con consejos y ánimos para seguir avanzando con mis estudios.

A mi hermano Kleber Fabricio, que está en el cielo y desde arriba guía mis pasos para poder cumplir con todas mis metas académicas.

A toda mi familia y amigos que de alguna manera me inculcaron el valor de la responsabilidad y no me dejaron solo en esta etapa de mi vida, ya que ellos también me ayudaron para poder alcanzar este logro académico.

Kleber Iza Guananga

AGRADECIMIENTO

Agradezco primeramente a Dios que por su infinito amor que me ayuda a seguir avanzando paso a paso con mi meta académica, ya que él siempre está conmigo guiándome por su camino.

A mis padres Kleber y Nancy quien desde el principio me apoyaron con esta nueva meta académica, ya que ellos son un pilar fundamental en mi vida para seguir perseverando en los estudios.

A mis hermanos Jennyfer y Kleber Fabricio, ya que siempre están ahí de alguna forma apoyándome para cumplir mi sueño.

Mi familia y amigos también son personas que Dios puso en mi camino para prepararme durante este proceso y por lo cual me han enseñado a poder avanzar en estos periodos de estudios.

Mis infinito agradecimiento a mi profesor y tutor de tesis el ingeniero Otto Astudillo quien nos guio para llevar a cabo el proyecto.

Kleber Iza Guananga

RESUMEN

El presente proyecto de titulación se centra en el Estudio para la implementación de una subestación tipo interior de 300 kVA/13.8 kV/127 V-220 V para un edificio de uso público. Este trabajo surge debido a que la subestación actual de 150 kVA ha alcanzado su límite de capacidad, lo que hace necesario su rediseño para garantizar un suministro eléctrico confiable y seguro, capaz de cubrir las necesidades actuales y futuras del edificio.

Durante el desarrollo del proyecto, se evaluó la cargabilidad presente y futura del edificio para dimensionar correctamente el transformador propuesto. Se realizaron estudios de cortocircuito utilizando los softwares ETAP, los cuales permitieron seleccionar los equipos adecuados para la nueva subestación, incluyendo transformadores, sistemas de protección e interruptores. Adicionalmente, se diseñó el sistema de puesta a tierra utilizando el software ETAP, cumpliendo con los estándares de seguridad y confiabilidad establecidos.

Como parte del proyecto, se elaboró un prediseño que incluye el diagrama unifilar y la disposición de los componentes principales. Además, se llevaron a cabo simulaciones de pruebas de aceptación y puesta en marcha para garantizar el correcto funcionamiento de la subestación.

El resultado de este trabajo busca no solo optimizar el desempeño eléctrico del edificio, sino también servir como referencia para futuros proyectos similares. Con este documento, se espera que otros profesionales puedan mejorar y actualizar los sistemas eléctricos aplicados en infraestructuras de este tipo, integrando tecnologías más modernas y eficientes.

Palabras Claves: subestación, cargabilidad, cortocircuito, spt , transformador y ETAP

ABSTRACT

This degree project focuses on the Study for the Implementation of an Indoor Substation of 300 kVA/13.8 kV/127 V-220 V for a Public Use Building. This work arises because the current 150 kVA substation has reached its capacity limit, making its redesign necessary to ensure a reliable and safe electrical supply capable of meeting the building's current and future needs.

During the development of the project, the present and future load capacity of the building was evaluated to correctly size the proposed transformer. Short-circuit studies were carried out using ETAP software, which allowed for the selection of suitable equipment for the new substation, including transformers, protection systems, and switches. Additionally, the grounding system was designed using ETAP software, meeting established safety and reliability standards.

As part of the project, a preliminary design was developed, including the single-line diagram and the layout of the main components. Furthermore, simulations of acceptance tests and commissioning were conducted to ensure the proper functioning of the substation.

The result of this work aims not only to optimize the building's electrical performance but also to serve as a reference for future similar projects. This document is intended to help other professionals improve and update the electrical systems applied in such infrastructures, integrating more modern and efficient technologies.

Keywords: substation, loadability, short circuit, grounding system, transformer and ETAP

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN ii

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

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN iv

DEDICATORIA v

AGRADECIMIENTO vi

DEDICATORIA vii

AGRADECIMIENTO viii

RESUMEN ix

ABSTRACT x

ÍNDICE DE CONTENIDOS xi

ÍNDICE DE FIGURAS xvi

ÍNDICE DE TABLAS xix

ÍNDICE DE ANEXOS xx

ABREVIATURAS xxi

1 CAPITULO I 1

1.1. INTRODUCCIÓN 1

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 2

1.3. ANTECEDENTES 2

1.4. JUSTIFICACIÓN 3

1.5. ALCANCE 3

1.6. BENEFICIARIOS DE LA PROPUESTA 4

1.7. OBJETIVOS 4

1.7.1 OBJETIVO GENERAL 4

1.7.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 4

1.8. METODOLOGÍA 4
2 CAPITULO II 6
2.1. MARCO TEÓRICO 6
2.1.1 EFICIENCIA ELÉCTRICA 6
2.1.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 6
2.1.3 TIPOS DE SUBESTACIÓN 7
2.1.3.1 SUBESTACIÓN TIPO INTEMPERIE 7
2.1.3.2 SUBESTACIÓN TIPO INTERIOR 7
2.1.3.3 SUBESTACIÓN TIPO BLINDADO 7
2.1.4 TIPO DE SERVICIO 8
2.1.4.1 SUBESTACIÓN ELEVADORAS 8
2.1.4.2 SUBESTACIÓN REDUCTORAS 8
2.1.4.3 SUBESTACIONES DE PASO 8
2.1.5 TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS 8
2.1.6 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO 9
2.1.7 EFICIENCIA DE UN TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 9
2.1.8 VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR 9
2.1.9 CLASIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES 9
2.1.9.1 POR SU OPERACIÓN 9
2.1.9.2 POR EL NÚMERO DE FASES 10
2.1.9.3 POR SU UTILIZACIÓN 10
2.1.9.4 POR SU CONSTRUCCIÓN Y FORMA DE NÚCLEO 10
2.1.9.5 POR SU LUGAR DE INSTALACIÓN 10
2.1.9.6 POR SU ENFRIAMIENTO 10
2.1.10 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS 10
2.1.11 FALLAS SIMÉTRICAS 11
2.1.11.1 FALLAS TRIFÁSICAS 11

2.1.11.2 FALLAS TRIFÁSICAS A TIERRA 11
2.1.12 FALLAS ASIMÉTRICAS 12
2.1.12.1 FALLAS DE LÍNEA A LÍNEA 12
2.1.12.2 FALLAS DE LÍNEA A LÍNEA Y A TIERRA 13
2.1.12.3 FALLAS MONOFÁSICAS A TIERRA 13
2.1.13 SISTEMA PUESTA A TIERRA 14
2.1.14 COMPONENTES DE UN SPT 14
2.1.14.1 MALLA A TIERRA 15
2.1.14.2 CONEXIONES DE PUESTA A TIERRA 16
2.1.14.3 BORNE DE PUESTA A TIERRA 17
2.1.14.4 CONDUCTORES A TIERRA 17
2.1.14.5 CONDUCTORES DE PROTECCIÓN 18
2.1.15 RESISTIVIDAD DEL TERRENO 18
2.1.16 FACTORES QUE AFECTAN LA RESISTIVIDAD DEL SUELO. 19
2.1.16.1 NATURALEZA DEL TERRENO 19
2.1.16.2 HUMEDAD DEL TERRENO 21
2.1.16.3 TEMPERATURA DEL TERRENO 21
2.1.16.4 SALINIDAD DEL TERRENO 22
2.1.16.5 ESTRATIGRAFÍA DEL TERRENO 23
2.1.17 INTENSIDAD DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA 24
2.1.18 IMPEDANCIA DEL CUERPO HUMANO 26
2.1.18.1 VOLTAJE DE PASO 26
2.1.18.2 VOLTAJE DE TOQUE 27
2.1.18.3 VOLTAJE DE TRANSFERENCIA 28
2.1.18.4 RANGOS TOLERABLES DE CORRIENTE 28
2.1.19 PROTECCIONES ELÉCTRICAS 28
2.1.20 FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN 28

2.1.20.1 CONFIABILIDAD 28
2.1.20.2 SELECTIVIDAD 29
2.1.20.3 VELOCIDAD 29
2.1.20.4 SENSIBILIDAD 29
2.1.20.5 ECONOMÍA 29
2.1.21 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES 29
2.1.22 SOFTWARE ETAP 30
3 CAPITULO III 31
3.1. DESARROLLO DEL FUNCIONAMIENTO 31
3.1.1 ANÁLISIS DE LA CARGA DEL EDIFICIO 31
3.1.2 ALIMENTACIÓN DEL EDIFICO 31
3.1.3 CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DEL CUARTO DE TRANSFORMADOR 31
3.1.4 EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA LA ACOMETIDA EN MEDIA TENSIÓN. 33
3.1.4.1 CAJA FUSIBLE 33
3.1.4.2 TIRAFUSIBLE 33
3.1.4.3 PARARRAYO 35
3.1.5 EQUIPO DE PROTECCIÓN EN BAJA TENSIÓN 36
3.1.5.1 DISYUNTOR DE PROTECCIÓN 36
3.1.5.2 CONDUCTOR EN BT 37
3.1.5.3 MEDICIÓN EN BAJO VOLTAJE 38
3.1.6 SISTEMA PUESTA A TIERRA 38
3.1.6.1 GEOMETRÍA DE LA MALLA 39
3.1.6.2 DURACIÓN DE FALLA Y DURACIÓN DE CHOQUE. 39
3.1.6.3 RESISTENCIA DE LA MALLA 39
3.1.6.4 DISEÑO DE LA MALLA A TIERRA 40
3.1.7 SIMULACIÓN MEDIANTE PROGRAMA ETAP 48

3.1.7.1 SIMULACIÓN DEL FLUJO DE CARGA 48
3.1.7.2 SIMULACIÓN DE CORTO CIRCUITO 51
3.1.7.3 SIMULACIÓN DE LA MALLA PUESTA A TIERRA 55
3.1.7.4 OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE LA MALLA 60
3.1.7.5 SIMULACIÓN DE COORDINACION DE PROTECCIONES 61
3.1.7.6 CASO 1: FALLO EN LA BARRA 2 64
3.1.7.7 CASO 2: FALLO EN LA BARRA 4 64
4 CAPITULO IV 66
4.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS 66
4.1.1.1 EVALUACIÓN DE LA CARGA ACTUAL Y FUTURA 66
4.1.1.2 ANÁLISIS DEL FLUJO DE CARGA 66
4.1.1.3 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO 67
4.1.1.4 MALLA DE PUESTA A TIERRA 67
4.1.1.5 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES 68
CONCLUSIONES 71
RECOMENDACIONES 72
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 72
ANEXOS 80

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA. 6
FIGURA 2. DIAGRAMA DE FALLA TRIFÁSICA 11
FIGURA 3. DIAGRAMA DE FALLA TRIFÁSICA A TIERRA 12
FIGURA 4. DIAGRAMA DE FALLA BIFÁSICA 13
FIGURA 5. DIAGRAMA DE FALLA BIFÁSICA A TIERRA 13
FIGURA 6. DIAGRAMA DE FALLA MONOFÁSICA A TIERRA 14
FIGURA 7. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN SPT. 15
FIGURA 8. RESISTENCIA DE UN CUBO DE TIERRA DE 1 METRO DE TAMAÑO. 18
FIGURA 9. ALTERACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE ACUERDO CON LA HUMEDAD DEL TERRENO. 21
FIGURA 10. ALTERACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE ACUERDO CON LA TEMPERATURA DEL TERRENO. 22
FIGURA 11. ALTERACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE ACUERDO CON LA SALINIDAD DEL TERRENO. 23
FIGURA 12. ALTERACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE ACUERDO CON LA ESTRATIGRAFÍA DE LA TERRENO. 24
FIGURA 13. TRAYECTORIA DE LA CORRIENTE AL CORAZÓN 25
FIGURA 14. VOLTAJE DE PASO PRÓXIMO A UNA CONSTRUCCIÓN VINCULADA A LA TIERRA. 27
FIGURA 15. VOLTAJE DE CONTACTO PRÓXIMO A UNA CONSTRUCCIÓN VINCULADA A LA TIERRA. 27
FIGURA 16. SOFTWARE ETAP. 30
FIGURA 17. CURVA DE PROTECCION DE LA TIRA FUSIBLE DE 60A. 34
FIGURA 18. CURVA DE PROTECCION DE LA TIRA FUSIBLE DE 15A. 35
FIGURA 19. CURVA DE DISPARO TERMO-MAGNETICO DEL DISYUNTOR TIPO D / 1 kA/ 220 V. 37
FIGURA 20. MALLA CUADRADA CON VARILLAS A TIERRA 44
FIGURA 21. SELECCIÓN DE COMPONENTES DEL SISTEMA 49
FIGURA 22. CARGA DE DATOS ELÉCTRICOS DE LOS COMPONENTES 50
FIGURA 23. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA 50

FIGURA 24. INTERFAZ DEL SOFTWARE CON LA OPCIÓN DE CORTOCIRCUITO SELECCIONADA. 51
FIGURA 25. ASIGNACIÓN DE BARRAS PARA LA SIMULACIÓN DE CORTOCIRCUITO. 52
FIGURA 26. EJECUCIÓN DEL CÁLCULO DE LA MÁXIMA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO. 52
FIGURA 27. RESULTADOS DE SIMULACIÓN PARA UNA FALLA MONOFÁSICA A TIERRA. 53
FIGURA 28. RESULTADOS DE SIMULACIÓN PARA UNA FALLA DE LÍNEA A LÍNEA. 53
FIGURA 29. RESULTADOS DE SIMULACIÓN PARA UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA. 54
FIGURA 30. RESULTADOS DE SIMULACIÓN PARA UNA FALLA TRIFÁSICA. 55
FIGURA 31. ASIGNACIÓN DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LA MALLA. 55
FIGURA 32. SELECCIÓN DE LA FORMA DE LA MALLA. 56
FIGURA 33. DEFINICIO DE PARAMETROS DE LA MALLA. 57
FIGURA 34. PARÁMETROS DE LAS VARILLAS DE TIERRA. 57
FIGURA 35. RESISTIVIDAD DEL TERRENO Y LA SUPERFICIE. 58
FIGURA 36. DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO 58
FIGURA 37. CÁLCULO DE LA MALLA 59
FIGURA 38. VERIFICACIÓN DE VOLTAJES DE PASO Y TOQUE. 59
FIGURA 39. CÁLCULOS EN EL ETAP DEL DISEÑO OPTMIZADO 60
FIGURA 40. SELECCIÓN DEL APARTADO DE PROTECCIÓN Y COORDINACIÓN. 61
FIGURA 41. SELECCIÓN DEL SISTEMA A COMPROBAR. 62
FIGURA 42. VISUALIZACIÓN INICIAL DE LAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIONES. 62
FIGURA 43. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LAS PROTECCIONES. 63
FIGURA 44. SIMULACIÓN Y ACTUACIÓN DEL FUSIBLE EN LA BARRA 2. .. 64
FIGURA 45. ACTUACIÓN SECUENCIAL DEL DISYUNTOR Y EL FUSIBLE ANTE LA FALLA EN LA BARRA 4. 65
FIGURA 46. COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS CARACTERÍSTICAS

DURANTE LA FALLA EN LA BARRA 2. 69
FIGURA 47. COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS CARACTERÍSTICAS DURANTE LA FALLA EN LA BARRA 4. 70

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. CONSTANTES DE MATERIALES EMPLEADOS PARA UN SPT 16
TABLA 2. RANGO DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO 19
TABLA 3. DATOS DE RESISTIVIDAD DE ACUERDO CON LA NATURALEZA DEL SUELO 19
TABLA 4. CATEGORIZACIÓN DE LOS SUELOS EN FUNCIÓN DE SU NIVEL DE RESISTIVIDAD..... 20
TABLA 5. ALTERACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE ACUERDO CON LA TEMPERATURA DEL TERRENO. 22
TABLA 6. EFECTOS DE LA CORRIENTE ELECTRICA EN EL CUERPO HUMANO 25
TABLA 7. IMPEDANCIA DEL ORGANISMO HUMANO ANTE LA CORRIENTE ALTERNA. 26
TABLA 8. DIMENSIONES MÍNIMAS DEL CUARTO DE TRANSFORMADOR. . 32
TABLA 9. FUSIBLES CLASIFICADOS SEGÚN ESLABONES EEI-NEMA TIPO 'K', 'T', Y TIPO 'H', PROTEGIENDO ENTRE 200% Y 300% DE LA CARGA NOMINAL. 33
TABLA 10. CORRIENTE MÁXIMA PERMITIDA PARA CONDUCTORES AISLADOS CON TENSIONES NOMINALES DE 0 A 2,000 VOLTIOS. 38
TABLA 11. VALORES DE RESISTENCIA PUESTA A TIERRA MAXIMOS. 40
TABLA 12. VALORES TÍPICOS DE Df. 41
TABLA 13. CONSTANTES DE CONDUCTORES. 42
TABLA 14. ESTIMACIÓN DE IMPEDANCIAS EQUIVALENTES EN NEUTROS DE ALIMENTADORES Y CABLES DE PROTECCIÓN EN DISTRIBUCIÓN Y TRANSMISIÓN ELÉCTRICA. 45
TABLA 15. COMPARACIÓN DE CARGAS ACTUALES Y PROYECTADAS 66
TABLA 16. INFORME DEL FLUJO DE CARGA DEL SISTEMA 66
TABLA 17. REPORTE DE CORTO CIRCUITO DEL SISTEMA. 67
TABLA 18. COMPARACIÓN ENTRE REPORTE DE MALLA 1 (INICIAL) Y MALLA 2 (OPTIMIZACIÓN). 68

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1. ACOMETIDA SUBTERRANEA EN MT CON MEDICION EN BT PROPUESTO POR CNEL EP 80
ANEXO 2. CÁLCULO EN EXCEL DEL CONDUCTOR PARA EL DISEÑO INICAL DE LA MALLA. 80
ANEXO 3. CÁLCULO EN EXCEL DE TENSIONES DE PASO Y TOQUE PARA EL DISEÑO INICAL DE LA MALLA. 81
ANEXO 4. CÁLCULOS EN EXCEL ACERCA DE LOS CONDUCTORES DE LA MALLA OPTMIZADA. 82
ANEXO 5. CÁLCULO EN EXCEL ACERCA DE LAS TENSIONES DE PASO Y TOQUE DE LA MALLA OPTMIZADA. 82
ANEXO 6. CORRIENTE MÁXIMA PERMITIDA PARA CONDUCTORES AISLADOS CON TENSIONES NOMINALES DE 0 A 2,000 VOLTIOS. 83
ANEXO 7. CURVA CARACTERISITICA PARA UN TIEMPO MÍNIMO DE FUSION DE FUSIBLES TIPO K INSELCA..... 84
ANEXO 8. CURVA CARACTERISITICA PARA UN TIEMPO MÁXIMO DE FUSION DE FUSIBLES TIPO K INSELCA 85

ABREVIATURAS

- ✓ MT: Media Tensión
- ✓ BT: Baja Tensión
- ✓ SPT: Sistema puesta a tierra
- ✓ MCM: Unidad de medida mil milesimas de pulgadas circulares (kcmil)
- ✓ IEEE: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
- ✓ kV: kilovoltios
- ✓ kVA: Kilovoltios amperios
- ✓ kW: Kilovatios
- ✓ Natsim: Normas de Acometidas, Cuartos de Transformadores y Sistemas de Medición para el Suministro de Electricidad
- ✓ AWG: American Wire Gaug

CAPITULO I

1.1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día, los edificios públicos han logrado incrementar significativamente su capacidad instalada, debido al aumento en el uso de aparatos electrónicos necesarios para realizar diversas actividades. Esta creciente demanda comercial impulsa la expansión de estos edificios de uso público, ofreciendo a las personas un espacio adecuado para establecer sus negocios o desarrollar sus actividades. Sin embargo, uno de los aspectos clave a considerar en edificaciones de gran tamaño es el correcto dimensionamiento del transformador, asegurando que las cargas de los aparatos eléctricos funcionen adecuadamente y se eviten daños futuros en las instalaciones.

Con base en la carga eléctrica actual, se hace necesario actualizar el diseño del transformador, aumentando su capacidad de 150 kVA a 300 kVA. Este ajuste implica la regeneración del diseño eléctrico de la instalación, respondiendo a las crecientes demandas derivadas del nuevo modelo del transformador en la subestación tipo interior. Durante este proceso de dimensionamiento, surgen interrogantes importantes, como si el transformador y la red están operando en sus puntos óptimos de explotación, o cuál será la vida útil asociada al nuevo diseño. Por lo tanto, el dimensionamiento debe realizarse desde una perspectiva técnica y económica que sea óptima para la red en cuestión [1].

Además, el análisis de las protecciones que acompañan el diseño de la subestación tipo interior es fundamental. Estas protecciones no solo resguardan las líneas eléctricas, el transformador y otros equipos ante posibles fallas o cortocircuitos, sino que también garantizan la seguridad de las personas. Una de las protecciones más comunes es la malla de puesta a tierra, cuyo desempeño depende de factores como el espacio y la disposición de los conductores, la cantidad y ubicación de las barras de tierra, y la longitud de los elementos, entre otros aspectos [2].

En resumen, el análisis y diseño de una subestación tipo interior con una red de 13.8 kV / 127-220 V para un edificio de uso público resulta crucial para garantizar un suministro eléctrico eficiente y seguro. Esto es indispensable no solo para proteger la estabilidad del sistema eléctrico, sino también para asegurar la continuidad del servicio y la seguridad de los usuarios del edificio.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La implementación de una subestación tipo interior de 300kVA/13.8kV/127V-220V en un edificio de uso público enfrenta varios desafíos significativos. Uno de los principales problemas es la capacidad de carga y la demanda energética del edificio. Es vital determinar si la subestación sugerida puede cubrir tanto las demandas presentes como las futuras, teniendo en cuenta el incremento previsto en la utilización de energía. La falta de capacidad adecuada podría resultar en sobrecargas y fallos en el suministro eléctrico, afectando negativamente las operaciones de los componentes eléctricos del edificio y la comodidad de sus usuarios.

Además, la eficiencia energética y las pérdidas de energía son problemáticas que deben abordarse y es necesario analizar las pérdidas de energía en la subestación y buscar formas de minimizarlas mediante la selección de equipos más eficientes y la optimización del diseño.

1.3. ANTECEDENTES

En la actualidad, la necesidad de rediseñar el estudio de una subestación tipo interior para transformadores de energía ha ido en aumento. Esto es fundamental para optimizar la capacidad requerida por las instalaciones eléctricas, garantizando así un comportamiento adecuado de las cargas en dichos sistemas. Existen estudios similares que abordan el diseño y análisis de subestaciones de media y baja tensión. Por ejemplo, en un proyecto de tesis se desarrolló un análisis técnico para el diseño de una subestación de media tensión de 100 kVA en una empresa privada. Este estudio proporcionó datos relevantes que aseguraron el correcto funcionamiento de la red de distribución eléctrica en esa entidad, demostrando la importancia de un diseño adecuado para garantizar un desempeño óptimo en proyectos eléctricos vinculados con subestaciones de media y baja tensión [3]. Uno de los problemas más comunes es el uso de transformadores que no cumplen con la demanda requerida, lo cual genera inconvenientes como sobrecargas en el transformador, caídas de voltaje en baja tensión, aumento de las pérdidas eléctricas y un impacto negativo en la calidad de la energía [4].

El principal objetivo es garantizar que las instalaciones y los equipos eléctricos operen eficientemente de acuerdo con las demandas actuales del edificio. Por ello, este caso de estudio resulta esencial para el rediseño de la subestación tipo interior del transformador. Se propone aumentar la capacidad del transformador de 150 kVA a 300 kVA, lo que tendrá un impacto positivo en las instalaciones públicas al mejorar la confiabilidad en la

distribución del suministro eléctrico.

1.4. JUSTIFICACIÓN

La implementación de una subestación tipo interior es esencial para garantizar un suministro eléctrico eficiente y seguro. En algunos edificios de uso público, los sistemas eléctricos actuales no están diseñados para manejar las demandas energéticas modernas, lo que puede resultar en interrupciones frecuentes y altos costos operativos. Un rediseño adecuado permitirá optimizar el desempeño del sistema eléctrico, asegurando que pueda satisfacer tanto las necesidades presentes como futuras del edificio, mejorando así la calidad del servicio y la seguridad de los usuarios.

Además, la implementación de un nuevo diseño de subestación que cumpla con las normativas y utilice herramientas como el software ETAP; para el estudio de cortocircuito y el sistema de puesta a tierra, garantiza que el sistema eléctrico sea robusto y confiable. Esto no solo minimiza los riesgos de fallos y accidentes, sino que también asegura que el sistema cumpla con los estándares de seguridad y eficiencia energética.

Finalmente, este proyecto repercute de manera considerable en la sostenibilidad y la responsabilidad social del inmueble. Al incrementar la eficiencia en la energía y disminuir las pérdidas. Además, el proyecto puede funcionar como un referente para otras entidades públicas, el rediseño de la subestación no solo potencia la funcionalidad y protección del inmueble, sino que también fomenta el crecimiento sostenible y la optimización de los recursos energéticos.

1.5. ALCANCE

El presente estudio de una subestación tipo interior con transformador de 300kVA – 13.8 kV a 127-220V de un edificio, el caso de estudio se llevará a cabo en el software ETAP, considerando las condiciones operativas y la posible demanda de la carga del edificio.

La simulación busca un enfoque dirigido a la demanda que surge cuando se requiere rediseñar un trasformador de menor capacidad con uno de mayor capacidad, ya que el proyecto se puede realizar con cualquier otro caso de estudio que tenga una demanda similar al de la presente investigación.

El proyecto contara con una simulación en la cual nos presenta el estado del sistema de la subestación, lo cual nos permitirá tener un proyecto que presenta una estabilidad y eficiencia al momento de rediseñar el transformador de 150 – 300 kVA, adicionalmente para el caso de estudio abordaremos aspecto importante que es el rediseño de la malla de

puesta a tierra para el nuevo transformador de 300kVA, para el rediseño se busca implementar normativas del NATSIM para establecer el modelado con estándares de servicio eléctricos.

1.6. BENEFICIARIOS DE LA PROPUESTA

Este proyecto busca beneficiar a las diversas edificaciones que mantenga un sistema de cargabilidad similar al presentado ya que esto podría ser una posible solución al momento de rediseñar el transformador para mejorar la eficiencia y optimizar el sistema eléctrico en las edificaciones.

Los usuarios también se beneficiarán de un suministro confiable para operar sus quipos eléctricos, lo que mejorará la calidad de los servicios ofrecidos, este caso de estudio busca ser una fuente valiosa de información para estudiantes o ingenieros eléctricos que tengan un proyecto relacionado para un rediseño de subestación de tipo interior.

1.7. OBJETIVOS

1.7.1 OBJETIVO GENERAL

Estudiar la implementación de una subestación tipo interior de 300kVA, 13.8kV, 127V-220V para el servicio de energía eléctrica en un edifico de uso público.

1.7.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar el nivel de cargabilidad presente y futura que demanda el edificio, para el correcto dimensionamiento del transformador.
- Realizar el estudio de cortocircuito de la subestación, utilizando el software ETAP para la selección de las partes, elementos y equipos de la subestación.
- Realizar el estudio del sistema de puesta a tierra, mediante el software ETAP, para cumplir con los estándares recomendados sobre tierra de referencia y tierra de protección.

1.8. METODOLOGÍA

Paso 1.- Realizar una revisión precisa de artículos o tesis sobre una subestación tipo interior.

Paso 2.- Analizar el estado actual del nivel de cargabilidad que demanda el edificio de uso público.

Paso 3.- Recopilar datos sobre el rendimiento actual del edificio.

Paso 4.- Definir requerimientos técnicos y especificaciones del equipo en base al caso de estudio presentado.

Paso 5.- Elaborar un prediseño de la subestación incluyendo el diagrama unifilar y la ubicación de componentes.

Paso 6.- Utilizar el software ETAP para realizar el estudio de corto circuito de la subestación tipo interior del edificio.

Paso 7.- Seleccionar transformadores, protecciones, interruptores y otros componentes, basándose en los resultados del estudio.

Paso 8.- Diseñar el estudio del sistema de puesta a tierra utilizando el software ETAP.

Paso 9.- Simular pruebas de aceptación y puesta en marcha para asegurarse el correcto funcionamiento del sistema.

Paso 10.- Presentar conclusiones y recomendación, basados en resultados sobre el caso de estudio del edificio.

CAPITULO II

2.1. MARCO TEÓRICO

2.1.1 EFICIENCIA ELÉCTRICA

La eficiencia energética comprende un conjunto de estrategias orientadas a disminuir el consumo de energía manteniendo el óptimo desempeño de los sistemas. Su objetivo es optimizar la relación entre la energía consumida y los servicios o productos generados. Para alcanzarlo, se emplean tecnologías avanzadas, prácticas de gestión eficientes y transformaciones en los hábitos culturales de la sociedad, apoyados por inversiones económicas estratégicamente planificadas, garantizando así un impacto positivo y sostenible [5], [6].

2.1.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Una subestación eléctrica es una instalación compuesta por equipos especializados que regulan los niveles de tensión de la energía eléctrica, adaptándola para su transporte, distribución y consumo final. Estas estructuras incorporan dispositivos que gestionan el flujo de energía y aseguran la protección del sistema, respetando los estándares de diseño establecidos. Entre sus componentes principales se encuentran los circuitos de entrada y salida conectados a un barraje común, transformadores de potencia, sistemas de protección, y equipos de control y comunicación. En la **FIGURA 1** se podrá apreciar un ejemplo de subestación [7].

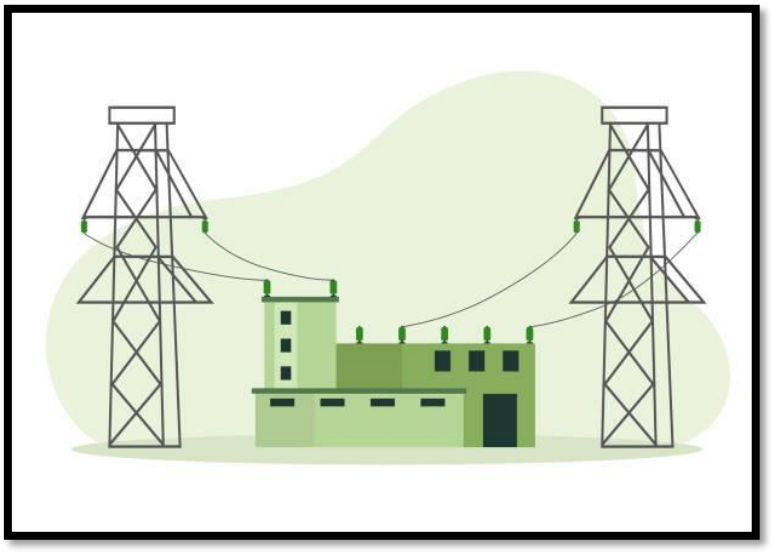


FIGURA 1. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA [8].

2.1.3 TIPOS DE SUBESTACIÓN

Las subestaciones eléctricas se diseñan y construyen considerando las necesidades particulares de los usuarios, así como los estándares de seguridad requeridos para garantizar el transporte y distribución eficiente de energía. Su clasificación depende de diversos factores técnicos que responden a estas demandas específicas, asegurando la funcionalidad y confiabilidad del sistema eléctrico. Este enfoque permite adaptar las subestaciones a diferentes contextos operativos y cumplir con las normativas aplicables al sector energético. Se clasifican en:

2.1.3.1 SUBESTACIÓN TIPO INTEMPERIE

Las subestaciones de tipo intemperie se instalan en áreas abiertas, quedando expuestas de manera directa a las condiciones climáticas. Por ello, su diseño y los componentes que las conforman están específicamente adaptados para soportar retos como la lluvia, el viento, la nieve, la contaminación ambiental y las descargas eléctricas producidas por tormentas. Esto garantiza su funcionamiento seguro y confiable frente a las exigencias del entorno [9].

2.1.3.2 SUBESTACIÓN TIPO INTERIOR

Las subestaciones interiores están diseñadas específicamente para funcionar en espacios cerrados. Aunque las variantes con aislamiento en aire han disminuido en popularidad frente a las subestaciones que emplean hexafluoruro de azufre, todavía representan una opción viable. Su uso es especialmente relevante en áreas urbanas donde las condiciones particulares exigen soluciones compactas y seguras, manteniendo su utilidad en ciertos entornos específicos [10].

2.1.3.3 SUBESTACIÓN TIPO BLINDADO

Las subestaciones de tipo blindado se caracterizan por contar con equipos de alta protección que ocupan un espacio reducido, lo que facilita su instalación en áreas con limitaciones de espacio. Su uso es frecuente en entornos como hospitales, fábricas, centros comerciales y otros lugares con restricciones de superficie disponible. Estas subestaciones están diseñadas principalmente para operar con voltajes propios de sistemas de distribución, garantizando eficiencia y seguridad en su funcionamiento [11].

2.1.4 TIPO DE SERVICIO

2.1.4.1 SUBESTACIÓN ELEVADORAS

Estas instalaciones se localizan junto a las plantas generadoras de energía, ya que el voltaje producido está limitado por las capacidades de aislamiento de las máquinas rotativas. Su propósito principal es elevar el voltaje para adecuarlo a los requisitos de transmisión. Los generadores generalmente operan en un rango de 5 kV a 25 kV, mientras que, para la transmisión, dependiendo de la distancia y la potencia requerida, los niveles de voltaje pueden aumentar a 69 kV, 138 kV, 230 kV o 500 kV. En países con vastos territorios, es común encontrar sistemas de transmisión que alcanzan niveles de 765 kV, 800 kV e incluso hasta 1200 kV en corriente alterna [12].

2.1.4.2 SUBESTACIÓN REDUCTORAS

Las subestaciones eléctricas reductoras tienen la función principal de disminuir la tensión eléctrica a valores que suelen oscilar entre 13.2 kV, 15 kV, 20 kV, 45 kV o 66 kV. Este proceso permite suministrar energía a la red de distribución. Posteriormente, los centros de transformación se encargan de reducir aún más la tensión hasta niveles de baja tensión, adecuados para cubrir las necesidades energéticas tanto de los sectores residenciales como industriales [13].

2.1.4.3 SUBESTACIONES DE PASO

Las subestaciones de paso se caracterizan por no modificar los parámetros de las variables eléctricas y tienen como propósito principal la conexión de diferentes puntos a un sistema de barras o a una barra específica. Estas instalaciones no están equipadas con transformadores de potencia, ya que su función es exclusivamente de interconexión dentro del sistema eléctrico [14].

2.1.5 TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS

Los transformadores eléctricos son dispositivos estáticos diseñados para transferir energía mediante un campo electromagnético alterno, ajustando la tensión para proporcionar el nivel adecuado a otros sistemas. En un contexto ideal, estos equipos modifican el voltaje sin alterar la frecuencia ni la potencia del sistema; sin embargo, debido a las características del proceso de conversión, se producen pérdidas energéticas que se manifiestan principalmente en forma de calor [15], [16].

2.1.6 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El transformador está constituido por un núcleo ferromagnético, que forma el circuito magnético, y dos bobinas que componen el circuito eléctrico. Su operación se basa en los principios fundamentales de la inducción electromagnética, donde se genera una fuerza electromotriz (f.e.m.) debido a la variación de la corriente en un circuito estático o por la interrupción de la corriente en un circuito en movimiento. Este proceso permite la transferencia de energía entre los dos circuitos a través del campo magnético creado [17], [18].

2.1.7 EFICIENCIA DE UN TRANSFORMADOR ELÉCTRICO

La eficiencia energética de un transformador se determina a través de la fórmula correspondiente, la cual expresa el rendimiento como (n). Este indicador técnico se calcula en función de la proporción entre la potencia útil, que es aprovechada por el sistema, y la potencia total suministrada al transformador. Dicha potencia total incluye tanto la energía efectivamente utilizada como las pérdidas que ocurren durante su funcionamiento [19].

2.1.8 VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR

La vida útil de un transformador depende de las condiciones especificadas por el fabricante, así como de diversos factores eléctricos, mecánicos y ambientales que influyen en su desempeño. Estos equipos eléctricos se caracterizan por su confiabilidad y larga duración, llegando a operar eficientemente por más de 35 años. No obstante, su rendimiento y longevidad pueden variar según el entorno en el que se encuentren y el mantenimiento recibido. Por esta razón, su correcto manejo y supervisión son esenciales para maximizar su vida operativa[20].

2.1.9 CLASIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES

Existen numerosos tipos de transformadores, diseñados específicamente para adaptarse a diversas aplicaciones y entornos, incluyendo los sectores comercial, industrial y residencial, entre otros. A continuación, se presentan algunos de estos transformadores, destacando sus características y usos principales según el sistema en el que operan [21].

2.1.9.1 POR SU OPERACIÓN

- Transformadores de distribución
- Transformadores de potencia

2.1.9.2 POR EL NÚMERO DE FASES

- Transformadores de potencia o distribución monofásico
- Transformadores de potencia o distribución trifásico

2.1.9.3 POR SU UTILIZACIÓN

- Transformador para generador
- Transformadores de subestación
- Transformadores de distribución
- Transformadores de instrumentos

2.1.9.4 POR SU CONSTRUCCIÓN Y FORMA DE NÚCLEO

- Transformador con núcleo acorazado
- Transformador con núcleo no acorazado

2.1.9.5 POR SU LUGAR DE INSTALACIÓN

- Transformador tipo poste
- Transformador tipo subestación
- Transformador tipo pedestal
- Transformador tipo bóveda o sumergible

2.1.9.6 POR SU ENFRIAMIENTO

- Transformador con enfriamiento tipo OA
- Transformador con enfriamiento tipo OA/ FA
- Transformador con enfriamiento tipo OA/ FA/ FOA
- Transformador con enfriamiento tipo FOA
- Transformador con enfriamiento tipo OW
- Transformador con enfriamiento tipo FOW

2.1.10 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS

El análisis de cortocircuitos es una herramienta fundamental para seleccionar los equipos adecuados y definir las protecciones necesarias. Este estudio considera el tiempo de duración del cortocircuito, que se expresa en segundos o ciclos, y representa el periodo durante el cual la corriente de falla circula a través del sistema eléctrico [22].

Existen diferentes métodos para realizar este análisis, desde procedimientos simplificados, adecuados para instalaciones industriales y sistemas de potencia que pueden llevarse a cabo manualmente, hasta técnicas más complejas que requieren el uso

de computadoras para resolver ecuaciones matemáticas. Estas últimas son particularmente útiles en el análisis de redes eléctricas de gran escala [23].

2.1.11 FALLAS SIMÉTRICAS

Las fallas simétricas, aunque balanceadas, impactan las tres fases del sistema eléctrico, alterando su estado operativo y generando corrientes elevadas que pueden ocasionar daños significativos. Este tipo de fallas se produce por un cortocircuito que involucra simultáneamente las tres fases, manifestándose como una falla trifásica o trifásica a tierra. A pesar de ello, el sistema conserva su simetría y equilibrio, lo que caracteriza su naturaleza [24].

2.1.11.1 FALLAS TRIFÁSICAS

Una falla trifásica representa un evento crítico que afecta simultáneamente las tres líneas del sistema como se puede percibir en la **FIGURA 3**, resultando en un fenómeno de alta intensidad. Este tipo de falla, usualmente ocasionado por condiciones climáticas adversas, destaca por su relevancia en el análisis de sistemas de potencia. Su importancia radica en que genera una corriente significativamente mayor en comparación con otras fallas analizadas previamente, lo que la convierte en un aspecto clave para el estudio y diseño de redes eléctricas [25][26]

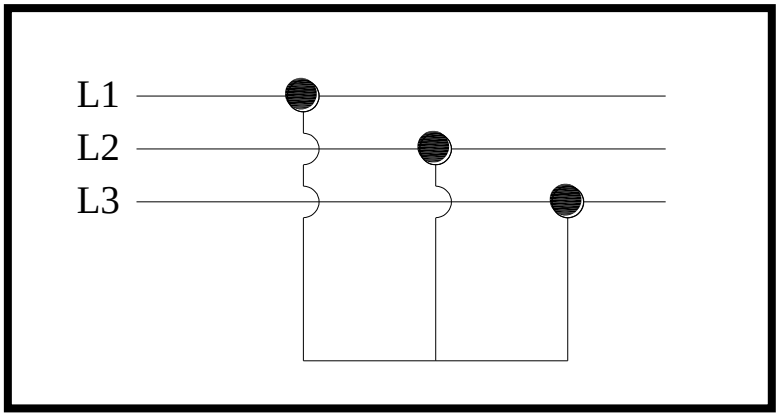


FIGURA 2. DIAGRAMA DE FALLA TRIFÁSICA

2.1.11.2 FALLAS TRIFÁSICAS A TIERRA

Las fallas trifásicas a tierra ocurren cuando las tres fases de un sistema eléctrico entran en contacto directo con el terreno como se puede apreciar en la **FIGURA 3**. Este fenómeno provoca una caída significativa en los niveles de voltaje de las fases afectadas, mientras que la corriente experimenta un incremento notable. Estas condiciones pueden generar riesgos operativos y deben ser atendidas con medidas correctivas para evitar daños en los

equipos y garantizar la estabilidad del sistema eléctrico [27].

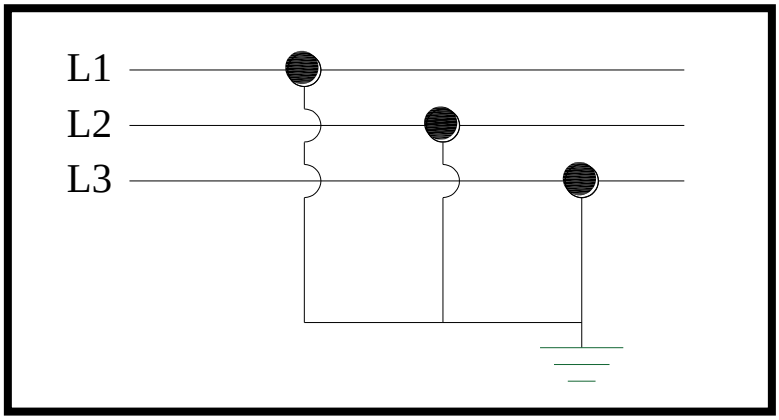


FIGURA 3. DIAGRAMA DE FALLA TRIFÁSICA A TIERRA

2.1.12 FALLAS ASIMÉTRICAS

Las fallas asimétricas ocurren cuando una o dos fases del sistema se ven afectadas, lo que genera un desequilibrio que dificulta su análisis. Este tipo de fallas incluye conexiones de línea a tierra, doble línea y doble línea a tierra, siendo frecuentes en el funcionamiento normal de los sistemas eléctricos. Debido a su naturaleza desbalanceada, estas fallas requieren considerar las componentes de secuencia positiva, negativa y cero, lo que implica un estudio más detallado y exhaustivo [28].

2.1.12.1 FALLAS DE LÍNEA A LÍNEA

Entre las fallas asimétricas, una de las variantes más comunes es la falla de línea a línea, también conocida como falla bifásica, que involucra dos líneas del sistema como se puede visualizar en la **FIGURA 4**. Este tipo de falla genera corrientes desequilibradas, lo que resulta en un desbalance en el sistema. Aunque las fallas de línea a línea no son tan frecuentes como otros tipos de fallas, tienden a ocurrir en sistemas con altos niveles de contaminación. Este fenómeno puede afectar la estabilidad del sistema eléctrico, especialmente en condiciones operativas adversas [26][29].

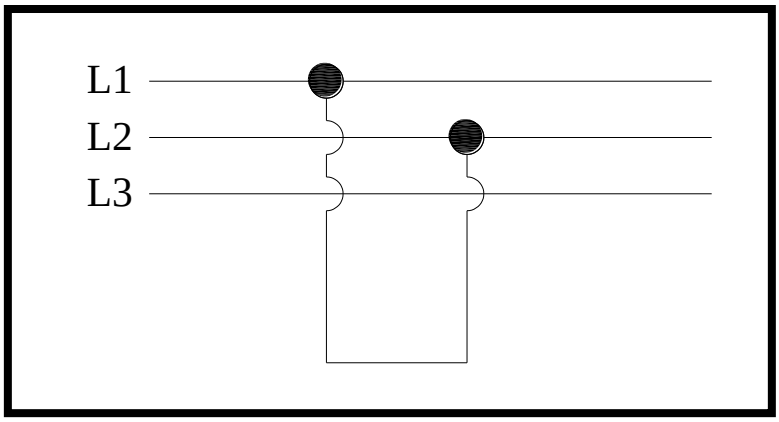


FIGURA 4. DIAGRAMA DE FALLA BIFÁSICA

2.1.12.2 FALLAS DE LÍNEA A LÍNEA Y A TIERRA

Este tipo de falla ocurre cuando dos conductores del sistema eléctrico entran en contacto con tierra como se puede apreciar en la **FIGURA 5**, lo que provoca que el voltaje en ambas fases disminuya a cero. A su vez, la corriente en el sistema aumenta considerablemente, generando un desequilibrio en la fase que no está afectada. Este fenómeno puede causar un mal funcionamiento en los equipos conectados, así como daños en el sistema debido al aumento de la corriente [27].

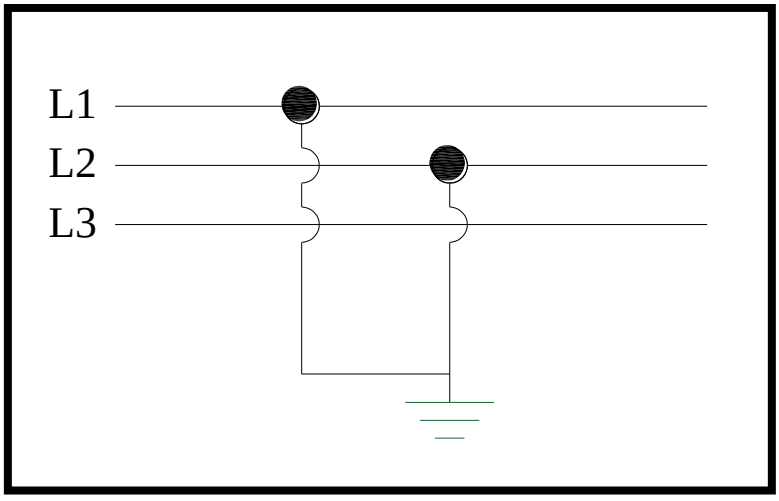


FIGURA 5. DIAGRAMA DE FALLA BIFÁSICA A TIERRA

2.1.12.3 FALLAS MONOFÁSICAS A TIERRA

Las fallas monofásicas a tierra son una de las más comunes y pueden originarse debido a descargas eléctricas en los aisladores de la línea un ejemplo se puede observar en la **FIGURA 6**, defectos en los mismos, impactos de rayos, sobretensiones durante maniobras o fallos en los aisladores. Este tipo de falla también puede presentarse en equipos eléctricos y transformadores. Es importante destacar que su ángulo inicial es relativamente bajo, lo que genera señales transitorias mínimas. Por este motivo, las

protecciones diseñadas para detectar ondas viajeras no logran identificar este tipo de anomalía [30][31]

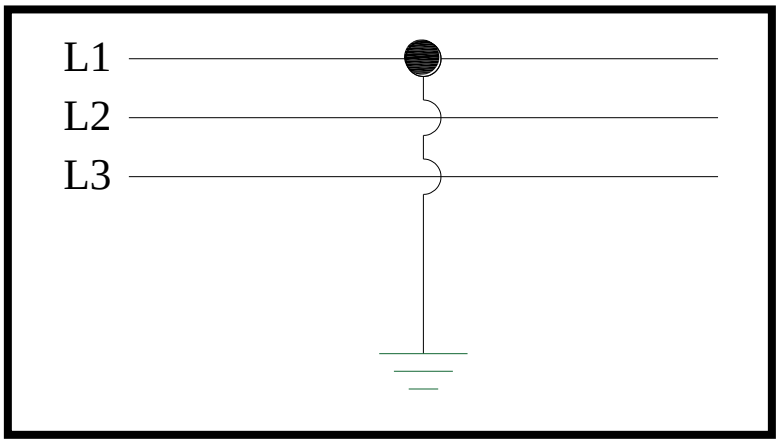


FIGURA 6. DIAGRAMA DE FALLA MONOFÁSICA A TIERRA

2.1.13 SISTEMA PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra se refiere a una conexión conductora, ya sea de manera intencional o accidental, que permite vincular un circuito eléctrico o dispositivo con la tierra o con un objeto conductor de gran tamaño que actúa como referencia de la tierra. Este sistema incluye cualquier enlace deliberado entre el sistema eléctrico y un elemento considerado como tierra, aplicándose tanto a la instalación completa como a partes específicas de ella, como el neutro, el centro estrella de transformadores o generadores, las carcasas y, en ciertos casos, una fase en sistemas delta [32], [33].

2.1.14 COMPONENTES DE UN SPT

Un sistema de puesta a tierra está compuesto por una serie de componentes organizados de manera precisa como se puede percibir en la **FIGURA 7**, con el fin de proteger tanto a las personas como a los equipos ante posibles fallos eléctricos. Estos elementos se interrelacionan para garantizar una vía segura de evacuación de las corrientes no deseadas, reduciendo el riesgo de accidentes y daños materiales. El diseño adecuado de cada parte del sistema es esencial para su correcta funcionalidad y eficacia.

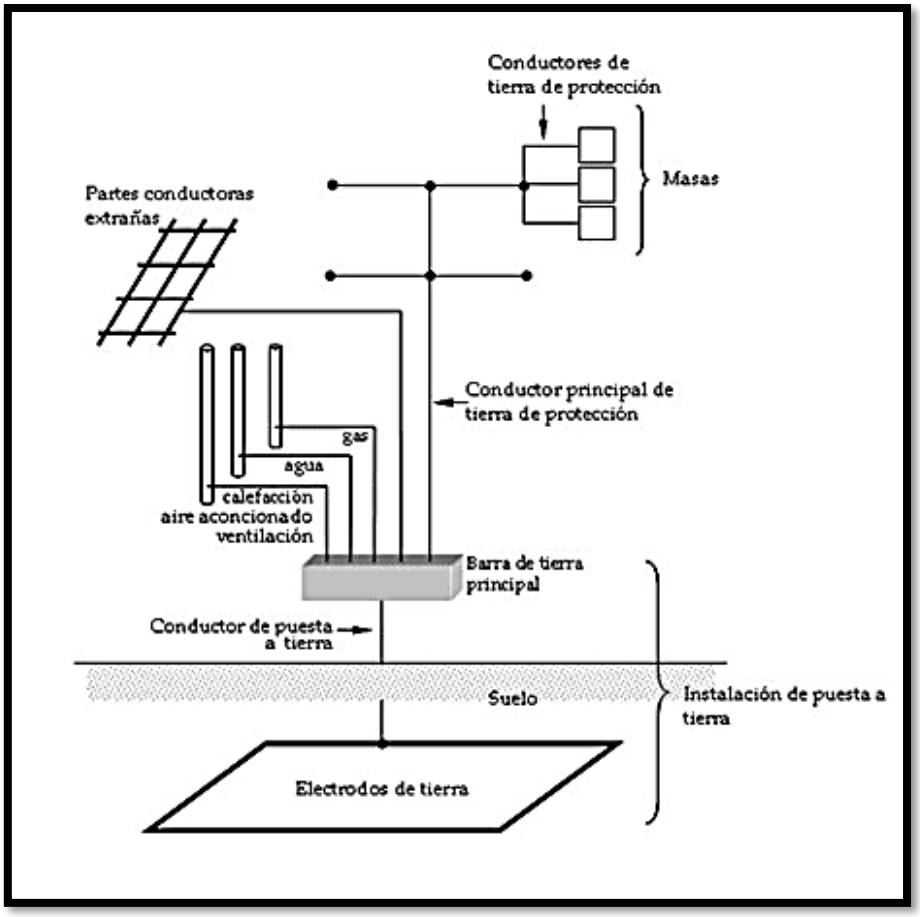


FIGURA 7. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN SPT [34].

2.1.14.1 MALLA A TIERRA

La malla a tierra es un sistema compuesto por conductores de cobre sin aislamiento y electrodos interconectados, dispuestos de forma horizontal bajo el suelo. Su principal función es disipar corrientes o voltajes no deseados dentro del sistema, proporcionando un punto de conexión a tierra común para todos los equipos y estructuras metálicas presentes en la subestación. Esta configuración garantiza una protección adecuada frente a descargas eléctricas y posibles fallos en el sistema de distribución, como se puede analizar en la **TABLA 1** [35].

TABLA 1. CONSTANTES DE MATERIALES EMPLEADOS PARA UN SPT [36]

Description	Material conductivity (%)	α_r factor at 20 °C (1/°C)	K_o at 0 °C (0 °C)	Fusing[a] temperature T_m (°C)	ρ_r 20 °C (μΩ·cm)	TCAP thermal capacity [J/(cm^3·°C)]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.42
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.42
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084	4.40	3.85
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084	5.86	3.85
Copper-clad steel rod[b]	20.0	0.003 78	245	1084	8.62	3.85
Aluminum, EC grade	61.0	0.004 03	228	657	2.86	2.56
Aluminum, 5005 alloy	53.5	0.003 53	263	652	3.22	2.60
Aluminum, 6201 alloy	52.5	0.003 47	268	654	3.28	2.60
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.003 60	258	657	8.48	3.58
Steel, 1020	10.8	0.001 60	605	1510	15.90	3.28
Stainless-clad steel rod[c]	9.8	0.001 60	605	1400	17.50	4.44
Zinc-coated steel rod	8.6	0.003 20	293	419	20.10	3.93
Stainless steel, 304	2.4	0.001 30	749	1400	72.00	4.03

2.1.14.2 CONEXIONES DE PUESTA A TIERRA

Los conectores de puesta a tierra son elementos fundamentales que optimizan la conexión entre barras y conductores, logrando una unión eficiente de cobre a cobre con una resistencia mínima. Están fabricados en una aleación de cobre, mientras que los tornillos son de bronce. Su diseño permite una desconexión sencilla del conductor de la barra, lo que facilita la realización de mediciones sin que estas se vean afectadas por la resistencia del suelo. Esta característica resulta especialmente útil en aplicaciones donde se requiere precisión [37].

- **Unión en base a elementos mecánicos**: Estos dispositivos están diseñados para posicionar los conductores de manera que el usuario pueda ajustar manualmente tornillos o tuercas, lo que asegura el contacto entre ellos. Sin embargo, este método no es el más recomendable, ya que, en caso de no emplearse las

herramientas adecuadas, el ajuste podría no ser suficientemente firme. Con el tiempo, las vibraciones generadas por el suelo o la malla pueden comprometer la estabilidad de la conexión [38].

- **Unión en base a soldadura Exotérmica:** Este proceso de unión se lleva a cabo mediante un molde de grafito diseñado específicamente para adaptarse a las dimensiones de los conductores involucrados. Al utilizar un percutor con una piedra de chispa, se inicia la reacción entre el polvo de aluminio y el óxido de cobre. La combinación de estos materiales se funde, formando una conexión sólida y homogénea que asegura una unión puramente integrada entre los componentes [39].
- **Unión en base a soldadura**: El proceso de conexión mediante bronce se utiliza comúnmente para unir cobre y sus aleaciones, ofreciendo como principal ventaja una unión de baja resistencia y alta resistencia a la corrosión. Para garantizar su efectividad, es crucial que las superficies a unir estén limpias y niveladas, ya que los materiales empleados en este proceso carecen de la fluidez característica de la soldadura convencional. Además, este tipo de unión requiere una fuente de calor adecuada, especialmente cuando se trabajan conectores de mayor tamaño [38].

2.1.14.3 BORNE DE PUESTA A TIERRA

El borne de puesta a tierra es el punto principal de conexión a tierra, donde se enlazan tanto la malla de tierra como los conductores que se distribuyen hacia los tableros de distribución o masas. Este componente debe ser de fácil acceso y ubicarse de manera estratégica, lo que facilita las pruebas de mantenimiento. Durante estas pruebas, es esencial desconectar la malla de tierra del edificio para asegurar mediciones precisas y evitar posibles discrepancias [39].

2.1.14.4 CONDUCTORES A TIERRA

Es fundamental realizar un análisis detallado del sistema de conexión a tierra, destacando las funciones principales de los conductores de tierra y proporcionando las definiciones necesarias para su comprensión. Se aborda también la variedad de electrodos de tierra disponibles, los cuales suelen emplearse de manera similar, independientemente de si el sistema está destinado a aplicaciones eléctricas residenciales, comerciales o industriales. Este enfoque garantiza una comprensión integral de su funcionamiento y la importancia de su correcta implementación [33].

2.1.14.5 CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Los conductores de protección tienen la función de transportar la corriente de retorno del conductor de fase en sistemas monofásicos, así como las corrientes de fase no compensadas en sistemas trifásicos o monofásicos de tres hilos. Este cable de seguridad del circuito está conectado a tierra en el transformador de la empresa suministradora, extendiéndose hasta el equipo de servicio de entrada del inmueble. En este punto, se realiza la unión entre el neutro y la tierra mediante la barra de conexión a tierra, integrando el conductor del electrodo de tierra con el conductor neutro [40].

2.1.15 RESISTIVIDAD DEL TERRENO

La resistividad del terreno se define como la oposición que ofrece un volumen de 1 m^3 de suelo al paso de la corriente eléctrica. Este parámetro resulta fundamental al momento de seleccionar la ubicación óptima para un sistema de puesta a tierra, ya que influye directamente en su eficiencia y desempeño. Su análisis permite determinar las características eléctricas del terreno y garantizar un diseño adecuado, contribuyendo a la seguridad y funcionalidad del sistema, como se puede visualizar en la **FIGURA 8**.

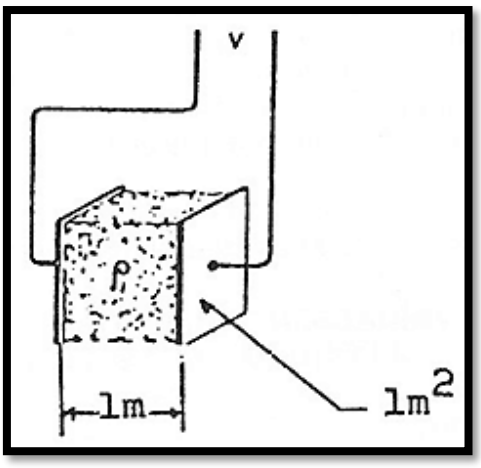


FIGURA 8. RESISTENCIA DE UN CUBO DE TIERRA DE 1 METRO DE TAMAÑO [41].

Diversos factores pueden influir en la capacidad del suelo para resistir cargas, tales como su composición mineralógica, el contenido de agua, la temperatura ambiental, la presencia de sales, la disposición de las capas en su estructura, el grado de compactación alcanzado y las variaciones estacionales. Estos elementos interactúan entre sí y afectan directamente las propiedades mecánicas del terreno, lo que resulta fundamental en estudios de geotecnia y en la evaluación de su comportamiento frente a esfuerzos externos, como se puede interpretar en la **TABLA 2** [42].

TABLA 2. RANGO DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO [43]

Tipo de suelo	Resistividad promedio (Ω-m)
Suelo orgánico húmedo	10
Suelo húmedo	100
Suelo seco	1000
Rocoso	10000

2.1.16 FACTORES QUE AFECTAN LA RESISTIVIDAD DEL SUELO.

La resistividad del suelo varía considerablemente en diferentes regiones del mundo y está condicionada por múltiples factores. Dependiendo del área, el terreno puede ser homogéneo en amplias extensiones o presentar capas de materiales como granito o arena, que poseen alta resistividad y actúan como aislantes naturales. Asimismo, el suelo tiene la capacidad de absorber y conducir corrientes de fuga o falla, pero su desempeño está determinado por diversas condiciones que influyen directamente en su comportamiento eléctrico.

2.1.16.1 NATURALEZA DEL TERRENO

La conductividad de los terrenos varía según su composición, clasificándose en adecuados, moderados o deficientes. Analizar las características del terreno constituye el primer paso esencial para desarrollar un sistema de puesta a tierra eficaz y acorde a las necesidades del entorno. Este estudio permite identificar las propiedades eléctricas del suelo y garantizar un diseño que cumpla con los estándares técnicos requeridos para su correcta implementación, como se puede examinar en la **TABLA 3**.

TABLA 3. DATOS DE RESISTIVIDAD DE ACUERDO CON LA NATURALEZA DEL SUELO [37]

Naturaleza del suelo	Resistividad(Ω.m)
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150

Turba Húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcilla compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600

La clasificación de los terrenos se realiza con base en su capacidad para resistir el flujo de corriente eléctrica, conocida como resistividad, y su predisposición a sufrir procesos corrosivos. Estos dos factores son fundamentales para evaluar las características físicas y químicas del suelo, ya que influyen en su interacción con estructuras subterráneas. Además, permiten determinar su aptitud para aplicaciones específicas en ingeniería civil y ambiental, asegurando un diseño adecuado y sostenible. Así, comprender estos parámetros es esencial para prevenir daños y optimizar el uso de materiales en contacto con el terreno, visto en la **TABLA 4**.

TABLA 4. CATEGORIZACIÓN DE LOS SUELOS EN FUNCIÓN DE SU NIVEL DE RESISTIVIDAD [41].

Resistividad (Ω.m)	**Terrenos**
0 a 9	De muy elevada corrosión
9 a 50	Severamente corrosivo
50 a 100	Moderadamente corrosivo
100 a 200	Ligeramente corrosivo
más de 200	Muy poco corrosivos

2.1.16.2 HUMEDAD DEL TERRENO

La cantidad de agua presente en el terreno, conocida como su condición higrométrica, tiene un impacto significativo en su resistividad. A medida que aumenta la humedad, la resistividad disminuye; por el contrario, cuando la humedad disminuye, la resistividad tiende a incrementarse. En general, la resistencia del terreno es menor al añadirle agua en comparación con su estado seco. Un terreno se considera "saturado de agua" cuando todos los espacios intersticiales están completamente ocupados por agua, como se puede apreciar en la **FIGURA 9** [44].

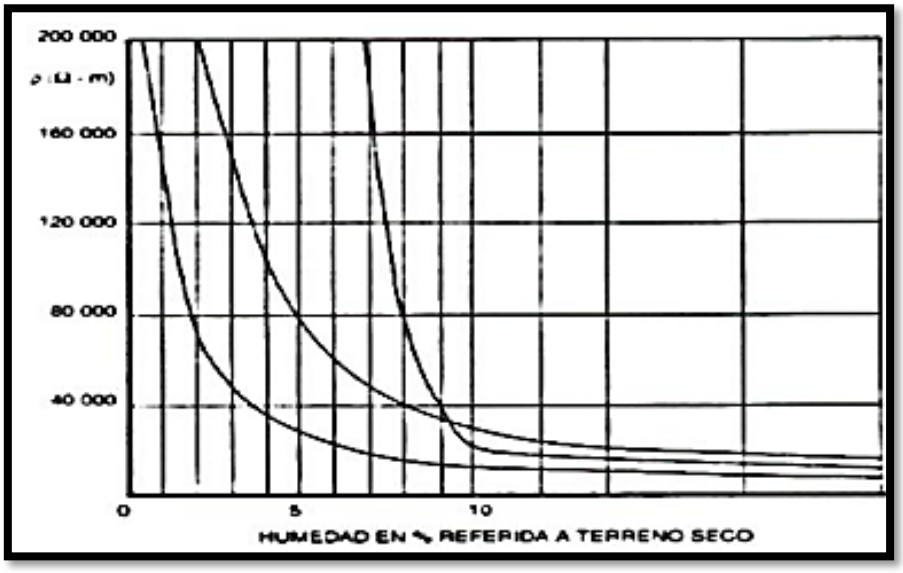


FIGURA 9. ALTERACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE ACUERDO CON LA HUMEDAD DEL TERRENO [45].

2.1.16.3 TEMPERATURA DEL TERRENO

El incremento de la temperatura dentro de rangos considerados normales favorece el movimiento de iones en el terreno, disminuyendo su resistividad. Sin embargo, al alcanzar temperaturas cercanas a los 100 °C, se genera un efecto negativo sobre la resistividad debido a la evaporación del agua presente en el suelo. Esta pérdida de humedad provoca un aumento en la resistividad del terreno, alterando significativamente sus propiedades conductivas, como se puede observar en la **FIGURA 10**.

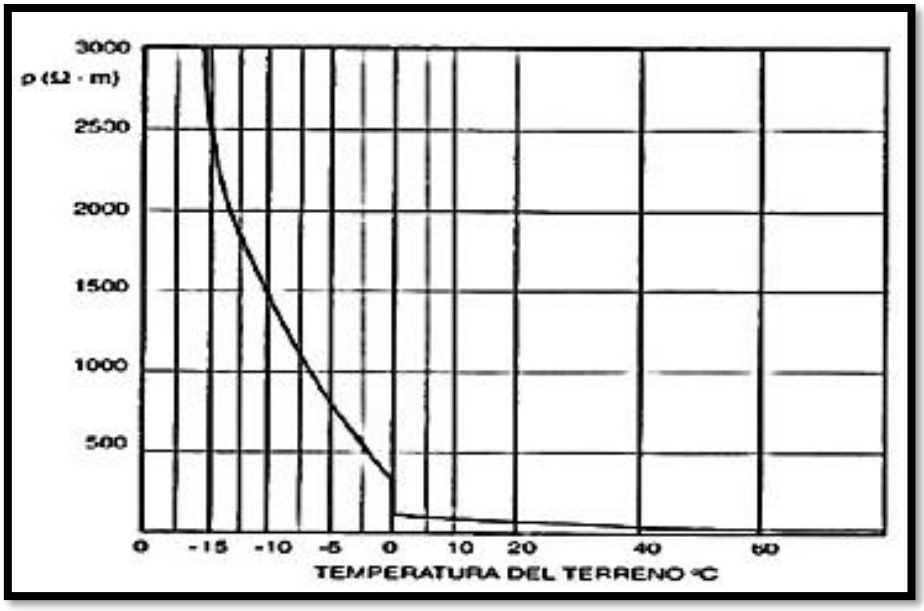


FIGURA 10. ALTERACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE ACUERDO CON LA TEMPERATURA DEL TERRENO [45].

De manera similar, las temperaturas por debajo de los 0 °C generan efectos adversos, ya que el agua se congela y adopta una estructura cristalina que limita su capacidad para conducir eficientemente. Este cambio en su estado físico altera significativamente sus propiedades, convirtiéndola en un medio poco adecuado para la transmisión de energía. La formación de cristales de hielo afecta tanto su conductividad térmica como eléctrica, reduciendo su funcionalidad en condiciones extremas. Por lo tanto, las bajas temperaturas representan un factor crítico que impacta directamente en el comportamiento del agua, como se puede analizar en la **TABLA 5** [46].

TABLA 5. ALTERACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE ACUERDO CON LA TEMPERATURA DEL TERRENO [41].

Temperatura (°C)	**Valor general de la resistividad (Ω.m)**
20	72
10	99
0 agua	138
0 hielo	300
-5	790
-15	3300

2.1.16.4 SALINIDAD DEL TERRENO

La resistividad aparente de un terreno puede disminuir de manera considerable, logrando incluso que un suelo altamente resistivo sea más adecuado, mediante la incorporación de

sales. Esto ocurre porque incrementar la salinidad del terreno reduce su resistividad. Para obtener este efecto, se colocan sales en las arquetas de las conexiones a tierra o cerca de los electrodos accesibles, acompañando esta práctica con un riego adecuado, dicho comportamiento se puede aprecias en la **FIGURA 11** [44].

FIGURA 11. ALTERACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE ACUERDO CON LA SALINIDAD DEL TERRENO [44].

2.1.16.5 ESTRATIGRAFÍA DEL TERRENO

La estratigrafía se encarga del estudio, interpretación, identificación y descripción de las diferentes capas o estratos presentes en el terreno, clasificándolos en suelos uniformes y no uniformes. Los suelos uniformes se caracterizan por tener una capa única con resistividad constante, la cual, en teoría, podría extenderse indefinidamente en espesor. En contraste, los suelos no uniformes están formados por múltiples capas que presentan variaciones en resistividad y en espesor, lo que refleja la heterogeneidad del terreno, como se puede visualizar en la **FIGURA 12** [46].

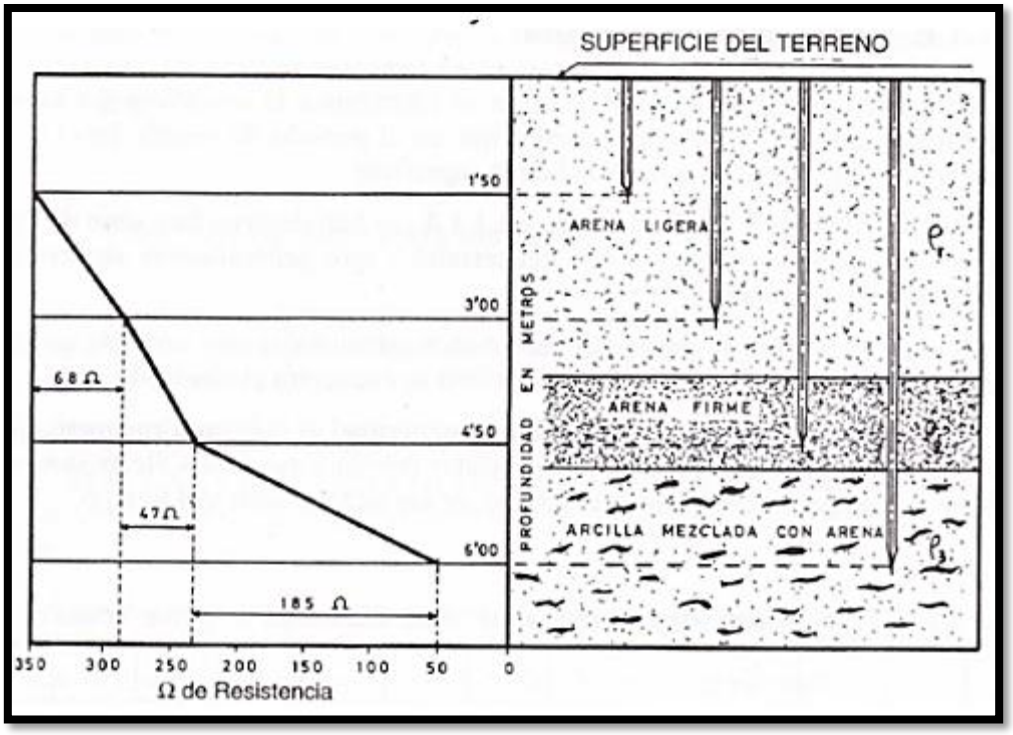


FIGURA 12. ALTERACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE ACUERDO CON LA ESTRATIGRAFÍA DE LA TERRENO [41].

2.1.17 INTENSIDAD DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA

La gravedad de las lesiones suele determinarse principalmente por la intensidad de la corriente eléctrica. Cuanto mayor sea esta intensidad, mayor será el daño en el cuerpo de la persona afectada, como se muestra en la **TABLA 6**. Esto ocurre cuando un individuo entra en contacto con una parte activa de un sistema eléctrico o con un objeto que, de manera inesperada, ha recibido energía. En ese momento, se establece una diferencia de potencial entre la zona del cuerpo que toca el componente electrificado y la que está en contacto con el suelo, como se puede apreciar en la **FIGURA 13** [47].

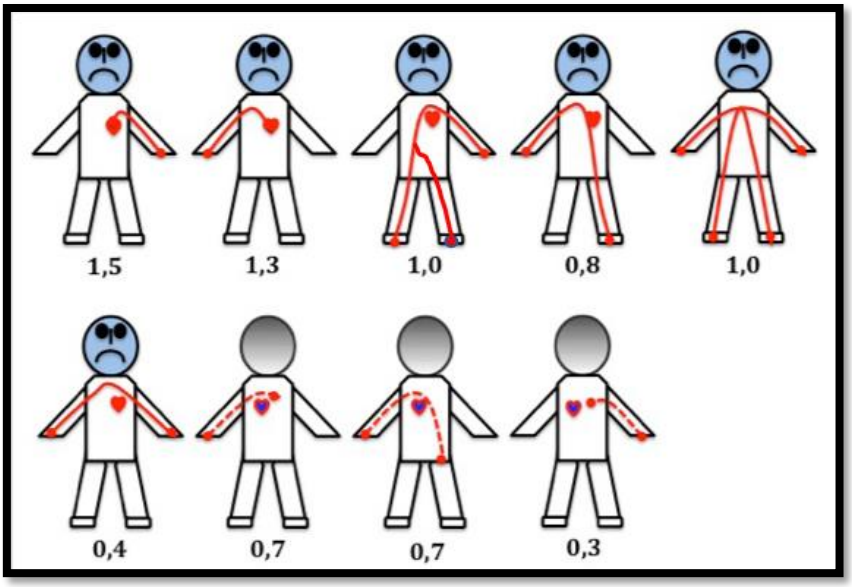


FIGURA 13. TRAYECTORIA DE LA CORRIENTE AL CORAZÓN [48]

TABLA 6. EFECTOS DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA EN EL CUERPO HUMANO [49]

Efecto de la corriente, mA	**Efecto o reacción**
< 1	Débil sensación de cosquilleo
1 - .5	Ligera sensación de choque eléctrico, aunque no dolorosa. La mayoría de las personas pueden terminar voluntariamente el contacto (soltarse). Sin embargo, movimientos involuntarios pueden causar daños.
6 - 25 mujeres 9 - 30 hombres	Choque eléctrico doloroso. Se pierde el control muscular. Este es el rango donde comienza la "corriente de congelamiento" muscular. No es posible" soltarse".
50 - 150	Choque eléctrico extremadamente doloroso, paros respiratorios, contracciones musculares fuertes. Los músculos flexores pueden causar paradas, mientras los músculos extensores pueden causar intensos empujones. Es posible la muerte
1000 - 4300 (1 - 4,3 A)	Ocurre la fibrilación ventricular. Hay contracción muscular. Ocurren daños en el sistema nervioso. Probablemente cause muerte.
10000 (10 A)	Ocurren paros cardiacos y severas quemaduras. La muerte es probable.
15000 (15 A)	Valores de corriente para los cuales operan los límites de las protecciones como fusibles o interruptores !!!!
Las diferencias en la masa muscular y el contenido de grasas incluyen en la severidad del choque eléctrico	

2.1.18 IMPEDANCIA DEL CUERPO HUMANO

El cuerpo humano está compuesto por elementos como músculos y piel, los cuales presentan una impedancia que combina propiedades resistivas y capacitivas al paso de la corriente eléctrica. Esta impedancia total se analiza como la suma de tres componentes dispuestas en serie: la impedancia de la piel en el punto de entrada, la impedancia interna correspondiente a los tejidos subyacentes y la impedancia de la piel en el punto de salida, como se puede distinguir en la **TABLA 7** [50].

TABLA 7. IMPEDANCIA DEL ORGANISMO HUMANO ANTE LA CORRIENTE ALTERNA [51].

Tensión de contacto (V)	Trayectoria mano-mano, piel seca, c. alterna, frecuencia 50-60Hz, superficie de contacto 50-100 cm2 **Impedancia total (Ω) del cuerpo humano que no son sobrepasados por el**		
	5 % de las personas	**50 % de las personas**	**95 % de las personas**
25	1750	3250	6100
50	1450	2625	4375
75	1250	2200	3500
100	1200	1875	3200
125	1125	1625	2875
220	1000	1350	2125
700	750	1100	1550
1000	700	1.050	1500
> 1000	650	750	850

2.1.18.1 VOLTAJE DE PASO

Se define como la diferencia de potencial eléctrico que una persona puede experimentar al mantenerse de pie, con una distancia de 1 metro entre ambos pies, sin establecer contacto directo con ningún objeto que tenga conexión a tierra. Este fenómeno está relacionado con la distribución de voltaje en el suelo y puede generar un riesgo eléctrico si se presentan fallas en el sistema, como se puede observar en la **FIGURA 14** [52].

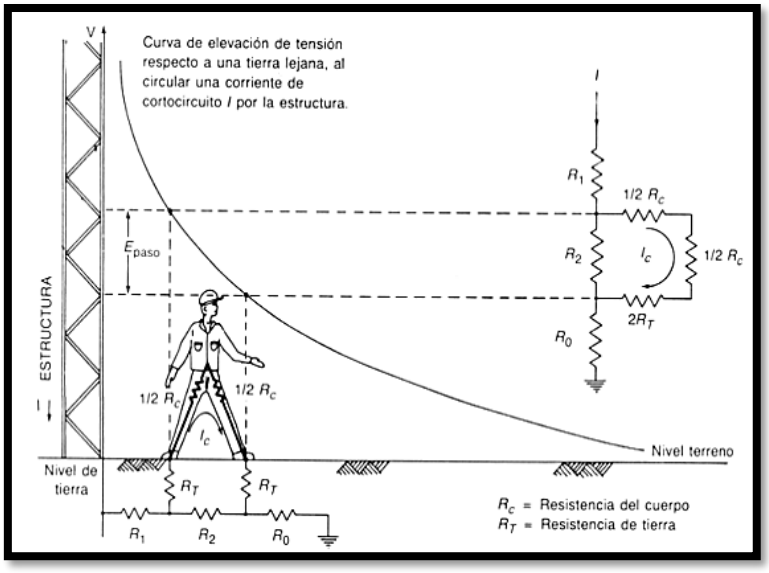


FIGURA 14. VOLTAJE DE PASO PRÓXIMO A UNA CONSTRUCCIÓN VINCULADA A LA TIERRA [53].

2.1.18.2 VOLTAJE DE TOQUE

El voltaje de toque se presenta cuando una persona entra en contacto con una estructura conectada a tierra que tiene un potencial eléctrico diferente al del punto donde se encuentra. En esta situación, el individuo experimenta un voltaje causado por la corriente que atraviesa su cuerpo. Este fenómeno, caracterizado por la diferencia de potencial a la que está expuesta la persona, recibe el nombre de Voltaje de Toque, como se puede percibir en la **FIGURA 15** [44].

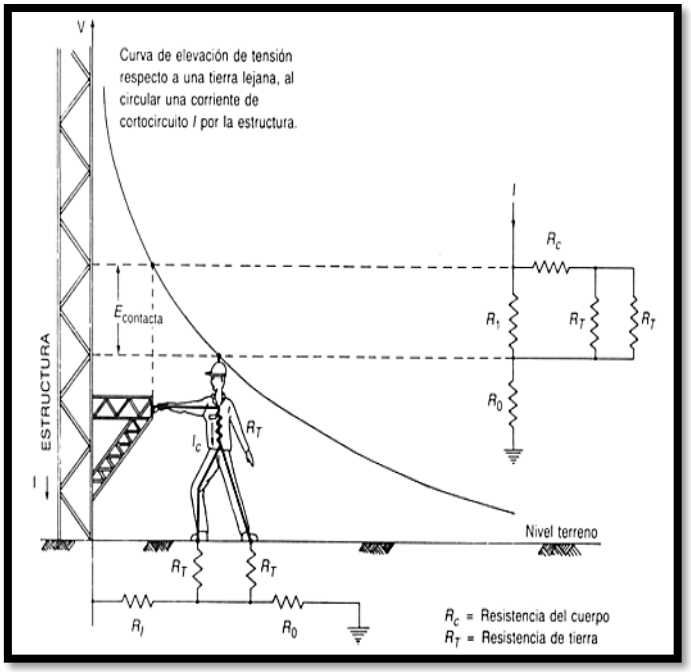


FIGURA 15. VOLTAJE DE CONTACTO PRÓXIMO A UNA CONSTRUCCIÓN VINCULADA A LA TIERRA [53].

2.1.18.3 VOLTAJE DE TRANSFERENCIA

Se define como una fluctuación particular en el voltaje de contacto que puede manifestarse tanto dentro como fuera de la subestación. Este fenómeno puede desplazarse hacia o desde un área remota fuera del perímetro de la subestación, afectando las condiciones eléctricas en dichos puntos. Su propagación está asociada a las características propias del sistema eléctrico y su interacción con el entorno externo [52].

2.1.18.4 RANGOS TOLERABLES DE CORRIENTE

La circulación de corriente eléctrica a través del cuerpo humano requiere ciertas condiciones: debe haber una diferencia de potencial entre dos puntos del cuerpo, un circuito cerrado que permita el flujo de corriente y que los materiales en contacto con los puntos de tensión sean conductores. Los efectos de la corriente en las zonas vitales del organismo dependen de variables como su intensidad, frecuencia y duración [39].

2.1.19 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Dado el amplio rango de posibles fallas que pueden impactar un sistema eléctrico, es crucial contar con protecciones adecuadas. Por ello, la selección y coordinación efectiva de los dispositivos de protección requiere analizar las corrientes presentes en puntos específicos del sistema, considerando tanto el tipo de fallo como las características de la carga asociada. Esta planificación es esencial para garantizar la confiabilidad y seguridad operativa del sistema eléctrico frente a diferentes escenarios de averías [54].

2.1.20 FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN

El objetivo principal de un sistema de protección es detectar y aislar automáticamente cualquier equipo o área afectada por fallas, garantizando así la seguridad permanente y minimizando los efectos adversos en una instalación eléctrica [55].

Para lograr esto, es fundamental que se cumplan una serie de condiciones esenciales que aseguren el funcionamiento adecuado y confiable del sistema de protección.

2.1.20.1 CONFIABILIDAD

La confiabilidad es uno de los requisitos fundamentales en los sistemas de protección, ya que asegura su funcionamiento adecuado ante diversas situaciones de fallas. Esta característica es esencial para mantener la operatividad del sistema, permitiendo que continúe desempeñando su función incluso cuando ocurren fallos. De esta manera, se garantiza una respuesta efectiva frente a eventos inesperados, asegurando la estabilidad

del sistema en todo momento [56].

2.1.20.2 SELECTIVIDAD

La selectividad de protección se refiere a la capacidad de un sistema para actuar exclusivamente cuando ocurre una falla en el componente específico que está siendo protegido. En caso de que la falla se presente dentro del área de protección asignada, esta debe activar los interruptores correspondientes para aislar el circuito afectado. Sin embargo, si la falla ocurre fuera de su zona, la protección no debe intervenir, permitiendo que otros sistemas de protección actúen para resolver el problema. La intervención inapropiada podría afectar a más circuitos de los necesarios para aislar la falla [57].

2.1.20.3 VELOCIDAD

El sistema de protección debe actuar lo más rápido posible ante una falla, con el objetivo de minimizar el daño al equipo protegido, mejorar la estabilidad del sistema y reducir las fluctuaciones de voltaje. La velocidad de respuesta se ajusta según el nivel de selectividad necesario, garantizando que solo los elementos afectados sean desconectados de manera eficiente [56].

2.1.20.4 SENSIBILIDAD

La sensibilidad hace referencia a los valores mínimos de parámetros clave como corriente, voltaje y potencia, que son esenciales para el funcionamiento adecuado de los relés o sistemas de protección. Un sistema se considera sensible cuando el umbral de operación de estos parámetros es bajo, permitiendo una detección precisa y temprana de fallas [58].

2.1.20.5 ECONOMÍA

La instauración de un sistema de seguridad debe sustentarse en razones tanto técnicas como económicas. Si bien la protección de una línea es esencial, resulta aún más crucial anticipar los posibles efectos negativos que un funcionamiento anómalo del sistema pueda causar, con el fin de evitar daños a las instalaciones relacionadas y prevenir su desconexión. Es necesario que las medidas de seguridad no solo aborden el aspecto técnico, sino que también consideren la viabilidad financiera de la implementación y el mantenimiento continuo del sistema[57].

2.1.21 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

La coordinación de protecciones en un sistema eléctrico es crucial para garantizar el funcionamiento adecuado de cada sección. La investigación de los sistemas de protección

eléctrica se considera un aspecto esencial para la seguridad del sistema. Aunque los sistemas de distribución son generalmente confiables, pueden presentarse fallos inesperados. En este contexto, las protecciones desempeñan un papel vital al detectar y aislar rápidamente cualquier anomalía. Estas protecciones aseguran que el sistema se mantenga operativo y protegido frente a posibles fallos. Su función es esencial para el correcto desempeño de toda la red eléctrica [56], [59].

Para realizar un análisis efectivo de coordinación de protecciones, es fundamental contar con datos precisos sobre los dispositivos de protección que se emplearán en la red o sistema a proteger. Esto incluye tanto información técnica como las curvas de operación de dichos dispositivos. Esta necesidad cobra especial relevancia, ya que, en muchos casos, estos datos no están disponibles, limitando el análisis de protecciones a simples recomendaciones de coordinación [54].

2.1.22 SOFTWARE ETAP

ETAP es un software especializado en el análisis, simulación y diseño de sistemas de potencia eléctrica. Su propósito es facilitar la creación de modelos y el estudio de redes eléctricas, abarcando estudios de flujo de carga, análisis de cortocircuito, coordinación de protecciones y estabilidad transitoria, entre otros. Este software es ampliamente utilizado para evaluar la integración de fuentes de energía renovables y garantizar la confiabilidad de sistemas eléctricos complejos. Su interfaz gráfica, intuitiva y eficiente, permite a los ingenieros explorar distintos escenarios operativos y analizar posibles contingencias, en la **FIGURA 16** se puede apreciar su logo [60].

FIGURA 16. SOFTWARE ETAP [60].

CAPITULO III

3.1. DESARROLLO DEL FUNCIONAMIENTO

3.1.1 ANÁLISIS DE LA CARGA DEL EDIFICIO

El análisis de carga realizado reveló que el transformador de 150 kVA actualmente en uso opera al límite de su capacidad, con una demanda máxima registrada de 140.27 kW, equivalente a un factor de carga del 93.5%. Este elevado nivel de utilización deja un margen operativo mínimo, lo que incrementa el riesgo de sobrecargas y compromete la confiabilidad del sistema eléctrico.

Asimismo, al evaluar la demanda futura del edificio en función de los planes de ampliación, se proyectó un consumo de 217.2 kW, cifra que supera significativamente la capacidad nominal del transformador existente.

En respuesta a estas necesidades, se optó por la implementación de un transformador tipo seco de 300 kVA, que proporciona un margen de seguridad suficiente para cubrir tanto la carga actual como las demandas proyectadas. Este dimensionamiento no solo asegura la confiabilidad del sistema eléctrico, sino que también deja al edificio preparado para afrontar futuras expansiones, garantizando un suministro correcto.

3.1.2 ALIMENTACIÓN DEL EDIFICO

Partiendo de la configuración y esquema del sistema eléctrico del edificio, el proyecto prevé su operación conectándose desde la red de distribución en media tensión de 13.8 kV hacia la subestación de media tensión. Esta subestación albergará un transformador tipo seco de 300 kVA, que garantizará el suministro de energía eléctrica con los niveles de voltaje requeridos por las cargas del edificio (127/220 V). La red de distribución que alimentará a la subestación se caracteriza por operar en media tensión, por lo que es esencial implementar medidas de protección adecuadas para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema.

3.1.3 CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DEL CUARTO DE TRANSFORMADOR

El cuarto asignado al transformador se edificará utilizando materiales como concreto o mampostería, incorporando columnas de hormigón armado para asegurar su robustez estructural. Por motivos de seguridad, este cuarto dispondrá de una losa de hormigón

superior ubicada a una altura mínima de 2.5 metros libre.

Se establecerá un sistema de ventilación apropiado para mantener la temperatura interna bajo los 40°C, incluso cuando el transformador funcione a plena carga. Este se situará en las paredes laterales, próximo al techo, empleando rejas duraderas, bloques de ornamentación o persianas robustas que eviten el ingreso de elementos que puedan perjudicar el equipo.

La entrada a la habitación deberá tener al menos 2.00 metros de alto por 1.00 metros de ancho y estará hecha de una placa metálica de 1/16" de espesor. Su diseño exige un abatimiento exterior, una resistencia al fuego mínima de 3 horas y debe acatar el artículo 450.43 del NEC. Además, facilitará la colocación de un sello de protección, conforme a las necesidades del distribuidor eléctrico.

En la habitación, junto a la entrada, se colocará un punto de luz y un tomacorriente de 120 voltios, que serán alimentados desde el panel de servicios generales. Las medidas mínimas del cuarto, determinadas por la compañía eléctrica, serán de 3.0 x 3.0 metros, de acuerdo con lo especificado en la TABLA 1 [61].

TABLA 8. DIMENSIONES MÍNIMAS DEL CUARTO DE TRANSFORMADOR [61].

DIMENSIONES DEL CUARTO	CAPACIDAD TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
2.5 x 2.5m	Hasta 100 kVA (1 sólo transformador Trifásico)
3.0 x 2.5m	Hasta 150 kVA (1 sólo transformador Trifásico)
3.0 x 3.0m	Hasta 300 kVA (1 sólo transformador Trifásico)
3.5 x 3.5m	Hasta 750 kVA (1 sólo transformador Trifásico)
4.0 x 4.0m	Hasta 1,000 kVA (1 sólo transformador Trifásico)

3.1.4 EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA LA ACOMETIDA EN MEDIA TENSIÓN.

3.1.4.1 CAJA FUSIBLE

La caja fusible que se seleccionó como protección y seccionamiento del transformador en el lado de MT se basó en función a lo dictaminado en el NATSIM la cual especifica que se ubicara en cada uno de los terminales de alimentación una caja fusible de 100 amperios 15kV [61].

3.1.4.2 TIRAFUSIBLE

La tira fusible es un dispositivo de protección que interrumpe la corriente en caso de sobrecarga o cortocircuito, protegiendo los circuitos y equipos. Compuesta por varios fusibles, asegura la seguridad del sistema al aislar rápidamente las fallas.

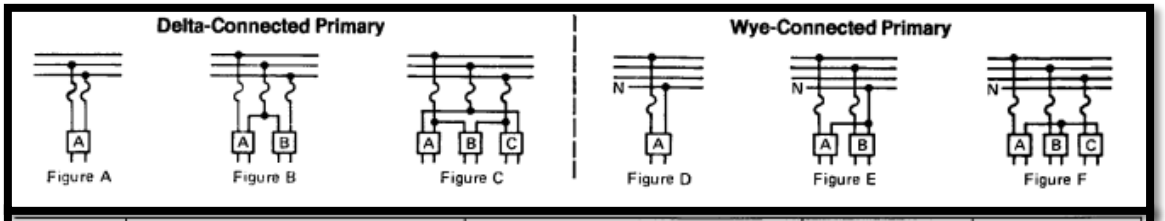
Para su dimensionamiento utilizaremos los datos del FLA (corriente nominal de línea) en media tensión para la selección de la tira fusible con ayuda de la **ecuación 1.**

$$FLA = \frac{P3\emptyset}{Vll * \sqrt{3}} \qquad \textbf{(1)}$$

$$FLA.MT = \frac{300000VA}{13800V * \sqrt{3}} = 12.55\ A$$

Una vez obtenido el valor de la corriente de línea nos apoyaremos de la **TABLA 9**

TABLA 9. FUSIBLES CLASIFICADOS SEGÚN ESLABONES EEI-NEMA TIPO 'K', 'T', Y TIPO 'H', PROTEGIENDO ENTRE 200% Y 300% DE LA CARGA NOMINAL [62].



Transformer Size (kVA)	13200 Delta				14400 Delta				14400/2900Y		20000/34000Y	
	Figures A and B		Figure C		Figures D, E and F		Figures D, E and F		Figure A and B		Figures C	
	Rated Amps	Link Rating	Rated Amps	Link Rating	Rated Amps	Link Rating	Rated Amps	Link Rating	Rated Amps	Link Rating	Rated Amps	Link Rating
3	.227	1H*	.394	1H*	.208	1H*	.361	1H*	.208	1H*		
5	.379	1H*	.656	1H*	.347	1H*	.594	1H*	.374	1H*		
10	.757	1H*	1.312	2H	.694	1H*	1.20	2H	.694	1H*	.50	1H*
15	1.114	1H	1.97	3H	1.04	1H	1.80	3H	1.04	1H	.75	1H*
25	1.89	3H	3.28	5H	1.74	2H	3.01	5H	1.74	2H	1.25	2H
37.5	2.84	5H	4.92	8	2.61	3H	4.52	6	2.61	3H	1.875	2H
50	3.79	6	6.50	10	3.47	5H	5.94	8	3.47	5	2.50	3H
75	5.68	6	9.84	20	5.21	6	9.01	12	5.21	6	3.75	5H
100	7.57	8	13.12	20	6.94	8	12.01	15	6.94	8	5.00	6
167	12.62	15	21.8	30	11.6	12	20.1	25	11.6	12	8.35	10
250	18.94	25	32.8	50	17.4	20	30.1	40	17.4	20	12.5	15
333	25.23	30	43.7	60	23.1	30	40.1	50	23.1	30	16.65	20
500	37.88	50	65.6	100	34.7	40	60.0	80	34.7	40	25.00	30

Con referencia a la **TABLA 9**, nos indica un caso en el cual trabajará con un 300% de la carga nominal, por ello se multiplicará:

$$FLA.MT * 3 = 12.55 * 3 = 37.65\ A$$

El valor más cercano a la tabla considerando que estamos trabajando con un transformador de 300kVA junto a una conexión en el devanado primario en delta nos da un indicio de una tira fusible de 60A, cabe recalcar que esta condición solo se cumple con el 300% de la carga nominal, cosa que en términos prácticos no es posible, como se muestra en la **FIGURA 17** la curva de protección del fusible de expulsión de 65A se encuentra en la zona máxima del parámetro de daño del transformador ocasionando complicaciones a futuro.

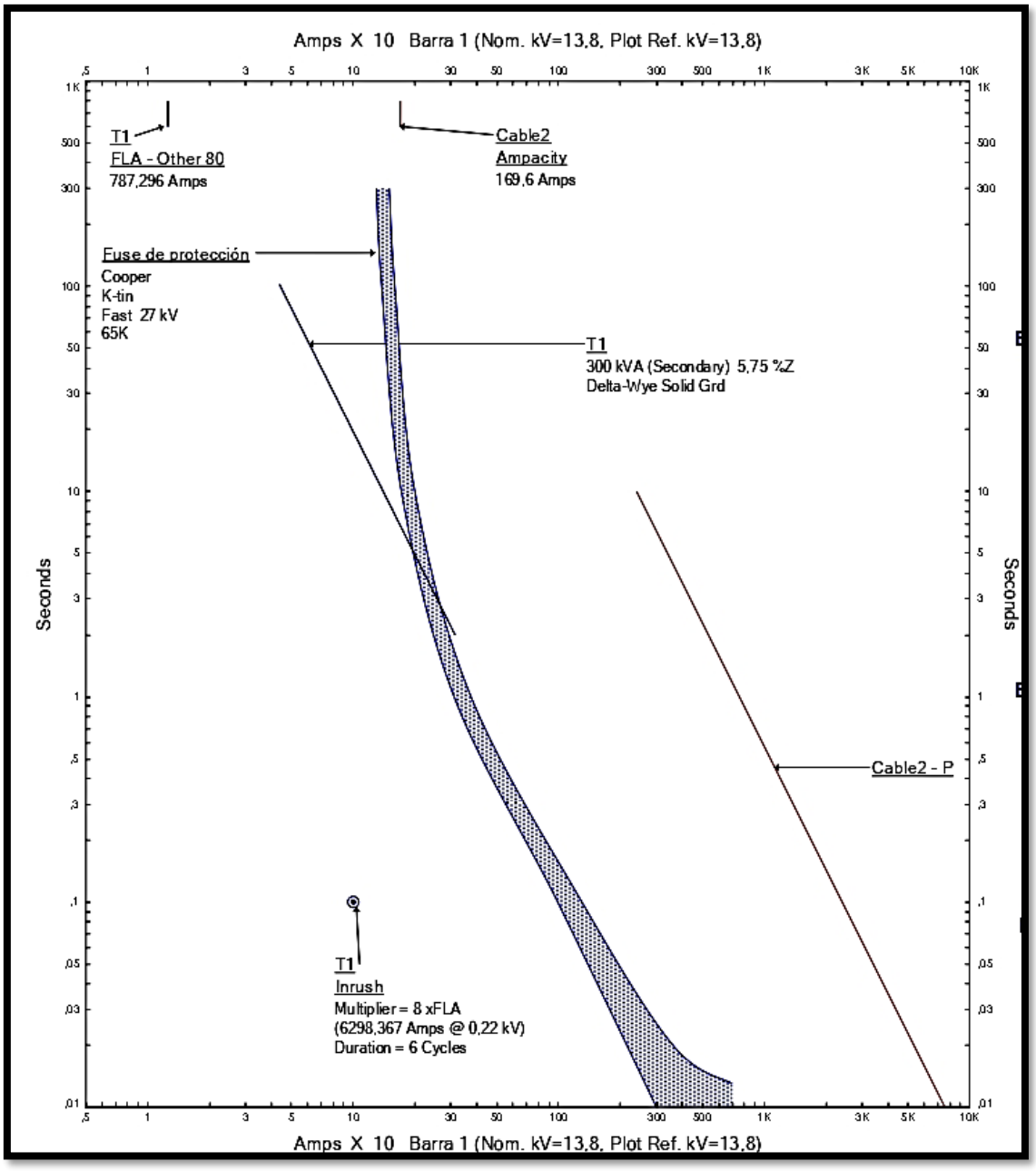


FIGURA 17. CURVA DE PROTECCION DE LA TIRA FUSIBLE DE 60A.

Por ello se tomará en cuenta solo la corriente nominal del transformador, para si escoger

adecuadamente una tira fusible de expulsión tipo K de 15A la cual se puede apreciar en la **FIGURA 18**.

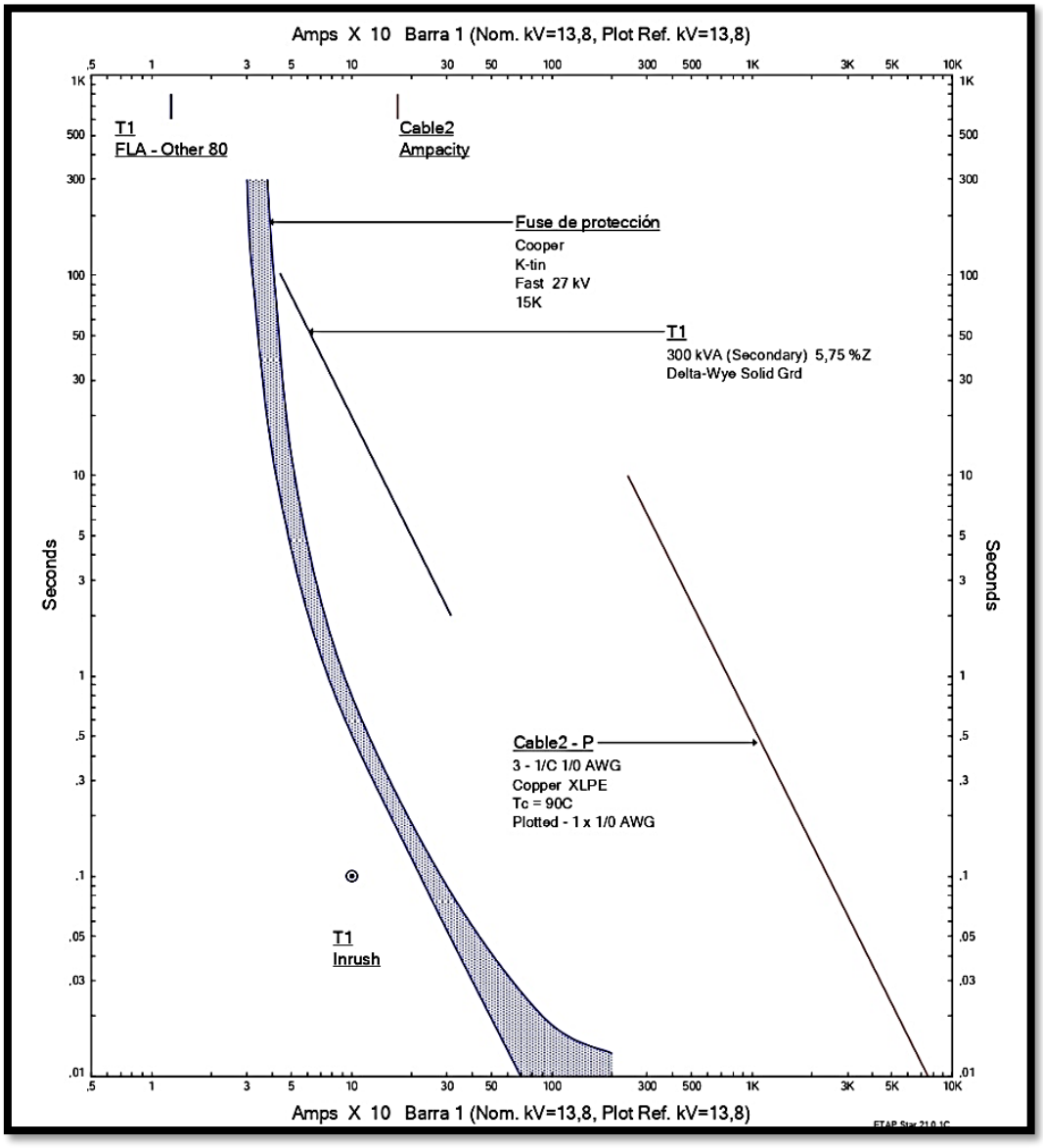


FIGURA 18. CURVA DE PROTECCION DE LA TIRA FUSIBLE DE 15A.

La curva de protección del fusible de 15A tipo K se puede apreciar la coordinación correcta con el transformador, permitiendo su operación normal ante corrientes de inrush y desconectando rápidamente el sistema ante cortocircuitos elevados.

3.1.4.3 PARARRAYO

Según la normativa NATSIM nos indica que los transformadores de tensión media contarán con los dispositivos esenciales para asegurar su protección y desconexión en el lado primario. Esto abarca un pararrayos de 10 kV ubicado en cada una de las fases de la acometida [61].

3.1.5 EQUIPO DE PROTECCIÓN EN BAJA TENSIÓN

3.1.5.1 DISYUNTOR DE PROTECCIÓN

Para la selección del disyuntor en el devanado secundario es necesario contar con la corriente nominal en BT, haciendo uso de la **ecuación 1** obtenemos:

$$FLA.BT = \frac{300000VA}{220V * \sqrt{3}} = 787.3\ A$$

Dicho valor se deberá multiplicar un nivel de sobrecarga aceptable que ronda entre el 15-25% según el estándar IEEE.C57.91.2011.

$$Inom_{Disy.BT} = FLA.BT * 1.15 \qquad \textbf{(2)}$$

$$Inom_{Disy.BT} = 787.3\ * 1.15 = 905.39\ A$$

El disyuntor de capacidad cercana superior, que comúnmente suele estar disponible según catálogos estándar es de 1kA.

Por lo cual se deberá seleccionar un proveedor que cumpla con las siguientes especificaciones del disyuntor:

$Inom.Disy\ =\ 1\ kA\ -\ 3\ Polos\ -\ 220\ V$

Se necesita analizar la curva de disparo térmico y magnético por el cual actuara el disyuntor, para ello se requiere la Ir (corriente de disparo térmico) para protección ante sobrecargas y la Im (Corriente de disparo magnético) para protección ante cortocircuitos, por el cual, podemos encontrar mediante:

$$Ir = Inom.disy * Kr \qquad \textbf{(3)}$$

$$Im = Inom.disy * Km \qquad \textbf{(4)}$$

Donde:

Kr	factor de Ajuste y regulación térmico (0.7 – 1)
Km	factor de Ajuste y regulación magnética (10 – 20)

Corriente de disparo termico en BT

$$Ir.BT = 0.8\ *\ 1\ kA\ =\ 800\ A.RMS$$

Corriente de disparo termico en MT

$$Ir.MT = Ir.BT * \left(\frac{VLL.BT}{VLL.MT}\right) \qquad \textbf{(5)}$$

$$Ir.MT = 800\ A * \left(\frac{220V}{13800V}\right) = 12.75\ A$$

Corriente de disparo magnético en BT

$$Im.BT = 1kA * 15 = 15000\ A$$

Corriente de disparo magnético en MT

$$Im.MT = Im.BT * \left(\frac{VLL.BT}{VLL.MT}\right) \quad \textbf{(6)}$$

$$Im.MT = 1500\ A * \left(\frac{220V}{13800V}\right) = 239.13A$$

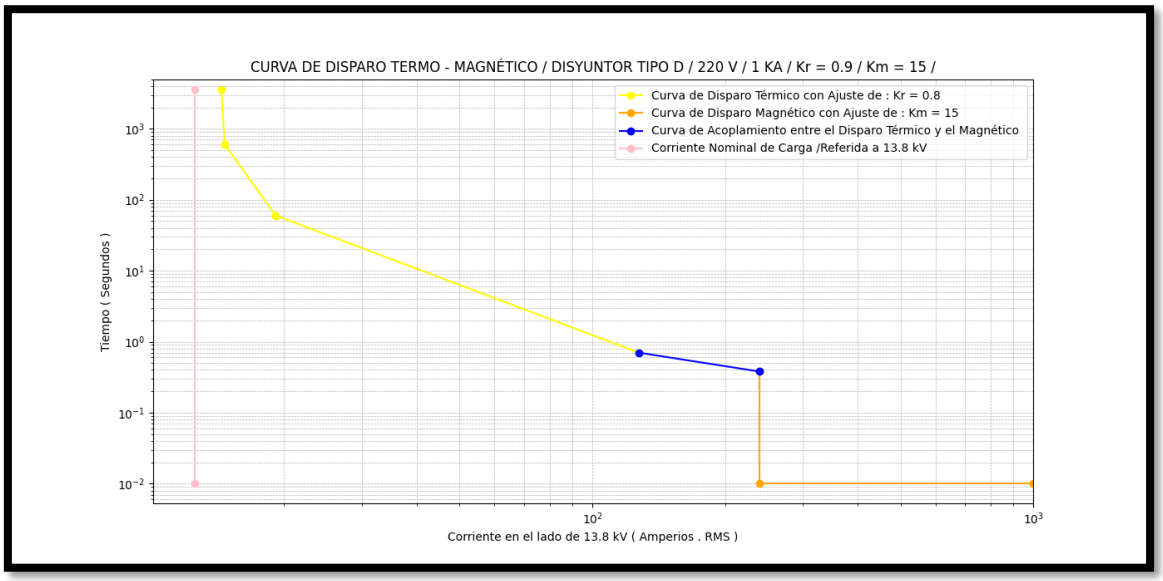


FIGURA 19. CURVA DE DISPARO TERMO-MAGNETICO DEL DISYUNTOR TIPO D / 1 kA/ 220 V.

En la **FIGURA 19** se presenta la curva de disparo termomagnético del disyuntor tipo D que se dimensiono para cumplir con la protección en el lado de BT del transformador, como se puede apreciar la curva térmica (amarillo) nos muestra el rango de protección contra sobrecargas, disparando lentamente a corriente superiores a la nominal con un factor de ajuste térmico de 0.8, mientras que la curva magnética (naranja) responde casi instantáneamente ante cortocircuito elevados con un factor de ajuste magnético de 15. La curva azul muestra la transición entre ambas protecciones, garantizando seguridad en todo el rango de corrientes. La línea rosa indica la corriente nominal del transformador como referencia. La realización de las curvas es esencial para garantizar el despeje rápido de fallas y evitar daños al equipo y las cargas conectadas.

3.1.5.2 CONDUCTOR EN BT

La selección del conductor en el lado de baja tensión para alimentar el panel principal se realizó considerando la corriente nominal del disyuntor, calculada en 905.39 A. Para ello, se utilizó la **TABLA 10**, asegurando que el conductor cumpla con los criterios de capacidad de corriente bajo condiciones normales de operación. Se determinó que la configuración adecuada es el uso de tres conductores por fase de 500 kcmil, garantizando

un diseño que respete los límites térmicos y normativos, además de ofrecer seguridad al sistema eléctrico.

TABLA 10. CORRIENTE MÁXIMA PERMITIDA PARA CONDUCTORES AISLADOS CON TENSIONES NOMINALES DE 0 A 2,000 VOLTIOS [61].

Sección	Temperatura nominal del conductor (véase Cuadro 310-13)						Sección
AWG/ MCM	60 °C (140 F) Tipos TW* UF*	75 °C (167 F) Tipos FEPW*RH*, RHW*, THHW* THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	90 °C (194 F) Tipos TBS,SA, SIS, FEP* FEPB*,NI RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2* USE-2, XHH, XHHW* XHHW-2, ZW-2	60 °C (140 F) Tipos TW* UF*	75 °C (167 F) Tipos RH*, RHW*, THHW* THW*, THWN*, XHHW*, USE*	90 °C (194 F) Tipos TBS,SA, SIS, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2* RHH*, RHW-2 USE-2,XHH, XHHW* XHHW-2, ZW-2	AWG/ MCM
	Cobre			Aluminio o Aluminio recubierto de cobre			
18	---	---	14	---	---	---	---
16	---	---	18	---	---	---	---
14	20*	20*	25	---	---	---	---
12	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
10	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8	40	50	55	30	40	45	8
6	55	65	75	40	50	60	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	110	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	150	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	190	230	255	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500
600	355	420	475	285	340	385	600
700	385	460	520	310	375	420	700
750	400	475	535	320	385	435	750
800	410	490	555	330	395	450	800
900	435	520	585	355	425	480	900
1000	455	5454	615	375	445	500	1000
1250	495	590	665	405	485	545	1250
1500	520	625	705	435	520	585	1500
1750	545	650	735	455	545	615	1750
2000	560	665	750	470	560	630	2000

3.1.5.3 MEDICIÓN EN BAJO VOLTAJE

La medición debe implementarse mediante medidores tipo socket de clase 20, complementado con transformadores de corriente, siempre y cuando la carga de un consumidor requiera la protección de un disyuntor con una capacidad nominal superior a 175 amperios y hasta un máximo de 1000 amperios [61].

CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR

3.1.6 SISTEMA PUESTA A TIERRA

Es crucial incorporar una malla de puesta a tierra en el cuarto de transformador de la subestación tipo interior del edificio, ya que actúa como un sistema de protección frente

a corrientes de falla. Este sistema permite canalizar de manera eficiente la corriente hacia la tierra, minimizando el riesgo de daños tanto para las personas como para los equipos, como el transformador, garantizando así la seguridad operativa y la integridad del sistema eléctrico.

3.1.6.1 GEOMETRÍA DE LA MALLA

Las restricciones económicas y las limitaciones físicas asociadas con la instalación de la red constituyen factores clave para definir las características físicas de un sistema de puesta a tierra. En este contexto, la distancia mínima entre conductores se establece en 2 metros, considerando las condiciones de excavación de las zanjas destinadas al material conductor. Por otro lado, la profundidad típica de las redes varía entre 0.5 y 1.5 metros, mientras que la separación habitual entre conductores oscila entre 3 y 15 metros, dependiendo del diseño y los requerimientos técnicos.

Un aspecto geométrico fundamental que influye directamente en la resistencia de la malla de puesta a tierra es el área total del sistema. A medida que aumenta el tamaño de la región conectada a tierra, la resistencia del sistema disminuye, lo que a su vez reduce el GPR [43].

3.1.6.2 DURACIÓN DE FALLA Y DURACIÓN DE CHOQUE.

En sistemas eléctricos, el tiempo de falla (tf) suele igualarse al tiempo de choque (tc), salvo en casos de impactos consecutivos, como los reconecta dores. Subestaciones de transmisión requieren tiempos de despeje rápidos, mientras que en distribución e industria son más prolongados. Los valores típicos de tf y ts oscilan entre 0.25 y 1.0 segundos, priorizando combinaciones conservadoras para seguridad [43].

3.1.6.3 RESISTENCIA DE LA MALLA

Los sistemas de puesta a tierra deben asegurar un valor eléctrico de resistencia menor que 20 ohmios para inmuebles de hasta 250 kVA, y menor que 10 ohmios para edificaciones con requerimiento elevado a 250 kVA e inferior a 1000 kW, dichos valores se pueden aprecias en la TABLA [61].

TABLA 11. VALORES DE RESISTENCIA PUESTA A TIERRA MÁXIMOS [43].

UTILIZADA PARA	Valor máximo de resistencia de puesta a tierra Ω
Estructuras de líneas de transmisión	20
Subestaciones de alta y extra alta tensión V ≥115KV	1
Subestaciones de media tensión de uso exterior en poste	10
Subestaciones de media tensión de uso interior	10
Protección contra rayos	4
Neutro de acometida en baja tensión	25
Descargas electrostáticas	25
Equipos electrónicos sensibles	5

3.1.6.4 DISEÑO DE LA MALLA A TIERRA

A continuación se detallarán los pasos a seguir para el diseño de la malla puesta a tierra

Paso 1: Recopilar datos de campo.

Duración de falla = Duración de choque eléctrico	$t_f = t_c = 0.5s$
Resistividad del terreno	$\rho = 67.025\ \Omega - m$
Resistividad del concreto	$\rho_s = 3000\ \Omega - m$
Espesor del concreto	$h_s = 0.102\ m$
Profundidad de enterramiento de la malla	$h = 0.5\ m$
Área disponible para el SPT	$A = 5m * 5m$
Temperatura ambiente:	$t_a = 40\ °C$
Impedancia del sistema equivalente de secuencia positiva	$Z1 = 20.51 + 102.123j$
Impedancia del sistema equivalente de secuencia cero	$Z0 = 41.0254 + 205.123j$
Tensión línea a línea en la ubicación del peor fallo	13.8kV
Impedancia del transformador	$Z1 = Z0 = 1.77 + 5.471j$

Paso 2: Dimensionar el conductor de la malla.

A pesar de que un fallo en la barra de 0.22 kV no afecta el incremento del potencial de tierra (GPR), los conductores de conexión flexibles y el cableado de la malla deben tener la capacidad de llevar esa corriente sin causar daños por fusión.

Las corrientes de falla a tierra simétricas calculadas en la simulación de cortocircuito del sistema fueron las siguientes:

Para una falla ubicada en la barra de 13.8kV tenemos: $I_f = 3I_0 = 2.996kA; {}^{X}/_{R} = 5.00019$

Para una falla ubicada en la barra de 0.22kV tenemos: $I_f = 3I_0 = 13.214kA; {}^{X}/_{R} = 3.094$

Con ayuda de la corriente de falla en el lado de BT nos ayudaremos en encontrar la corriente asimétrica de falla con la siguiente **ecuación 7**.

$$I_f = D_f * 3I_0 \qquad (7)$$

Donde D_f es el factor de decremento que se determina de dos formas, empleando la ecuación 2 o utilizando la **TABLA 12**.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{Ta}{t_f}\left(1 - e^{\frac{-2t_f}{Ta}}\right)} \qquad (8)$$

Con

$$Ta = \frac{X}{R} * \frac{1}{2\pi f} \qquad (9)$$

$$Ta = 3.094 * \frac{1}{2\pi f} = 0.0082$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0.0082}{0.5}\left(1 - e^{\frac{-2(0.5)}{0.0082}}\right)} = 1.0081$$

TABLA 12. VALORES TÍPICOS DE Df [43].

Fault duration, t_f		Decrement factor, D_f			
Seconds	Cycles at 60 Hz	$X/R = 10$	$X/R = 20$	$X/R = 30$	$X/R = 40$
0.008 33	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

$$I_f = 1.0081 * (13.214) = 13.3220kA\ asim$$

Este último valor será utilizado para calcular el diámetro mínimo de los conductores de la malla.

Las dimensiones precisas de dicho conductor se calcularán por medio de la **ecuación 10**

$$A_{mm^2} = I * \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c * \alpha_r * \rho_r}\right) * \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_m}\right)}} \quad \textbf{(10)}$$

Donde

$TCAP$	es la capacidad térmica por unidad de volumen de la Tabla 3
t_c	es la duración de la corriente en s
α_r	Es el coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia Tr en 1/°C
ρ_r	Es la resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia Tr en μΩ-cm
K_o	1/αo o (1/αr) – Tr en °C
T_m	Es la temperatura máxima permitida en °C

Estos valores los podemos encontrar tanto en la **TABLA 1** y **TABLA 13** , sabiendo que el tipo de conductor que utilizaremos para el diseño es el Copper, comercial hard-drawn, ya que este material es comúnmente utilizado y se encuentra en el mercado.

TABLA 13. CONSTANTES DE CONDUCTORES [43].

Material	Conductivity (%)	T_m [a] (°C)	K_f
Copper, annealed soft-drawn	100.0	1083	7.00
Copper, commercial hard-drawn	97.0	1084	7.06
Copper, commercial hard-drawn	97.0	250	11.78
Copper-clad steel wire	40.0	1084	10.45
Copper-clad steel wire	30.0	1084	12.06
Copper-clad steel rod	20.0	1084	14.64
Aluminum EC Grade	61.0	657	12.12
Aluminum 5005 Alloy	53.5	652	12.41
Aluminum 6201 Alloy	52.5	654	12.47
Aluminum-clad steel wire	20.3	657	17.20
Steel 1020	10.8	1510	15.95
Stainless clad steel rod	9.8	1400	14.72
Zinc-coated steel rod	8.6	419	28.96
Stainless steel 304	2.4	1400	30.05

Una vez teniendo el conductor identificado se reemplazarán los valores en la formula.

$$A_{mm^2} = I * \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{3.42}{0.5 * 0.0038 * 1.78}\right) * \ln\left(\frac{242 + 1084}{242 + 1084}\right)}} = 33.71mm^2$$

El conductor que está próximo a la superficie es un N° 2 AWG de cobre. No obstante, debido a las demandas vinculadas al esfuerzo mecánico, el calibre mínimo necesario es el N° 4/0 AWG, que tiene un diámetro de 0.011 m y un área de 211.6 kcmil.

Paso 3: Evaluación de tensiones de contacto y paso.

Para una capa superficial de concreto con un espesor de $h_s = 0.102\,m$, con una resistividad de $\rho_s = 3000\,\Omega - m$ junto a un terreno homogéneo con resistividad de $\rho = 67.025\,\Omega - m$, el factor de reducción de dicha capa se calcula utilizando la **ecuación 11**

$$C_s = 1 - \frac{0.09\left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09} \qquad \textbf{(11)}$$

$$C_s = 1 - \frac{0.09\left(1 - \frac{(67.025)}{(3000)}\right)}{2(0.102) + 0.09} = 0.7007$$

Considerando que la malla está situada dentro de la cerca perimetral para limitar el acceso al público, se considerara que el peso mínimo estimado de las personas que se adentren a la subestación es de 70kg, la tensión de paso tolerable se determina empleando la **ecuación 12**

$$E_{step} = (1000 + 6C_s\rho_s)0.157/\sqrt{t_s} \qquad \textbf{(12)}$$

$$E_{step70kg} = \frac{\big(1000 + 6(0.7029)(3000)\big)0.157}{\sqrt{0.5}} = 3022.49$$

Y la tensión tolerable de toque se halla con la **ecuación 7**

$$E_{touch70kg} = (1000 + 1.5C_s\rho_s)0.157/\sqrt{t_s} \qquad \textbf{(13)}$$

$$E_{touch70kg} = \frac{\big(1000 + 1.5(0.7007)(3000)\big)0.157}{\sqrt{0.5}} = 922.14707$$

Paso 4. Recopilando la información

Contamos con una malla cuadrada de 5m x 5m ($25m^2$) con conductores igualmente espaciados como se aprecia en la **FIGURA 20** con un espacio $D = 2.5m$ valor que se encuentra entre los valores mínimos por la IEEE, una profundidad de enterramiento de $D = 0.5m$, incluyendo 8 varillas de tierra con una longitud de 7.32m (Dicho valor es múltiplo de 2.44 m ya que es la longitud del electrodo que comúnmente se encuentra en el mercado, con un diámetro de 5/8")

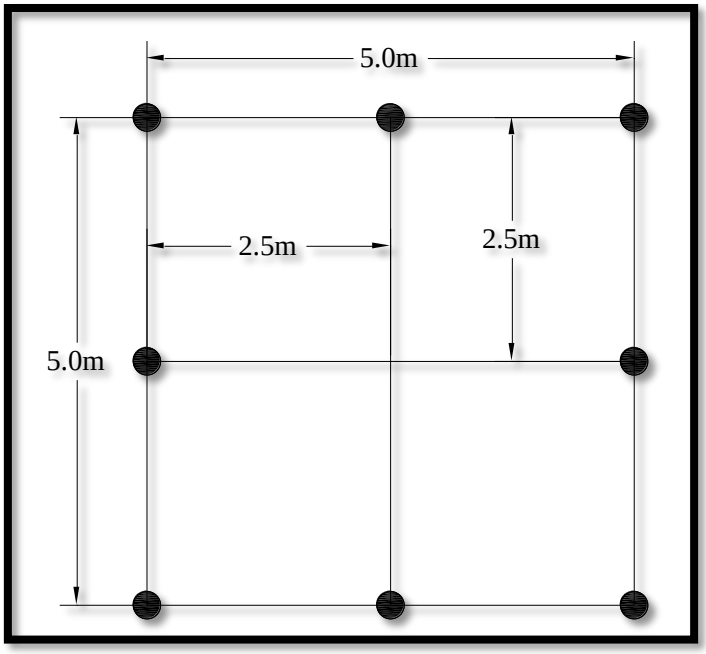


FIGURA 20. MALLA CUADRADA CON VARILLAS A TIERRA

En el diseño: $D = 2.5m,\ L_x = 5m\ , L_y = 5m,\ A = 25m^5, h = 0.5m, d = 0.01m, N = 3, M = 3$ con estos valores podemos hallar la longitud total del conductor del SPT mediante la siguiente **ecuación 14**:

$$L_T = L_C + L_R \qquad \textbf{(14)}$$

$$L_T = 30 + 58.56 = 88.56$$

Con:

$$L_C = N * L_x + ML_y \qquad \textbf{(15)}$$

$$L_C = 3 * 5 + 3 * 5 = 30m$$

$$L_R = L_r * n°varillas \qquad \textbf{(16)}$$

$$L_R = 7.32 * 8 = 58.56$$

Donde

L_C	Longitud total del conductor de red
L_R	Longitud total de las varillas de tierra
N	Número de conductores en el eje X
M	Numero de conductores en el eje Y

L_r	Longitud de la barra de tierra en cada ubicación

Paso 5. Hallar la resistencia de la malla

La resistencia de la malla se podrá calcular empleando la **ecuación 17**

$$R_g = \rho\left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}}\left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}}\right)\right] \quad \textbf{(17)}$$

$$R_g = 67{,}025\left[\frac{1}{55.56} + \frac{1}{\sqrt{20 * 25}}\left(1 + \frac{1}{1 + 0.5\sqrt{20/25}}\right)\right] = 5.8246\,\Omega$$

De acuerdo con el **numeral 3.6.1.3** el valor de la resistencia de la malla deber ser menor a 10 Ω, para nuestro caso el valor es 5.8246Ω por lo cual se está cumpliendo la norma IEEE Std80-2000.

Paso 6: Cálculo de la corriente máxima de la malla.

$$I_G = D_f * S_f * 3I_0 \quad \textbf{(18)}$$

Donde Sf es el factor de división de corrientes y utilizando la **ecuación 19**

$$S_f = \left|\frac{Z_{eq}}{Z_{eq} + R_g}\right| \quad \textbf{(19)}$$

Utilizando la **TABLA 14** se seleccionará impedancia equivalente en el que consta su sistema, en este caso se elegirá $Z_{eq} = 3.27 + 0.652j$

TABLA 14. ESTIMACIÓN DE IMPEDANCIAS EQUIVALENTES EN NEUTROS DE ALIMENTADORES Y CABLES DE PROTECCIÓN EN DISTRIBUCIÓN Y TRANSMISIÓN ELÉCTRICA [43].

Número de líneas de transmisión	Número de neutros de distribución	Zeq (ohms) Rtg =15, Rdg =25	Zeq (ohms) Rtg =100, Rdg =200
1	1	0,91 + J0,485	3,27 + J0,652
1	2	0,54 + J0,33	2,18 + J0,412
1	4	0,295 + J 0,20	1,32 + J0,244
1	8	0,15 + J 0,11	0,732 + J0,133
1	12	0,10 + J 0,076	0,507 + J0,091
1	16	0,079 + J 0,057	0,387 + J0,069
2	1	0,685 + J 0,302	2,18 + J0,442
2	2	0,455 + J 0,241	1,63 + J0,324
2	4	0,27 + J 0,165	1,09 + J0,208
2	8	0,15 + J 0,10	0,685 + J0,122
2	12	0,10 + J 0,07	0,47 + J0,087
2	16	0,08 + J 0,055	0,366 + J0,067
4	1	0,45 + J 0,16	1,30 + J0,273
4	2	0,34 + J 0,15	1,09 + J0,22
4	4	0,23 + J 0,12	0,817 + J0,16
4	8	0,134 + J 0,083	0,546 + J0,103
4	12	0,095 + J 0,061	0,41 + J0,077
4	16	0,073 + J 0,05	0,329 + J0,06
8	1	0,27 + J 0,08	0,72 + J0,152
8	2	0,23+ J 0,08	0,65 + J0,134
8	4	0,17 + J 0,076	0,543 + J0,11
8	8	0,114 + J 0,061	0,408 + J0,079
8	12	0,085 + J 0,049	0,327 + J0,064
8	16	0,067 + J0,041	0,273 + J0,052

$$S_f = \left|\frac{3.27 + 0.652j}{3.27 + 0.652j + 5.8246}\right| = 0.3656 \approx 36\%$$

Y la **ecuación 18** da:

$I_G = 1.008 * 0.36 * 2.996 = 1104.03A$

Paso 7: Cálculo de la elevación del potencial de tierra

$$GPR = I_G * R_G \qquad \textbf{(20)}$$

$$GPR = 1104.46 * 5.8254 = 6434.039$$

Este valor excede la $E_{touch70kg}$ (esto es 6434.039 > 922.14)

Paso 8: Calculo del factor de espaciamiento para voltaje de malla

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left[ln\frac{D}{16 * h * d} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d}\right] + \frac{K_{ii}}{K_h} * ln\left[\frac{8}{\pi(2 * n - 1)}\right] \qquad \textbf{(21)}$$

Donde el n es el factor geométrico compuesto de factores y se calcula con la **ecuación 22**

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d \qquad \textbf{(22)}$$

$$n_a = \frac{2L_C}{L_P} ; n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} ; n_c = \left[\frac{L_X * L_Y}{A}\right]^{\frac{0.7A}{L_X * L_Y}} ; n_d = \frac{D_m}{\sqrt{{L_X}^2 + {L_Y}^2}} \quad \textbf{(23)}$$

Tomar en cuenta que para mallas cuadradas: $n = n_a$ porque $n_b = n_c = n_d = 1$

$$n_a = \frac{2 * 30}{20} = 3 = n$$

Y K_i es el factor de irregularidad mientras K_{ii} es el factor de reflexión entre diferentes resistividades y K_h es el factor de corrección que tiene en cuenta los efectos de la profundidad de la malla; dichos factores se calculan mediante la **ecuación 24** , **ecuación 25** y **ecuación 26**

$$K_i = 0.644 + 0.148 * n \quad \textbf{(24)}$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 * n)^{\frac{2}{n}}} \quad \textbf{(25)}$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad \textbf{(26)}$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 * 3 = 1.088$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 * 3)^{\frac{2}{3}}} = 0.3028$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{0.5}{1}} = 1.2247$$

Reemplazando estos valores en la **ecuación 21**

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left[ln\frac{2.5}{16 * 0.5 * 0.01} + \frac{(2.5 + 2 * 0.5)^2}{8 * 2.5 * 0.01} - \frac{0.5}{4 * 0.01}\right] + \frac{0.30}{1.22} * ln\left[\frac{8}{\pi(2 * 3 - 1)}\right]$$

$$K_m = 0.6189$$

Paso 9. Cálculo de E_m

Para el cálculo de la tensión de toque se empleará la **ecuación 27**

$$E_m = \frac{\rho * I_G * K_m * K_i}{L_M} \quad \textbf{(27)}$$

Donde L_M es la longitud efectiva de L_C+ L_R para la tensión de malla

$$L_M = L_C + \left[1.55 + 1.22\left(\frac{L_r}{\sqrt{{L_X}^2 + {L_Y}^2}}\right)\right] * L_R \quad \textbf{(28)}$$

$$L_M = 30 + \left[1.55 + 1.22\left(\frac{7.32}{\sqrt{5^2 + 5^2}}\right)\right] * 58.56 = 194.72$$

$$E_m = \frac{67.025 * 1104.49 * 0.6189 * 1.088}{194.72} = 255.996$$

Para pasar al paso 10 se debe verificar si $E_m < E_{touch70kg}$, comprobando tenemos que $255.996 < 922.1471$ por lo cual si cumplimos con el requisito

Paso 10. Calcular E_p

Para el cálculo de la tensión de paso real se utilizará la **ecuación 29.**

$$E_p = \frac{\rho * I_G * K_s * K_i}{0.75 * L_C + 0.85 * L_R} \quad \textbf{(29)}$$

Donde K_i y K_s es el factor de separación para la tensión de paso y se calcula mediante la **ecuación 30**

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D}(1 - 0.5^{n-2})\right] \quad \textbf{(30)}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * 0.5} + \frac{1}{2.5 + 0.5} + \frac{1}{2.5}(1 - 0.5^{3-2})\right] = 0.4880$$

Reemplazando los valores tenemos:

$$E_p = \frac{67.0.25 * 1104.46 * 0.4880 * 1.088}{0.75 * 30 + 0.85 * 58.56} = 543.89$$

Una vez obtenidos los valores debemos verificar la tensión de paso real es menor que la tensión de paso tolerable del sistema ($543.89 < 3022.5$)

Paso 11. No es necesario modificar el sistema, cumple con las condiciones requeridas para su diseño.

3.1.7 SIMULACIÓN MEDIANTE PROGRAMA ETAP

3.1.7.1 SIMULACIÓN DEL FLUJO DE CARGA

Paso 1: Configuración inicial del sistema eléctrico

Se seleccionan y colocan los componentes principales en el diagrama unifilar de la subestación tipo interior en ETAP. Dichos componentes constan de: la acometida de media tensión, fusibles, cables, transformador, disyuntor de BT, y la carga conectada. Cabe recalcar que la disposición refleje fielmente el diseño físico y eléctrico, y que las protecciones seleccionadas correspondan a los cálculos realizados previamente con el fin de asegurar que el modelo sea una representación precisa del sistema real.

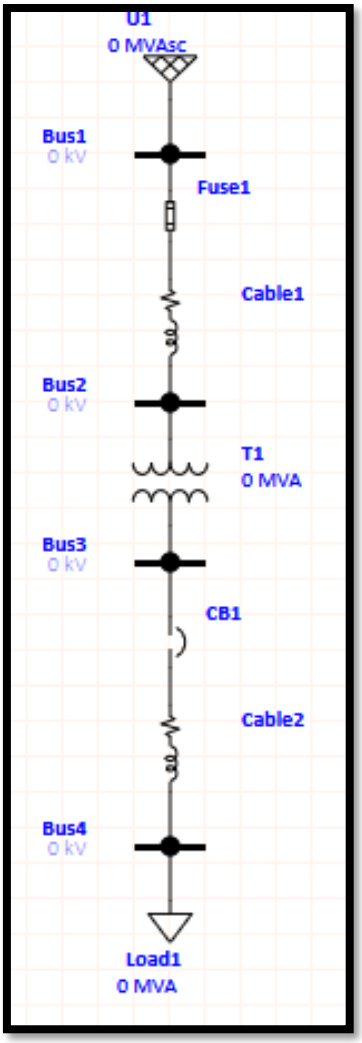


FIGURA 21. SELECCIÓN DE COMPONENTES DEL SISTEMA

Paso 2: Ingreso de datos eléctricos del sistema

Se definen los parámetros eléctricos de cada componente del sistema para su modelado en ETAP. Como primer punto tenemos la acometida de media tensión, donde se ingresaron valores de voltaje, capacidad de cortocircuito y resistencias. En el fusible de protección, se especificaron la corriente nominal y las características de disparo. Los cables fueron configurados considerando su longitud, sección, material e impedancias. El transformador, con una potencia nominal de 300 kVA, incluyó los valores de voltajes primario y secundario, así como la impedancia de cortocircuito. Finalmente, se detallaron los ajustes del disyuntor y las cargas, integrando la demanda futura activa que se deseaba simular.

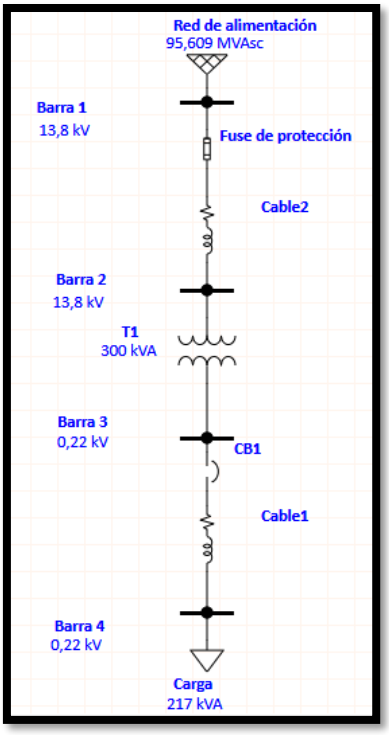


FIGURA 22. CARGA DE DATOS ELÉCTRICOS DE LOS COMPONENTES

Paso 3: Ejecución del análisis de flujo de carga

Se realiza la simulación del flujo de carga utilizando el módulo correspondiente de ETAP, obteniendo resultados clave para el análisis del sistema eléctrico.

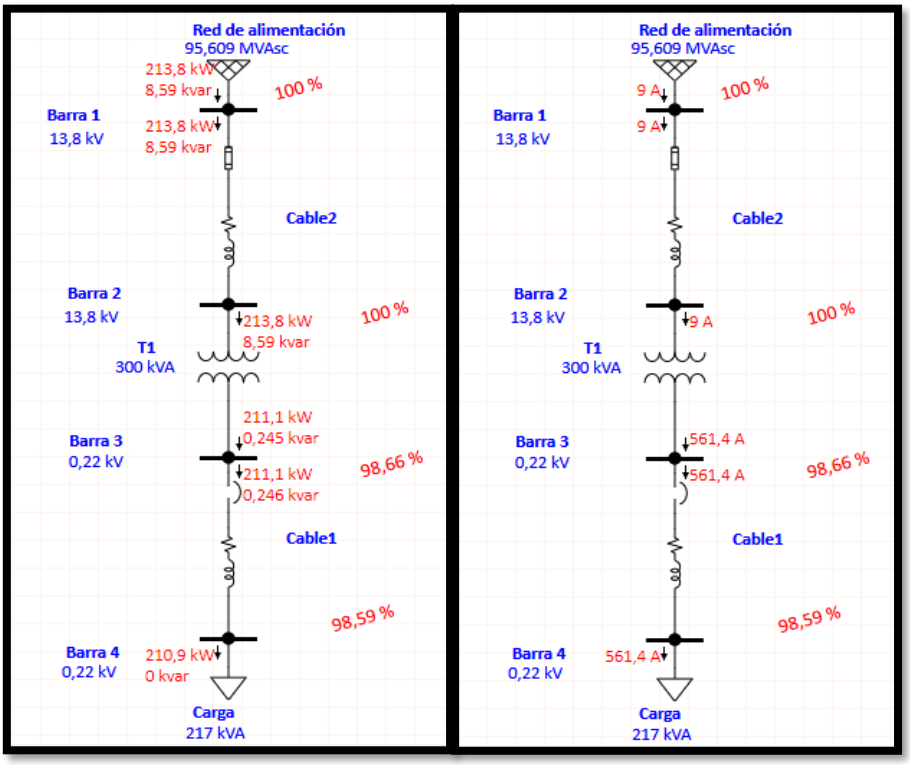


Figura a. **Figura b.**

FIGURA 23. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA

El análisis de flujo de carga realizado en ETAP, representado en las Figura a y Figura b, verifica que el sistema eléctrico de la subestación tipo interior cumple con los parámetros operativos requeridos, garantizando un desempeño seguro y correcto. Las tensiones medidas en las barras se encuentran dentro del rango establecido, confirmando la correcta selección del transformador de 300 kVA y de los conductores utilizados. Las corrientes registradas no superan la capacidad nominal de los cables, eliminando el riesgo de sobrecalentamiento. Asimismo, la distribución de cargas es adecuada, manteniendo factores de potencia dentro de niveles óptimos que favorecen un consumo seguro de energía.

3.1.7.2 SIMULACIÓN DE CORTO CIRCUITO

Paso 1: Ajuste inicial

Se selecciona la opción de simulación de cortocircuito en el software. Esto permite analizar el comportamiento del sistema eléctrico ante diferentes tipos de fallas.

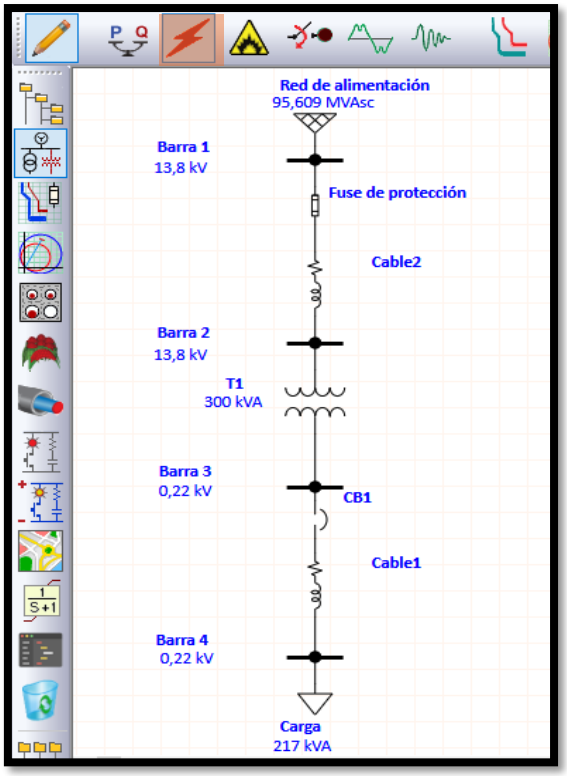


FIGURA 24. INTERFAZ DEL SOFTWARE CON LA OPCIÓN DE CORTOCIRCUITO SELECCIONADA.

Paso 2: Asignación de barras

Se identifican y se asignan las barras en las que se desea calcular las corrientes de cortocircuito. Estas barras representan los nodos críticos del sistema donde se evaluará el impacto de las fallas.

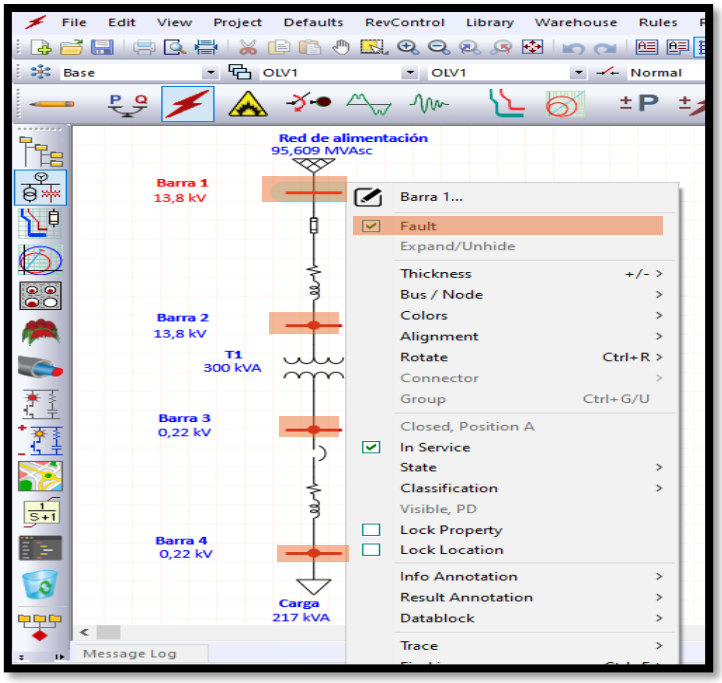


FIGURA 25. ASIGNACIÓN DE BARRAS PARA LA SIMULACIÓN DE CORTOCIRCUITO.

Paso 3: Cálculo de Corrientes de Cortocircuito

Se ejecuta el cálculo para obtener la máxima corriente de cortocircuito en el sistema. Esto ayudará a identificar los puntos de mayor vulnerabilidad eléctrica..

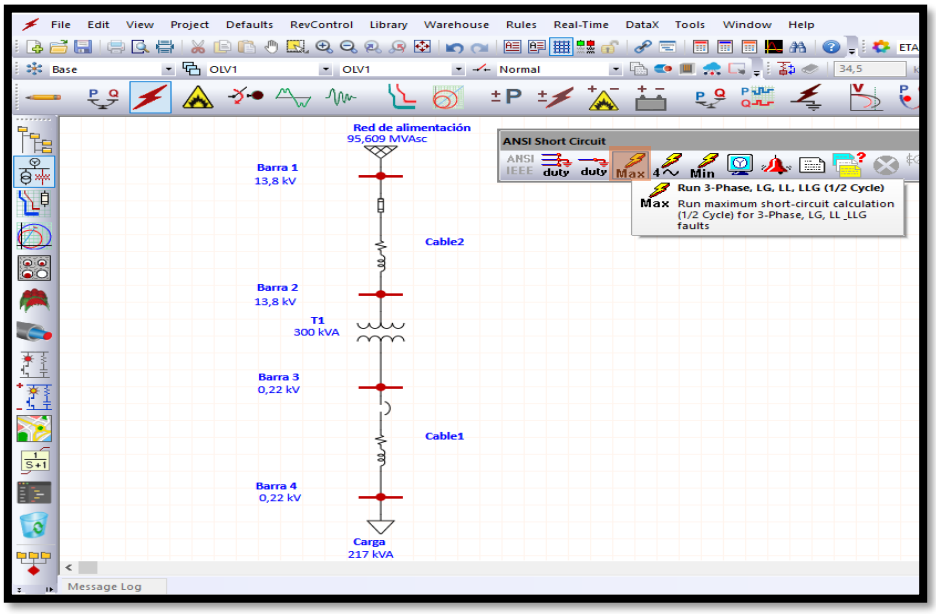


FIGURA 26. EJECUCIÓN DEL CÁLCULO DE LA MÁXIMA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

a) Falla Monofásica a Tierra

Este tipo de falla ocurre cuando una fase entra en contacto con tierra. Es importante analizarla, ya que es la más común y puede generar altas corrientes que afecten la integridad del sistema, la corriente obtenida es útil para dimensionar el sistema de puesta

a tierra.

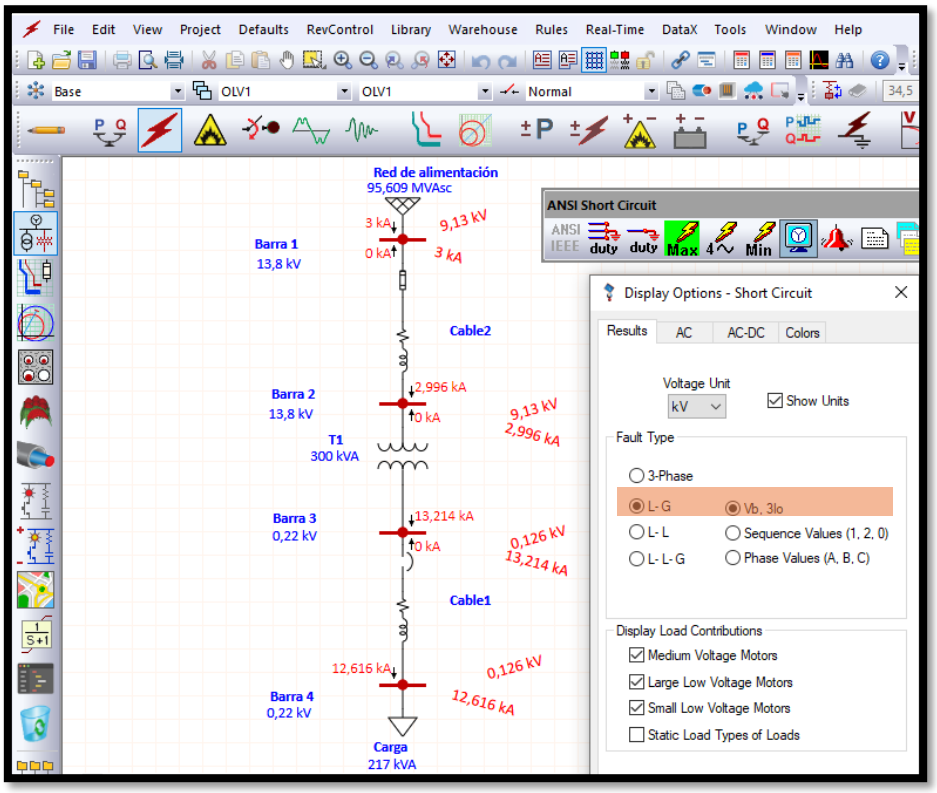


FIGURA 27. RESULTADOS DE SIMULACIÓN PARA UNA FALLA MONOFÁSICA A TIERRA.

b) Falla de Línea a Línea

Se produce cuando dos fases entran en contacto directo. Dicho análisis es crucial para evaluar el equilibrio del sistema.

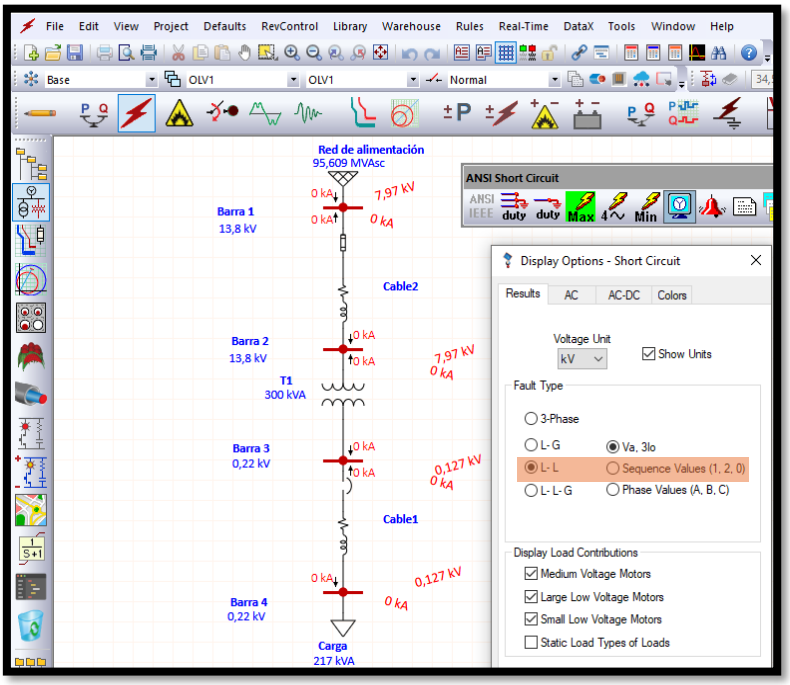


FIGURA 28. RESULTADOS DE SIMULACIÓN PARA UNA FALLA DE LÍNEA A LÍNEA.

c) Falla Bifásica a Tierra

Ocurre cuando dos fases hacen contacto simultáneo con tierra. Es relevante porque involucra una combinación de condiciones que pueden incrementar las corrientes en ciertos puntos del sistema.

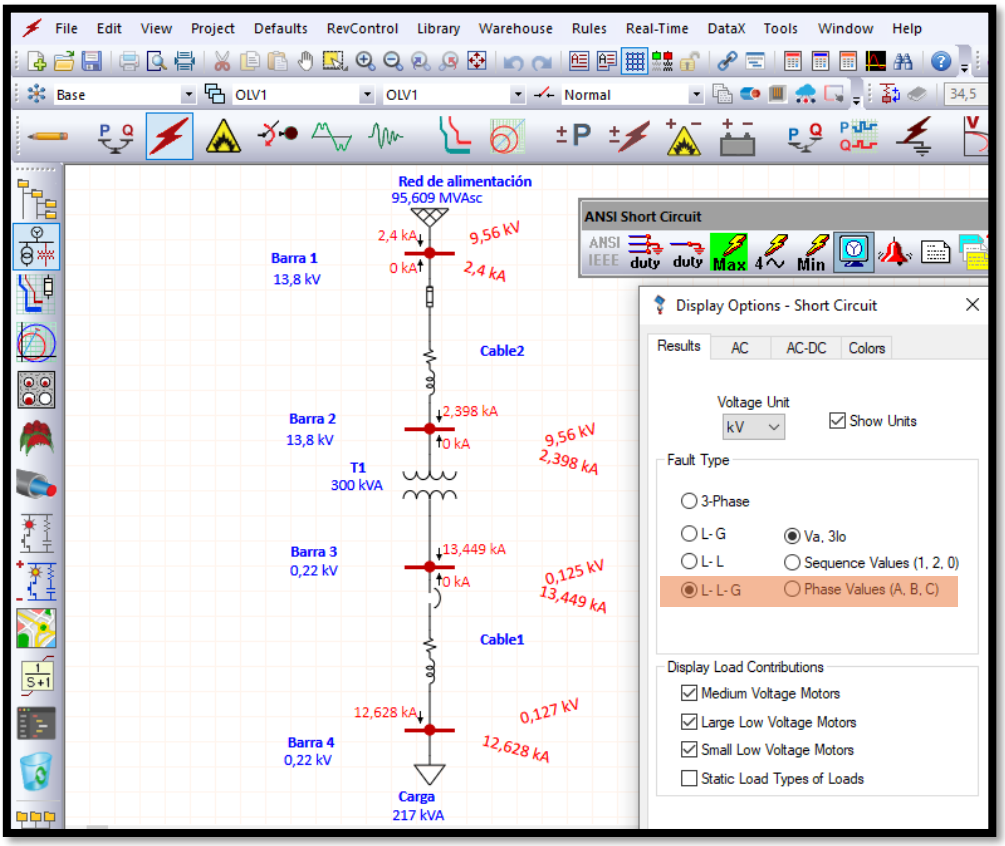


FIGURA 29. RESULTADOS DE SIMULACIÓN PARA UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA.

d) Falla Trifásica

Es la condición más severa, ya que las tres fases están en cortocircuito. Es fundamental calcular esta falla, ya que determina las máximas demandas de corriente, lo cual es esencial para el dimensionamiento de equipos y protecciones.

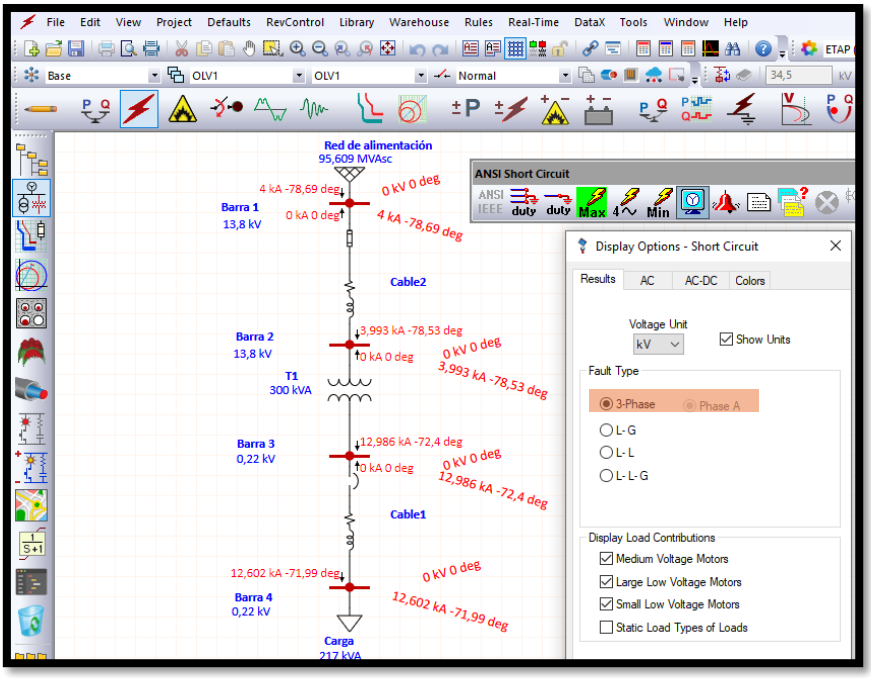


FIGURA 30. RESULTADOS DE SIMULACIÓN PARA UNA FALLA TRIFÁSICA.

3.1.7.3 SIMULACIÓN DE LA MALLA PUESTA A TIERRA

Paso 1. Ubicación de la malla.

Se identifica el área donde se instalará la malla a tierra en el diagrama unifilar. Esta debe conectarse a las barras correspondientes del transformador para integrar correctamente las corrientes de falla en el análisis. Es importante ubicar la malla en una posición representativa de la subestación.

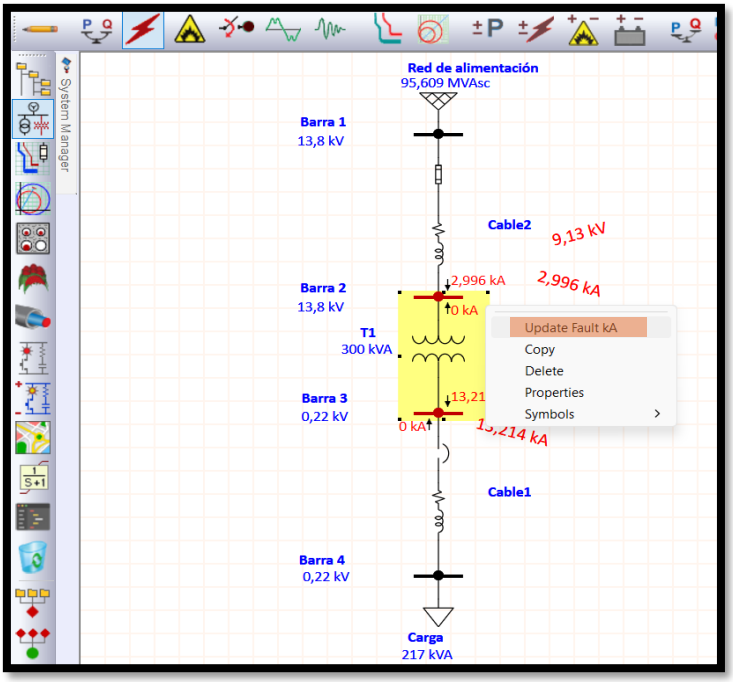


FIGURA 31. ASIGNACIÓN DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LA MALLA.

Paso 2. Selección de la forma de la malla.

Se define la geometría inicial de la malla. Se seleccionan las dimensiones generales, considerando el espacio disponible en la instalación. Esto asegura que el diseño esté alineado con las limitaciones físicas del sitio.

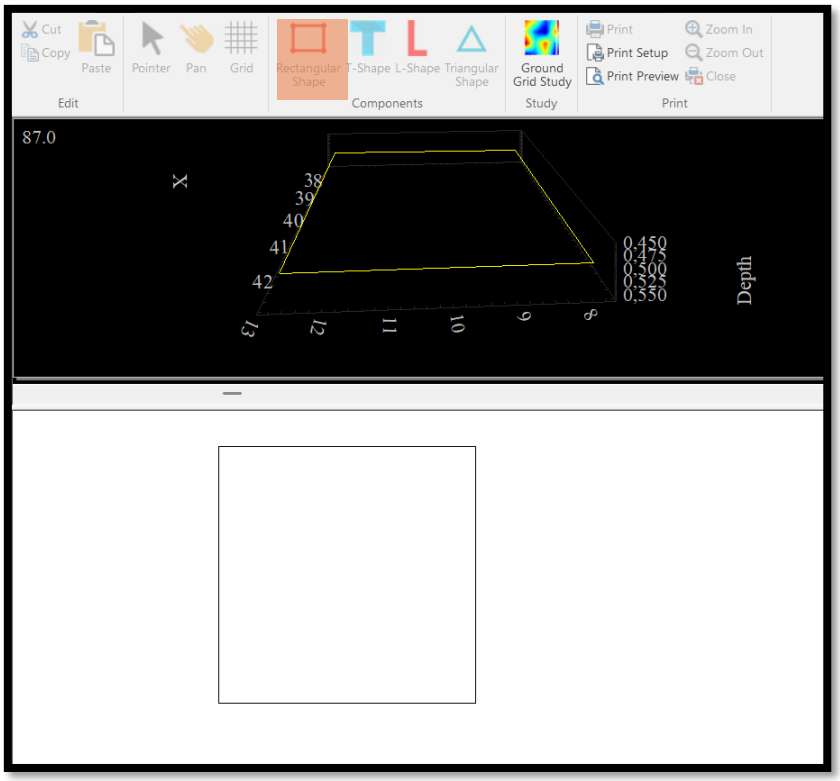


FIGURA 32. SELECCIÓN DE LA FORMA DE LA MALLA.

Paso 3. Definición de parámetros de la malla

Se introducen los parámetros físicos de la malla, tales como: las dimensiones de longitud y ancho, el número de conductores horizontales y verticales, la profundidad de instalación de los conductores y características del material del conductor, tomar en cuenta los valores que se utilizaron para los cálculos.

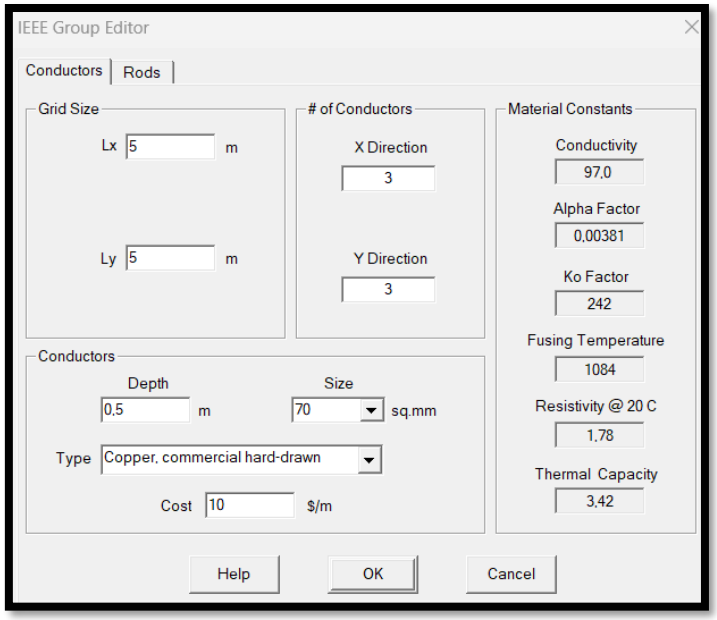


FIGURA 33. DEFINICIO DE PARAMETROS DE LA MALLA.

Paso 4: Parámetros de las varillas de tierra

Se especifican las características de las varillas, como: su longitud total, diámetro del electrodo y el número de varillas que será distribuida en la malla. Con el fin de asegurar un diseño homogéneo y mejorar la dispersión de corrientes.

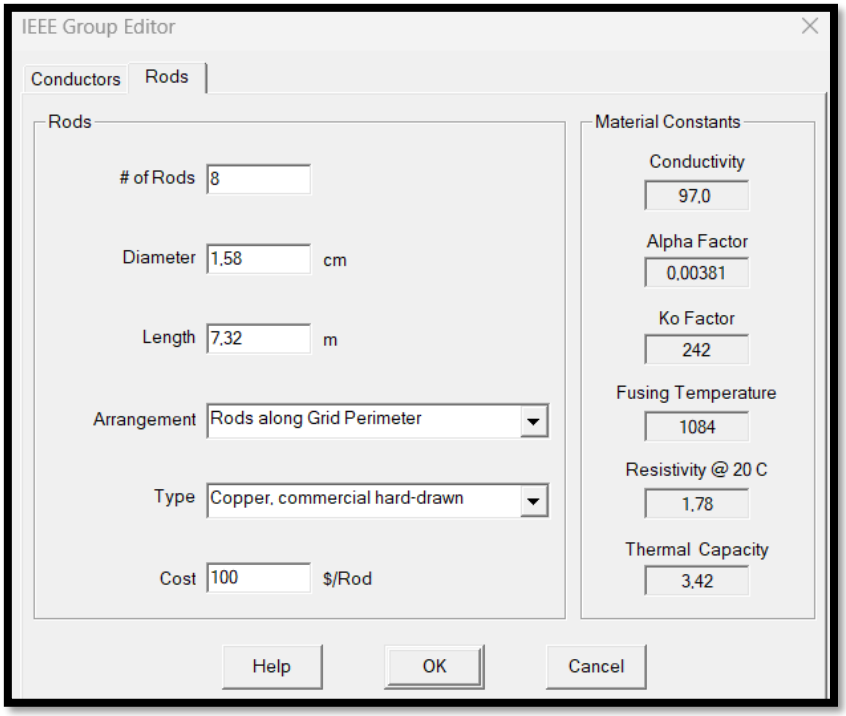


FIGURA 34. PARÁMETROS DE LAS VARILLAS DE TIERRA.

Paso 5: Ingreso de resistividades del terreno

Se introducen los valores de resistividad del terreno y de la capa superficial (concreto).

Dichos valores son clave para determinar la respuesta de la malla frente a corrientes de falla y garantizar que los voltajes de paso y toque estén dentro de los límites de seguridad.

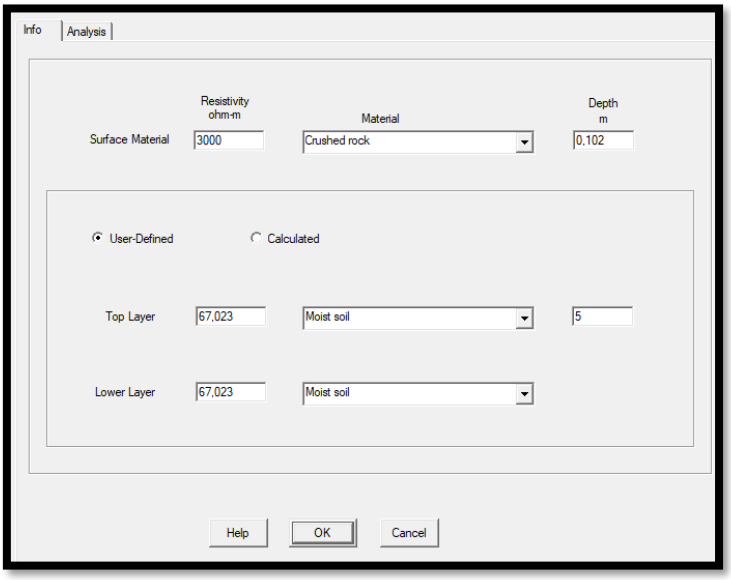


FIGURA 35. RESISTIVIDAD DEL TERRENO Y LA SUPERFICIE.

Paso 6: Definición del caso de estudio

Se selecciona el caso de estudio que se empleó en los cálculos para comprobar la respuesta de la malla bajo condiciones específicas, como la máxima corriente de cortocircuito esperada y los factores de seguridad aplicables. Este paso establece el marco de análisis.

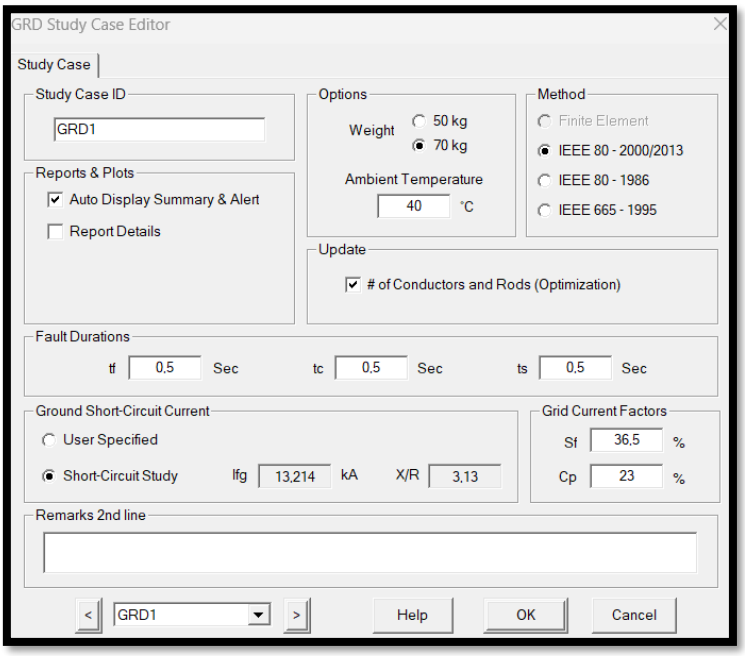


FIGURA 36. DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

Paso 7: Ejecución del cálculo de la malla

Se ejecuta el cálculo de la malla mediante la herramienta Ground Grid Calculation en

ETAP. El software analiza la resistencia total de la malla y los valores de los voltajes de paso y toque. Estos resultados indican si el diseño cumple con las normativas de seguridad.

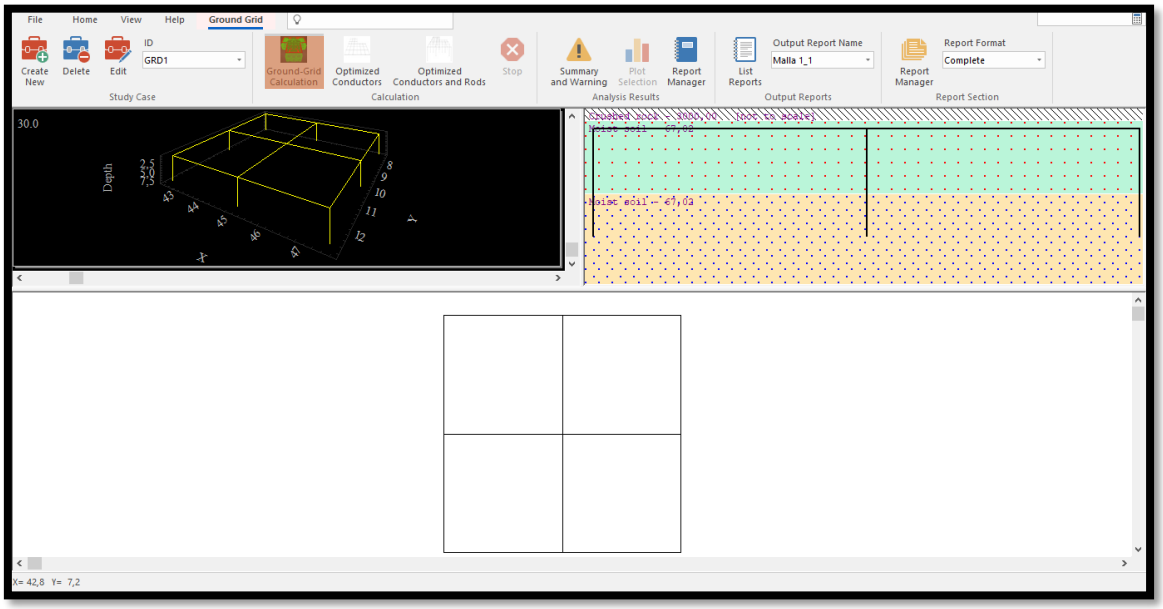


FIGURA 37. CÁLCULO DE LA MALLA

Paso 8: Evaluación de resultados

Se revisan los voltajes de paso y toque calculados. Es crucial verificar que estos valores estén dentro de los límites tolerables permitidos, para garantizar la seguridad del personal y de los equipos.

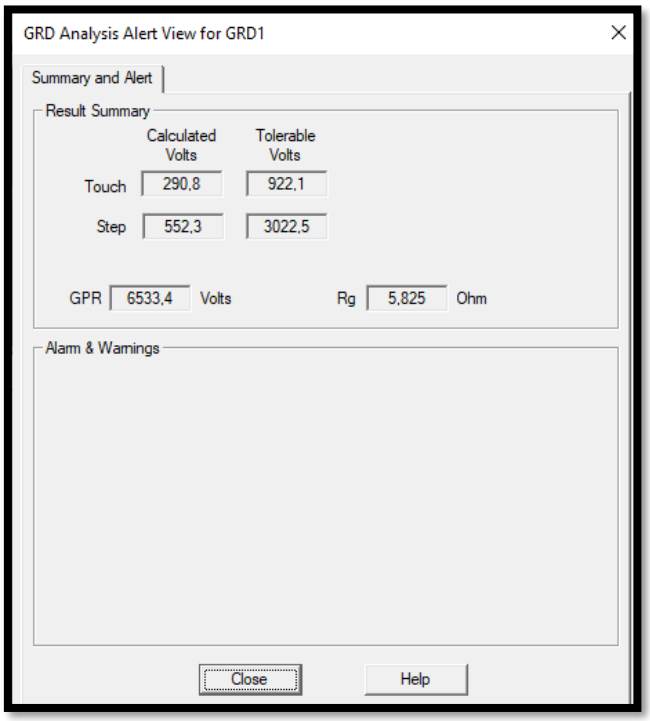


FIGURA 38. VERIFICACIÓN DE VOLTAJES DE PASO Y TOQUE.

Los resultados obtenidos en la simulación **FIGURA 38** confirmó que los valores obtenidos para la malla de puesta a tierra coinciden con los cálculos teóricos previamente desarrollados, garantizando que el diseño cumple con los parámetros de seguridad establecidos por la normativa IEEE Std 80-2000, especialmente en cuanto a los voltajes de paso y toque. Esto comprueba la precisión del diseño inicial y su capacidad para disipar adecuadamente las corrientes de falla. Sin embargo, es posible optimizar la malla para mejorar su rendimiento y reducir costos, ajustando los siguientes parámetros.

3.1.7.4 OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE LA MALLA

En este apartado se detalla la optimización de la malla utilizando el software ETAP, con el objetivo de explorar alternativas de diseño que permitan una reducción de costos. La propuesta de optimización sugiere que el número de conductores por lado puede limitarse a 2, mientras que el número de varillas se reduce a 5. Estos ajustes mantienen una relación óptima entre los valores calculados y los tolerables según los estándares, asegurando la viabilidad técnica del diseño. Los resultados comparativos se muestran en la **FIGURA 39** y los cálculos en el **ANEXO 4** y **ANEXO 5**, evidenciando la efectividad de la propuesta.

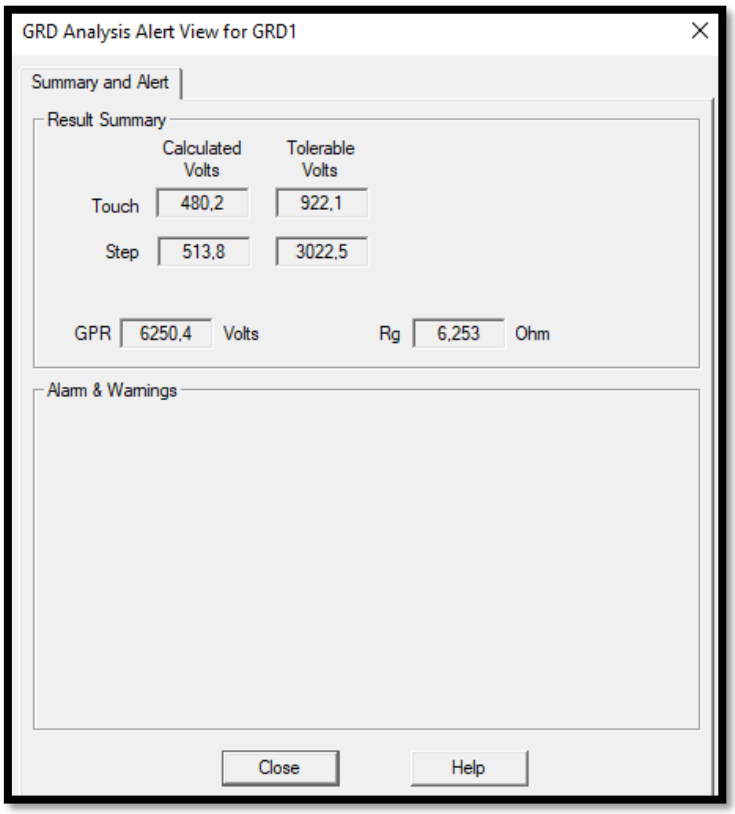


FIGURA 39. CÁLCULOS EN EL ETAP DEL DISEÑO OPTMIZADO

3.1.7.5 SIMULACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Paso 1: Configuración inicial

Acceda al módulo de protección y coordinación del software donde nos permitirá establecer el marco de trabajo necesario para analizar el comportamiento de los dispositivos de protección ante fallas.

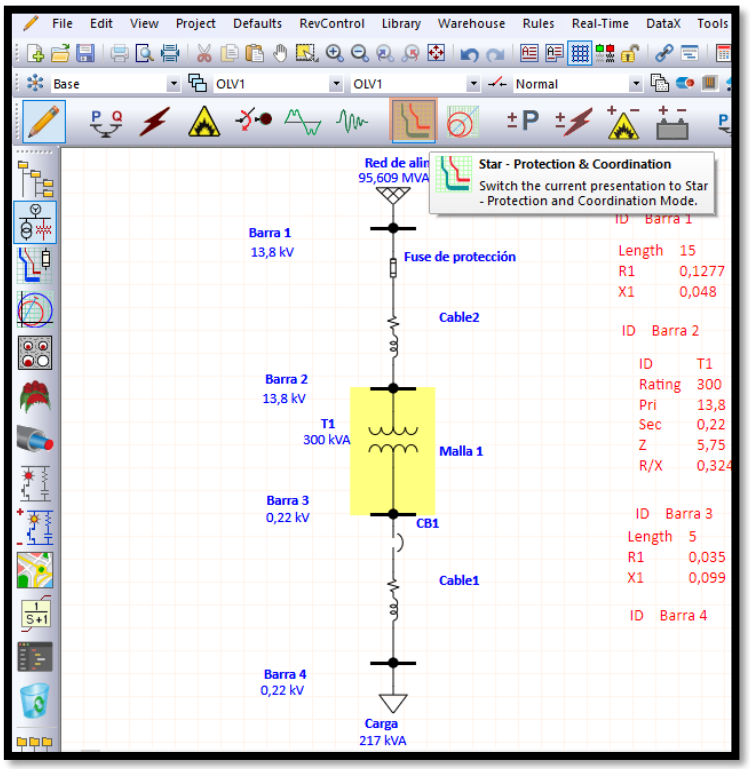


FIGURA 40. SELECCIÓN DEL APARTADO DE PROTECCIÓN Y COORDINACIÓN.

3.5.2 Paso 2: Selección del sistema

Se identifica y selecciona el sistema eléctrico o las partes específicas donde se desea realizar la verificación de las protecciones.

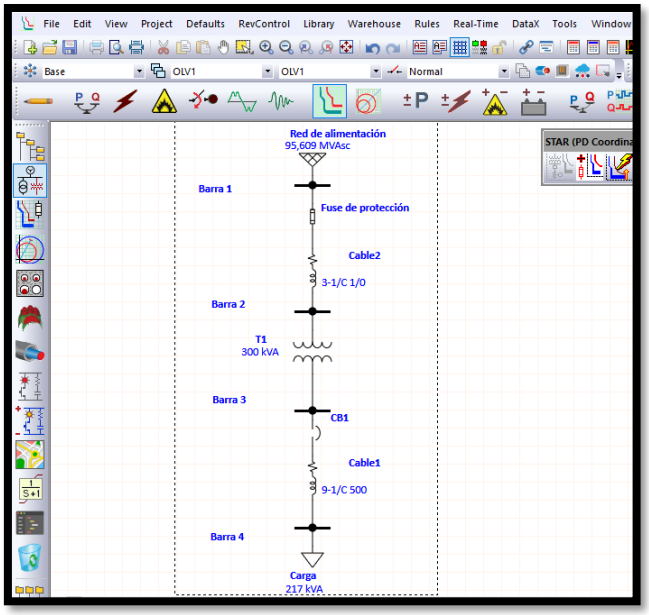
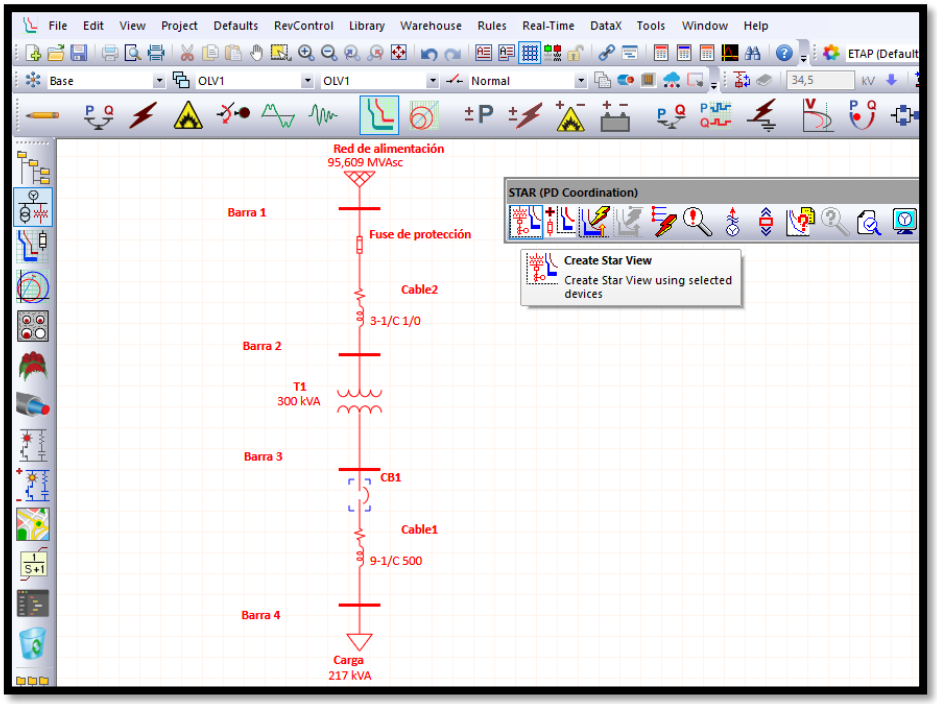


FIGURA 41. SELECCIÓN DEL SISTEMA A COMPROBAR.

Paso 3: Generación de Vista Inicial

Se utiliza la opción "Create Start View" para visualizar las características de las protecciones. Esto nos permite observar las curvas de operación de los dispositivos de protección como fusible y disyuntor.

FIGURA 42. VISUALIZACIÓN INICIAL DE LAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIONES.



Paso 4: Análisis de las Curvas de Protección

Se examinan las curvas características del fusible y disyuntor termomagnético. Esto facilita identificar cómo cada dispositivo responde ante diferentes niveles de corriente.

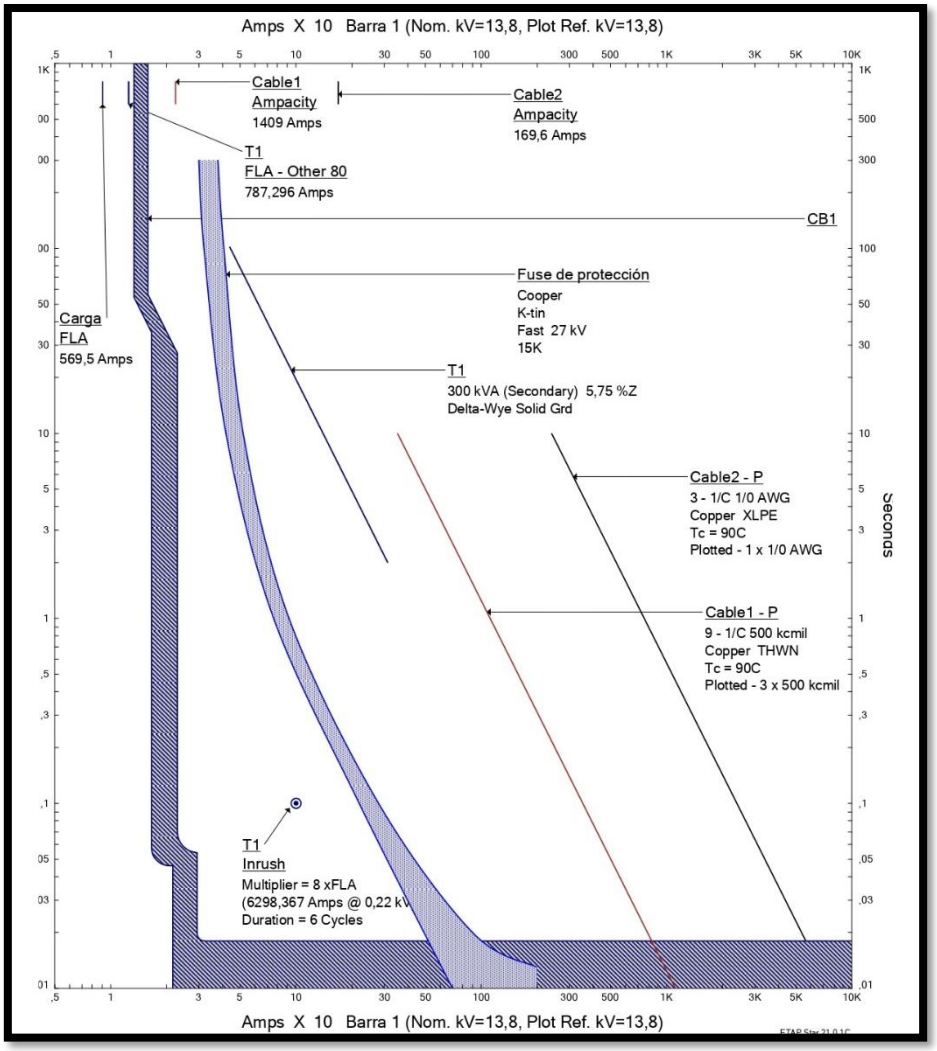


FIGURA 43. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LAS PROTECCIONES.

Se puede observar en la **FIGURA 43** las curvas características del fusible y el disyuntor termomagnético en relación con el transformador. Estas curvas muestran cómo cada dispositivo responde a diferentes niveles de corriente y tiempos de falla. El fusible presenta una curva más pronunciada, actuando rápidamente ante corrientes elevadas para proteger al transformador de daños térmicos severos. Por otro lado, el disyuntor termomagnético tiene una curva más gradual, diseñada para no comprometer la integridad del sistema ante situaciones de cortocircuito y sobrecargas. La superposición de estas curvas indica una coordinación adecuada: el fusible actúa como primera línea de defensa en eventos críticos, mientras que el disyuntor interviene en condiciones de sobrecarga. Este análisis es crucial para garantizar que el transformador opere dentro de límites seguros, evitando que corrientes prolongadas o fallas repentinas reduciendo así su vida útil o causen interrupciones graves en el sistema eléctrico.

A continuación, se propondrán dos casos de falla para analizar el comportamiento de las

protecciones antes percances de tal magnitud.

3.1.7.6 CASO 1: FALLO EN LA BARRA 2

Como se puede observar en la **FIGURA 44** se simulo una falla en la barra 2, por lo cual el fusible es el primer dispositivo de protección en actuar, despejando la falla rápidamente y minimizando el impacto en el sistema eléctrico. Este caso demuestra la importancia de una correcta selección de fusibles, considerando sus tiempos de respuesta y su capacidad para proteger componentes críticos, garantizando la confiabilidad del sistema.

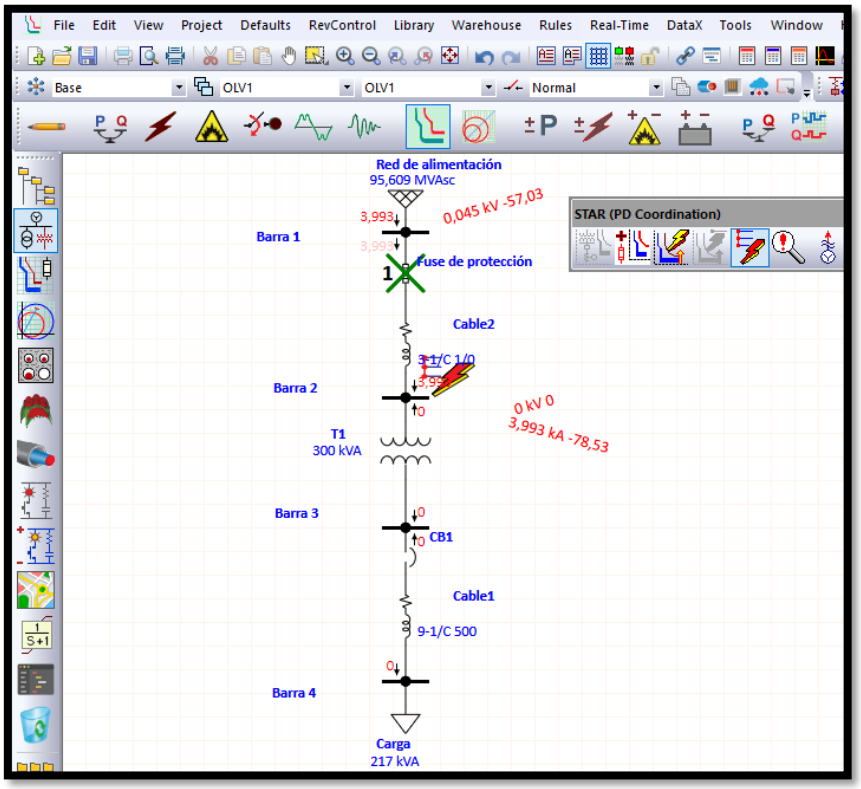


FIGURA 44. SIMULACIÓN Y ACTUACIÓN DEL FUSIBLE EN LA BARRA 2.

3.1.7.7 CASO 2: FALLO EN LA BARRA 4

En este escenario, el disyuntor en baja tensión actúa primero para eliminar la falla, seguido del fusible como segunda línea de defensa. Este comportamiento escalonado asegura que el dispositivo más cercano a la falla responda primero, protegiendo otros equipos y reduciendo riesgos de daño extendido.

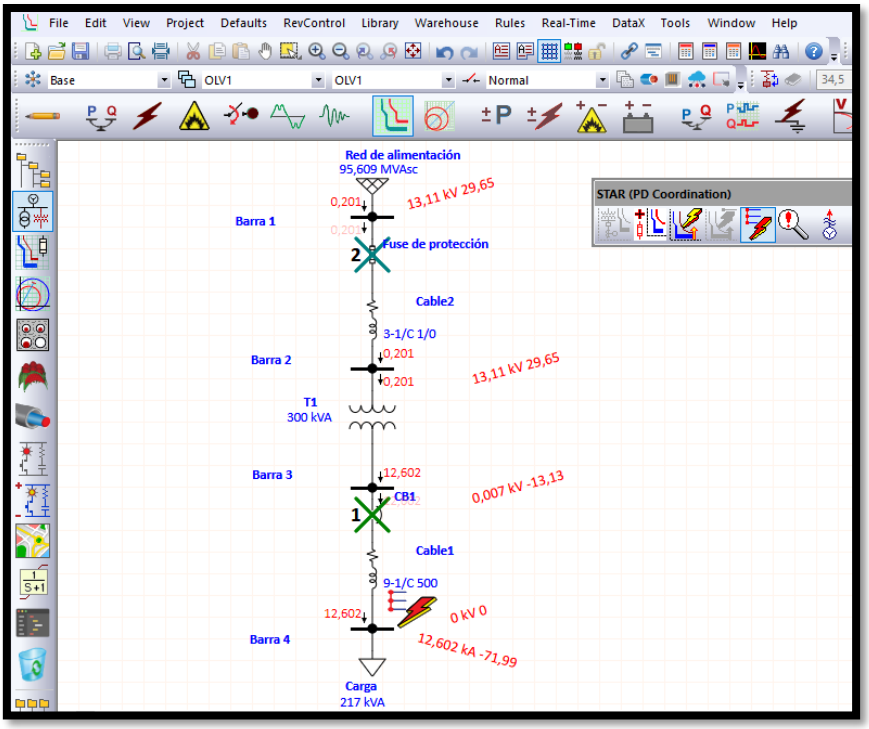


FIGURA 45. ACTUACIÓN SECUENCIAL DEL DISYUNTOR Y EL FUSIBLE ANTE LA FALLA EN LA BARRA 4.

CAPITULO IV

4.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el desarrollo de este proyecto, se utilizaron herramientas avanzadas como el software ETAP para realizar análisis como el flujo de carga, cortocircuitos, coordinación de protecciones y diseño del sistema de puesta a tierra. Estos estudios respaldaron técnicamente la propuesta de implementar una subestación tipo interior de 300 kVA/13.8 kV/127-220 V para un edificio de uso público. A continuación, se presenta un análisis de los resultados.

4.1.1.1 EVALUACIÓN DE LA CARGA ACTUAL Y FUTURA

El análisis de la carga identificó que el transformador actual de 150 kVA está al límite de su capacidad, con una demanda máxima de 140.27 kW, dejando un margen operativo muy reducido. La ampliación proyectada del edificio incrementará la demanda a 217.2 kW, justificando la selección de un transformador de 300 kVA

TABLA 15. COMPARACIÓN DE CARGAS ACTUALES Y PROYECTADAS

Parámetro	Potencia nominal del transformador	Demanda máxima (kW)	Factor de carga (%)
Valor actual	150	140.227	93.5
Proyección futura	300	217.2	72.4

4.1.1.2 ANÁLISIS DEL FLUJO DE CARGA

La simulación del flujo de carga visto en la **FIGURA 23** mostró que el sistema opera de manera estable, con tensiones dentro del rango permitido sin exceder o bajar el ($\pm$5%) del voltaje nominal tolerable y sin sobrecarga en los conductores. Esto valida el dimensionamiento del transformador y de los cables principales, a continuación, se mostrará la siguientes **TABLA 16** con el informe del flujo de carga.

TABLA 16. INFORME DEL FLUJO DE CARGA DEL SISTEMA

Barras	Voltaje			Generación		Carga	
ID	**kV**	**%Mag**	**Ang**	**MW**	**MVAR**	**MW**	**MVAR**
Barra 1	13800	100	0	0.214	0.009	0	0
Barra 2	13800	99.99	0	0	0	0	0
Barra 3	0,22	98.656	-2.2	0	0	0	0
Barra 4	0,22	98.586	-2.2	0	0	0.211	0

Continuación de la **TABLA 16**

Flujo de carga				
ID	**MW**	**MVAR**	**Amp**	**%FP**
Barra 2	0.214	0.009	9	99.9
Barra 1	-0.214	-0.009	9	99.9
Barra 3	0.214	0.009	9	99.9
Barra 4	0.211	0	561.4	100
Barra 2	-0.211	0	561.4	100
Barra 3	-0.211	0	561.4	100

4.1.1.3 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

El estudio de cortocircuito, detallado en las figuras correspondientes al análisis de fallas (**Figura 28** hasta la **Figura 30**). Se supo identificar corrientes máximas críticas en diferentes puntos del sistema. En particular, las simulaciones para fallas trifásicas y monofásicas a tierra mostraron picos de corriente en las barras cercanas al transformador, alcanzando valores que validan la selección de protecciones con una capacidad de interrupción adecuada. Dicho análisis también permitió validar la robustez de los componentes propuestos, garantizando que el sistema pueda operar con seguridad bajo condiciones de falla extremas, a continuación, se podrá comprobar estos valores por la **TABLA 17**.

TABLA 17. REPORTE DE CORTO CIRCUITO DEL SISTEMA.

Barras		Falla trifásica			Falla monofásica a tierra		
ID	**kV**	**Real**	**Imag.**	**Mag.**	**Real**	**Imag.**	**Mag.**
BARRA 1	13.8	0.784	-3.992	4	0.588	-2.942	3
BARRA 2	13.8	0.794	-3.913	3.993	0.593	-2.937	2.996
BARRA 3	0.22	3.926	-12.379	12.986	4.019	-12.588	13.214
BARRA 4	0.22	3.896	-11.985	12.602	4.004	-11.963	12.616

Continuación de la **TABLA 17**

Falla bifásica			Falla bifásica a tierra		
Real	**Imag.**	**Mag.**	**Real**	**Imag.**	**Mag.**
3.397	0.679	3.464	3.161	1.856	3.666
3.389	0.687	3.458	3.152	1.862	3.661
10.72	3.4	11.247	-12.778	3.001	13.126
10.379	3.374	10.914	-12.436	2.596	12.704

4.1.1.4 MALLA DE PUESTA A TIERRA

El diseño de la malla cumplió con los requisitos normativos, alcanzando valores seguros

para tensiones de paso y toque. Se optimizó la disposición geométrica para mejorar su desempeño frente a fallas. A continuación, se presentaras los valores de la malla 1 propuesta en comparación con la malla 2 optimizada en la siguiente **TABLA 18**.

TABLA 18. COMPARACIÓN ENTRE REPORTE DE MALLA 1 (INICIAL) Y MALLA 2 (OPTIMIZACIÓN).

Mallas propuestas	Rg	GPR	Potencial de toque			Potencial de paso		
			Tolerable	Calculado		Tolerable	Calculado	
	ohm	Voltaje	Voltaje	Voltaje	%	Voltaje	Voltaje	%
Malla 1	5.825	6533.4	922.1	290.8	31.5	3022.5	552.3	18.3
Malla 2	6.253	7012.7	922.1	538.7	58.4	3022.5	576.5	19.1

4.1.1.5 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Las curvas características de ambos, presentadas en la **FIGURA 43** del documento, muestran una correcta coordinación entre el fusible y disyuntor. Pero se presentaron dos casos específicos para comprobar su coordinación:

CASO 1: Falla en la barra 2, donde el fusible actuó como la primera línea de defensa, despejando la falla en un tiempo mínimo **FIGURA 44**. Este comportamiento asegura la protección del sistema en puntos específicos y minimiza el riesgo de interrupciones extendidas.

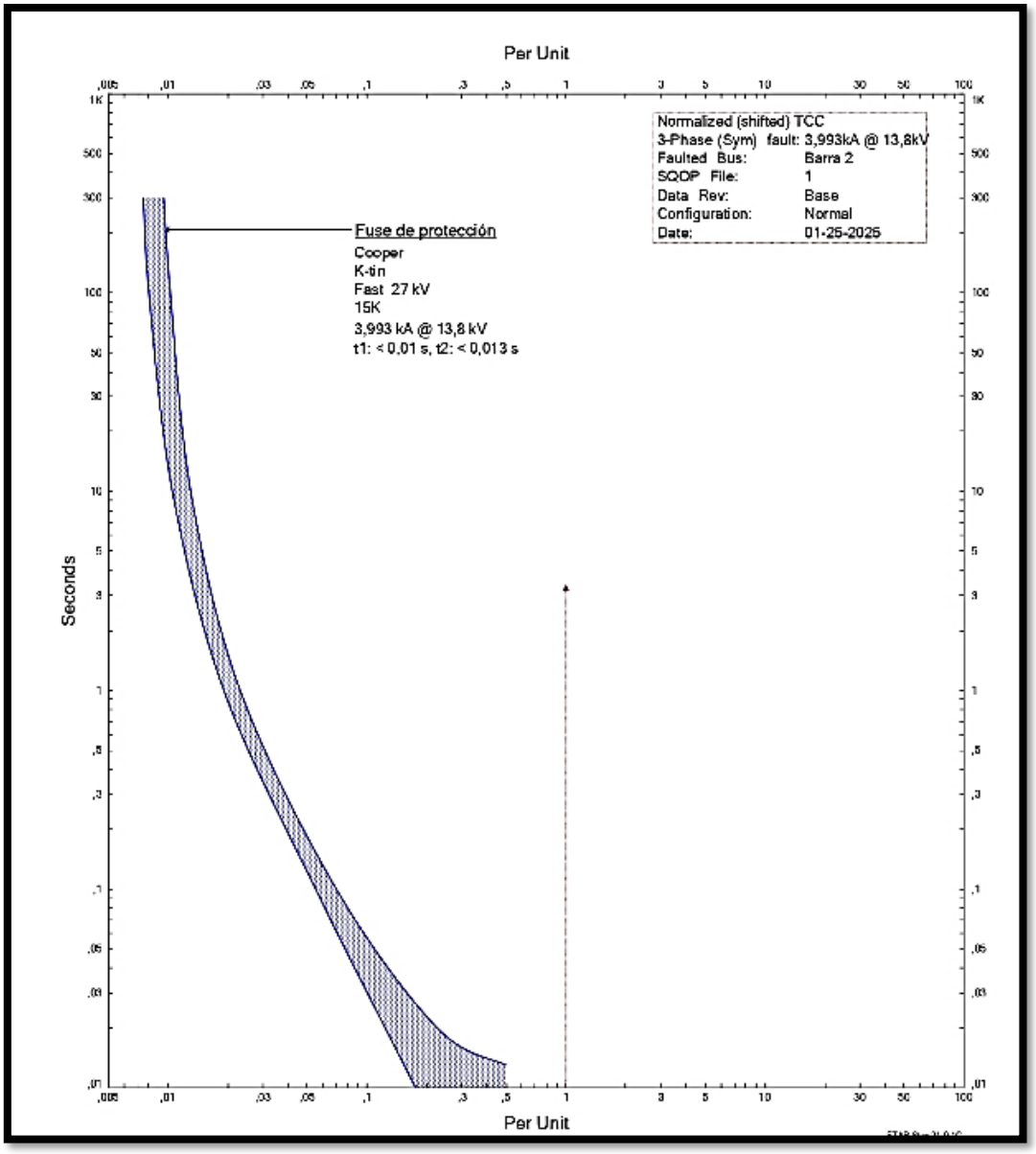


FIGURA 46. COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS CARACTERÍSTICAS DURANTE LA FALLA EN LA BARRA 2.

La **FIGURA 46** muestra el comportamiento de la curva característica del fusible ante una respuesta inmediata a la falla en la barra 2, indicando su rápida actuación para despejar la corriente en un tiempo mínimo. La curva del disyuntor se encuentra desplazada hacia valores de corriente menores y tiempos mayores, asegurando que este actúe solo si el fusible no logra eliminar la falla. Esto demuestra una coordinación efectiva, donde el fusible protege al transformador de corrientes elevadas sin comprometer la continuidad del servicio en otras áreas del sistema.

CASO 2: Falla en la barra 4, donde el disyuntor en baja tensión fue el primero en actuar, seguido del fusible como respaldo Figura 46. Este esquema de protección escalonado garantiza la seguridad operativa al evitar fallas en cascada y proteger los equipos

conectados al sistema.

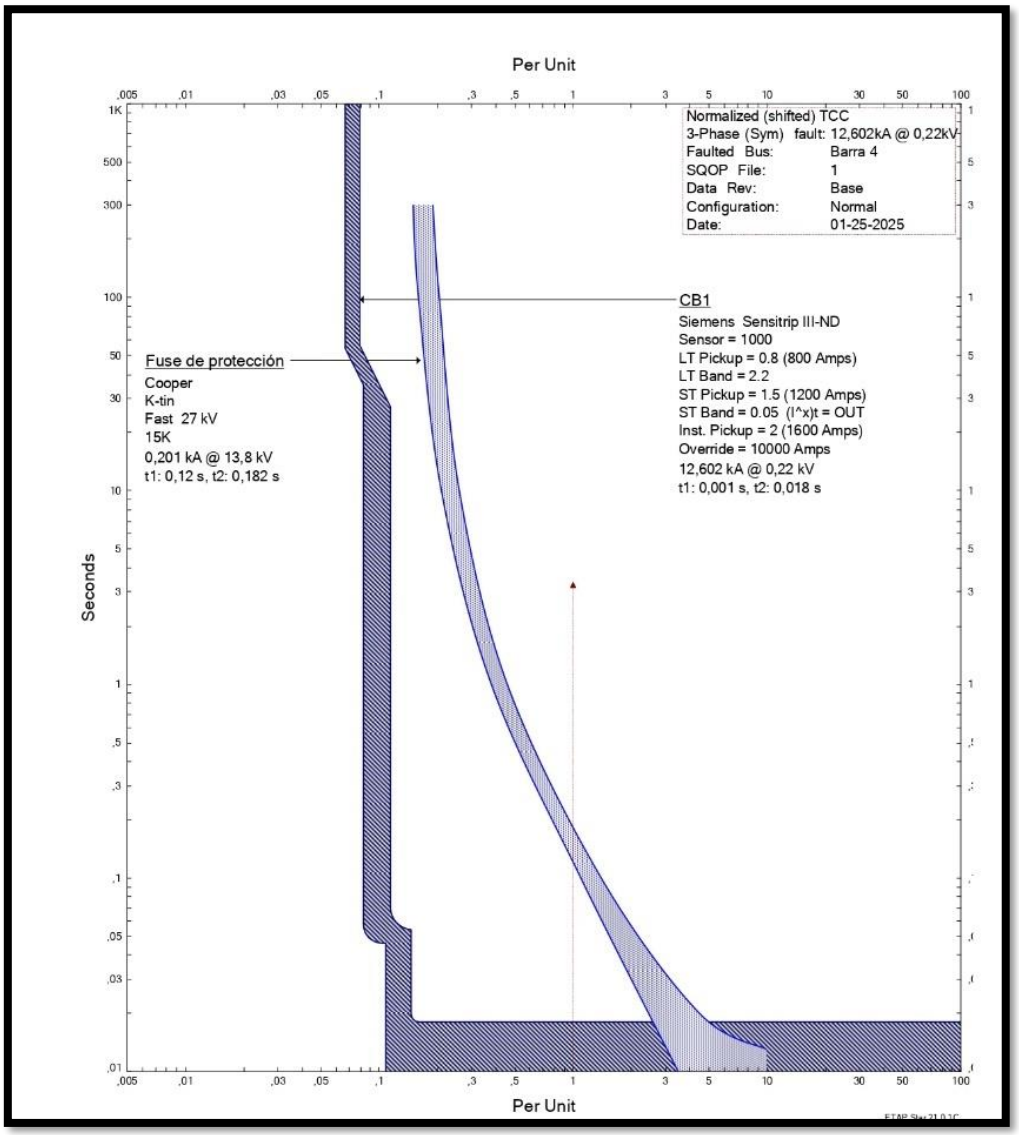


FIGURA 47. COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS CARACTERÍSTICAS DURANTE LA FALLA EN LA BARRA 4.

En la **FIGURA 47** podemos verificar que la curva del disyuntor en baja tensión muestra una actuación prioritaria al detectar la falla, con un tiempo de respuesta más rápido que el fusible en este caso. Sin embargo, la curva del fusible actúa como respaldo, mostrando una intervención secundaria en caso de que la falla no sea despejada completamente por el disyuntor. Este comportamiento escalonado permite que los dispositivos trabajen en conjunto, protegiendo tanto el transformador como los demás componentes conectados al sistema.

CONCLUSIONES

- El desarrollo de este proyecto de tesis permitió diseñar una subestación tipo interior de 300 kVA/13.8 kV/127-220 V, alcanzando de manera completa y efectiva los objetivos específicos planteados. En primer lugar, se evaluó el nivel de cargabilidad del edificio, identificando que el transformador actual de 150 kVA operaba al límite de su capacidad, con una demanda máxima de 140.27 kW, correspondiente al 93.5% de su capacidad nominal. La proyección de ampliación del edificio, con una demanda futura estimada en 217.2 kW, justificó correctamente la selección de un transformador de 300 kVA, el cual nos brinda un margen operativo adecuado para la carga actual y futuras expansiones en el sistema eléctrico, garantizando la continuidad y confiabilidad del sistema eléctrico.
- Mediante el uso del programa ETAP, obtuvimos las corrientes máximas de falla en puntos precisos del sistema. Estos resultados fueron oportunos para el dimensionamiento y selección de las protecciones eléctricas, logrando así la coordinación entre el fusible tipo K de 15 A en el lado de media tensión y un disyuntor termomagnético de 1 kA en el lado de baja tensión. En dicho software analizamos las curvas de disparo que confirmaron la protección eficiente del transformador y las cargas introducidas en el sistema eléctrico, minimizando así los riesgos y garantizando la desconexión ante posibles fallas como se abarcaron en los casos propuestos.
- Como resultado de la primera simulación se logró optimizar la malla de puesta a tierra, alcanzando una resistencia de 6.253 Ω un poco elevada en comparación al primer diseño, pero sigue dentro de los límites establecidos por las normas, logrando así reducir costros de materiales. Las simulaciones confirmaron que las tensiones de paso y toque se encontraban dentro de valores seguros, garantizando la protección del personal y los equipos frente a descargas y corrientes de falla. Este diseño cumplió con las normativas internacionales como la IEEE Std 80-2000 y las normativas del NATSIM, asegurando un sistema seguro y eficiente.

RECOMENDACIONES

Al desarrollar este proyecto de tesis he identificado algunas recomendaciones clave para garantizar la implementación óptima de la subestación tipo interior de 300 kVA/13.8 kV/127-220 V en edificios de uso público. Primero, se debe priorizar el análisis de la cargabilidad futura del edificio para asegurar que el transformador seleccionado no solo cubra las necesidades actuales, sino también las futuras expansiones o aumentos de carga. Es fundamental realizar mantenimientos preventivos periódicos al sistema eléctrico para asegurar la durabilidad y la operatividad de los equipos, especialmente en transformadores y protecciones. En cuanto al diseño del sistema de puesta a tierra, es crucial asegurar que cumpla con las normativas vigentes y adaptar su configuración al tipo de terreno para minimizar resistencias y garantizar la seguridad de las personas y equipos. Finalmente, recomiendo documentar todos los procesos y resultados obtenidos durante la ejecución del proyecto, no solo para mejorar la trazabilidad y control del sistema, sino también para proporcionar una base de referencia para futuras investigaciones o rediseños similares.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] J. S. Cajas Arcos, «OPTIMIZACIÓN DEL DIMENSIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN BASE A SU CARGABILIDAD», UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO, Quito, 2015.

[2] F. M. Sinchi Sinchi, «DISEÑO Y DETERMINACIÓN DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA MEDIANTE PRUEBAS DE CAMPO CON ELEMENTOS COMUNES UTILIZADOS EN LA REGIÓN, INCLUYENDO GEM Y ELECTRODO QUÍMICO», UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA, Cuenca, 2017.

[3] A. M. Nieto Espinoza, «Análisis técnico para el diseño de una subestación en media tensión de 1000 kva para la empresa Pinturas Unidas S.A.», UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL, Guayaquil, 2015.

[4] A. Vázquez Zárraga, «Principales problemas o fallas en los transformadores eléctricos y cómo evitarlos», SISSAMX.

[5] R. Ricaurte, «Análisis y mejoramiento de la eficiencia energética en una universidad ubicada en la Provincia del Guayas», ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL, Guayaquil, 2021.

[6] E. Ulloa, «EFICIENCIA DEL CONSUMO ELECTRICO EN EL SECTOR RESIDENCIAL URBANO DE CUENCA», UNIVERSIDAD DE CUENCA, Cuenca, 2015.

[7] C. M. Lema Galarza, «Diseño de Subestación eléctrica 69/13.8kv para InterHospital con Transformador de Potencia 5 MVA», UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL, Guayaquil, 2018.

[8] weiyi zhu, «Planta de energía, Transmisión de energía, Generación de energía, Estación de comunicaciones», https://www.istockphoto.com/es/vector/planta-de-energ%C3%ADa-transmisi%C3%B3n-de-energ%C3%ADa-generaci%C3%B3n-de-energ%C3%ADa-estaci%C3%B3n-de-gm1433372529-475311830.

[9] A. A. Bayod Rújula, J. B. Arroyo García, J. L. Bernal Agustín, E. S. Carod Pérez, M. A. García García, y J. M. Yusta Loyo, *Fundamentos de sistemas eléctricos*, 1.ª ed. Zaragoza, 2008.

[10] G. Enríquez Harper, *Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas*, 2.ª ed.

Ciudad de México, 2005.

[11] V. D. Carrera Analuisa, «INTEGRACIÓN DEL PATIO DE 138 kV DE LA SUBESTACIÓN SELVA ALEGRE AL SISTEMA SCADA DE LA EEQ.SA», UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA, Quito, 2012.

[12] A. J. Yanza Zamora, «DESARROLLO DE UN SISTEMA DE ENTRENAMIENTO PARA OPERACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, ORIENTADO A OPERADORES DE SUBESTACIONES DE CELEC EP - TRANSELECTRIC, UTILIZANDO EL ENTORNO DE PROGRAMACIÓN LabVIEW», ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, Quito, 2020.

[13] A. vera Máximo Guillermo, «Análisis técnico y económico de los circuitos 1 y 2 del Sector de la Isla Trinitaria de la ciudad de Guayaquil, para la incorporación de las cocinas de inducción.», UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL, Guayaquil, 2016.

[14] S. Cárdenas Tapia y P. Moreno Gutiérrez, «IMPLEMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN VILCABAMBA AL SISTEMA SCADA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A, SEGUNDA ETAPA. LOJA, 2011», UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA, Cuenca, 2012.

[15] S. Espinoza y L. Yépez, «ANÁLISIS EN TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN PARA PROPONER OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO EN PLANTA DE LÁCTEOS», UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA, Guayaquil, 2022.

[16] C. Murillo y D. Valarezo, «Desarrollo de un Diseño Mecánico y Sistema de Refrigeración para un Transformador de Potencia», ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL, Guayaquil, 2019.

[17] A. Robayo, «OPTIMIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN BASADA EN LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS POR CAPACIDAD OCIOSA Y CONEXIONES INADECUADAS.», UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, Quito, 2015.

[18] Y. Barrios y J. Loor, «APLICACIÓN DE UN SOFTWARE PARA EL CÁLCULO, DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA, COMO TUTORIAS DE LA ASIGNATURA MÁQUINAS I.», UNIVERSDIDAD CATOLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL, Guayaquil, 2011.

[19] E. Rivas, «Evaluación de la eficiencia energética del transformador eléctrico de 10 MVA que alimenta a las palas eléctricas del Centro Minero Las Bambas de la región Apurímac», Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica, Huancayo, 2023. [En línea]. Disponible en: www.slideshare.net

[20] A. De La Torre, «ANÁLISIS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA», UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA, Guayaquil, 2021.

[21] P. Avelino Pérez, *Transformadores de distribución*, 2.ª ed. Ciudad de México: Editorial Reverté, S.A., 2001.

[22] J. Córdova y W. Farinango, «ESTUDIO DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CON RELÉS DIGITALES (IED) DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO EN NIVELES DE VOLTAJE DE 138kV y 46kV», ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, Quito, 2008.

[23] G. Gonzáles y E. Luna, «ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO A SISTEMAS ELÉCTRICOS», INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL, Ciudad de México, 2010.

[24] V. Navarrete, «CLASIFICACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN USANDO TÉCNICAS DE PROCESAMIENTO DE SEÑALES DISPERSAS Y RUIDOSAS», Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2021.

[25] Consultoria Colombiana S.A, «Guía Metodológica: Análisis de cortocircuito y falla a tierra», Medellín, sep. 2019.

[26] L. Becerra, «ESTRATEGIA DE DETECCIÓN E IDENTIFICACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADO EN REDES NEURONALES ARTIFICIALES.», UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, Quito, 2023.

[27] B. Jami, «IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIO VOLTAJE DE LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE (EMELNORTE)», UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE, Ibarra, 2024.

[28] R. Meza, «Diseño de un sistema SCADA de una protección en líneas de transmisión bajo la normativa IEC61850», UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, Guayaquil, 2024.

[29] W. Stevenson, *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*, 2da Edición. MÉXICO: McGRAW-HILL, 1979.

[30] M. Lakshmi, J. Jitendra, y V. Keval, «Short Circuit Analysis of Electrical Distribution System for Typical Chemical Industry», *International Conference on Computing, Power and Communication Technologies*, sep. 2019.

[31] C. Paredes, «UBICACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN BASADO EN EL FILTRO DE KALMAN.», UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, Quito, 2021.

[32] C. Quinga y M. Gualotuña, «DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA LA PROTECCIÓN ELÉCTRICA DEL MINI CENTRO COMERCIAL "MI BALCON"», ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, Quito, 2014.

[33] P. Gómez, «DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE PUESTAS A TIERRA PARA EL COLEGIO TECNICO INDUSTRIAL GUALACEO, BASADO EN LAS RECOMENDACIONES PRACTICAS PARA EL ATERRIZAMIENTO EN SISTEMAS ELECTRICOS COMERCIALES E INDUSTRIALES DE LA IEEE», UNIVERSIDAD, Cuenca, 2010.

[34] kinenergy.internacional, «¿Conoces los diferentes sistemas de puesta a tierra?», https://www.kin.energy/blogs/post/%C2%BFconoces-los-diferentes-sistemas-de-puesta-a-tierra.

[35] S. Hurtado Villa, «DISEÑO DE MALLA PUESTA A TIERRA (ZONA DE CANCHA COLEGIO DOMINGO COMIN)», UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA, 2010.

[36] G. Enríquez Harper, *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*, 2.ª ed. Ciudad de México: EDITORIAL LIMUSA, S.A, 2010.

[37] C. O. Quinga Vilatuña y M. J. Gualotuña Guevara, «DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA LA PROTECCIÓN ELÉCTRICA DEL MINI CENTRO COMERCIAL "MI BALCON"», ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, Quito, 2014.

[38] L. F. Montoya Argudo, «Análisis de estudio para la implementación de un sistema de puesta a tierra para la protección del sistema eléctrico y electrónico de una industria alimenticia de refinado de sal en la ciudad de Guayaquil.», UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL, Guayaquil, 2023.

[39] V. Castillo Pazmiño y E. Márquez Villalba, «ANÁLISIS COMPARATIVO DE VOLTAJES DE PASO Y TOQUE EN MALLAS CIRCULARES Y RECTANGULARES MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN TANQUE ELECTROLÍTICO», UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, Guayaquil, 2018.

[40] Á. Pacheco Guambaña y Á. Rodas Campoverde, «MANUAL DE CONSTRUCCIÓN DE PUESTAS A TIERRA APLICABLE A LA ÁREA DE CONCESIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL C. S. S. A.», UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, Cuenca, 2011.

[41] A. Granero, «Estudio del terreno como conductor: Resistencia de tierra», imseingenieria.blogspot.com.

[42] M. P. Villa García, «Criterios de seguridad en la aplicación de Puesta a tierra en instalaciones eléctricas de edificios», ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL, Guayaquil, 2010.

[43] IEEE, *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, IEEE Std 80-2000. USA: IEEE, 2000.

[44] R. Fierro Romero y M. Flores Hinostroza, «DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DEL NUEVO CAMPUS DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA - SEDE GUAYAQUIL», UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE GUAYAQUIL, Guayaquil, 2010.

[45] J. P. Lima Lima, «FIGURAS DE LA VARIACION DE LA TEMPERATUTEA HUMEDAD Y ESTATIGRAFIA», UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA, Loja, 20147.

[46] S. J. Proaño Hidalgo, «SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE SISTEMAS OPTIMIZADOS DE PUESTAS A TIERRA PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 KV, APLICADO AL PROYECTO COCA – INGA», ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, Quito, 2012.

[47] L. A. Rivadeneira Vergara y V. A. Torres Ponguillo, «“ANALISIS DE FALLAS Y CONTROL DE PROTECCIONES COMO PREVENCION DE RIESGOS ELECTRICOS.», ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL, Guayaquil, 2010.

[48] L. de G. Morrón Ruiz, «Efectos de la corriente eléctrica en el cuerpo humano (II): La edad de la gran potencia», Los Mundos de Brana.

[49] M. Castro, «La seguridad eléctrica y los sistemas eléctricos», *Ingeniería Energética*, sep. 2008.

[50] O. B. Caiza Sepa, «IMPACTO DE LAS FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA EN LA COORDINACIÓN TRADICIONAL DE PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS. PROPUESTA PARA MEJORAR SU DETECCIÓN Y DESPEJE.», ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, Quito, 2017.

[51] L. Pérez Gabarda, «NTP 400: Corriente eléctrica: efectos al atravesar el organismo humano», España, 1994.

[52] S. R. Quishpe Sacancela, «DISEÑO DE UNA MALLA DE PUESTA A TIERRA PARA UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN EN CONDICIONES DE SUELO EXTREMAS», ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, Quito, 2016.

[53] O. Reyes González, «Subestaciones eléctricas Manual de asignatura», 2004.

[54] A. Cuevas y J. Hernandez, «COORDINACION DE PROTECCIONES EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION», INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL, Ciudad de México, 2014.

[55] B. Chere, A. Matínez, R. Ulloa, y J. Lucio, «Estudio de Coordinación de Protecciones Eléctricas en Celec-Ep Termoesmeraldas II aplicando el Software Digsilent Power Factory», *Polo del Conocimiento*, vol. 5, pp. 1264-1276, ago. 2020, doi: 10.23857/pc.v5i8.1658.

[56] K. Encala y Tonato Melany, «COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN, MEDIANTE EL USO DE RELÉS SEL-751», UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, Guayaquil, 2023.

[57] J. Mejía y H. Ollague, «ESTUDIO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES MEDIANTE SELECTIVIDAD LÓGICA PARA LOS CENTROS DE FUERZA DE LA CENTRAL MOLINO, PRESA DANIEL PALACIOS Y CENTRAL MAZAR DE LA EMPRESA CELEC HIDROPAUTE», UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, Cuenca, 2012.

[58] O. Chacón, «COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE», ESCUELA POLITECNICA NACIONAL, Quito, 2014.

[59] H. Wan, K. K. Li, y K. P. Wong, «Multi-Agent Application of Substation Protection Coordination with Distributed Generators», *International Conference*

on Future Power Systems, pp. 6-6, 2005.

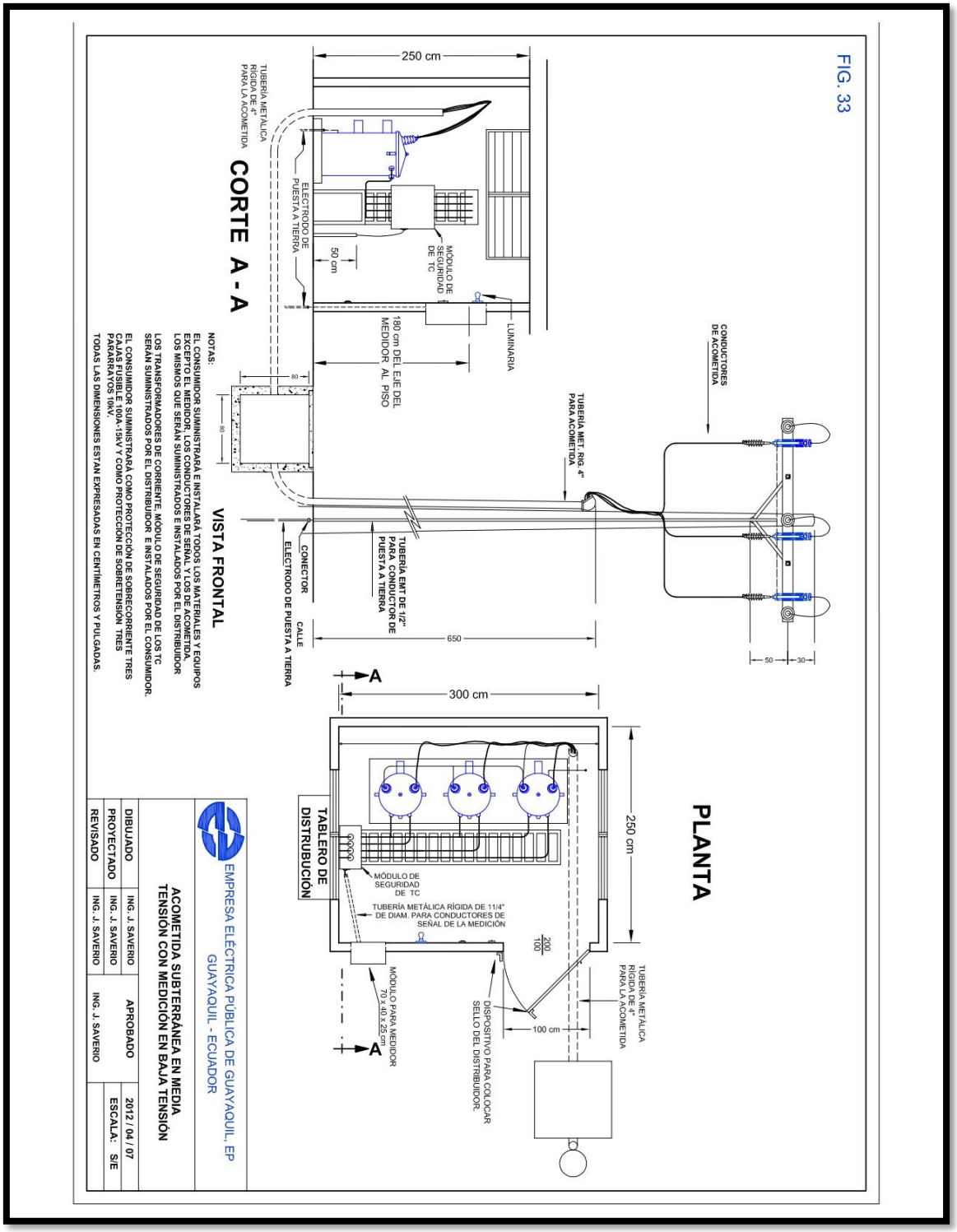
[60] ETAP, «Análisis de Flujos de Carga y Caída de tensión», ETAP. Accedido: 17 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: https://etap.com/es/product/load-flow-voltage-drop-software

[61] E. EMPRESA ELECTRICA DE GUAYAQUIL, *NATSIM*. 2012, Ecuador, 2012.

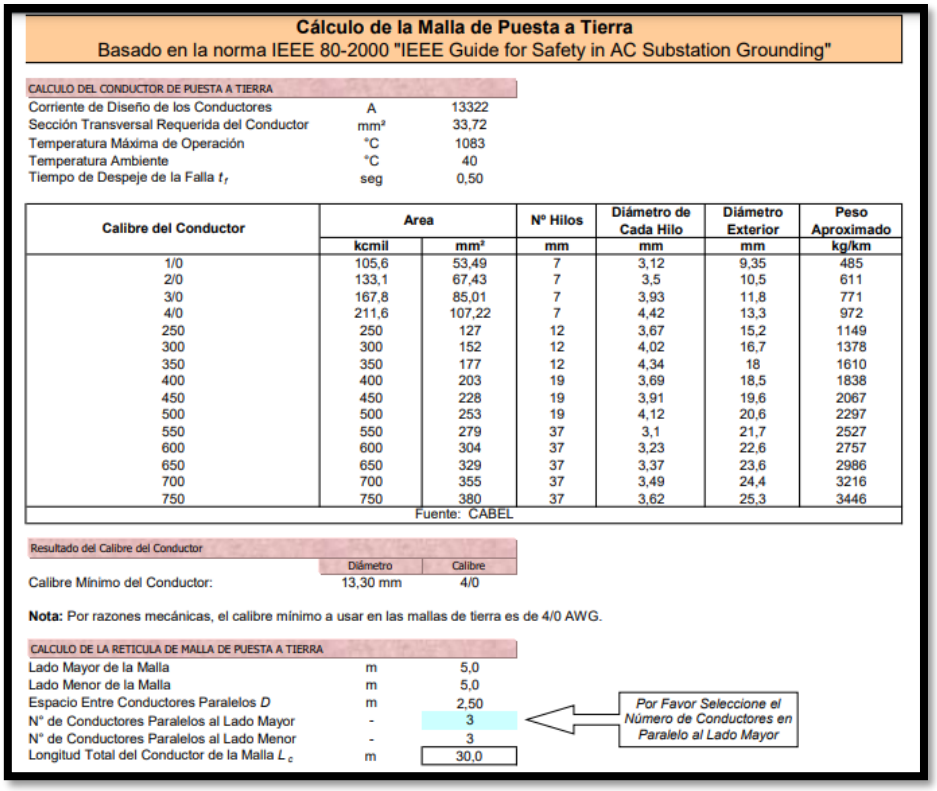
[62] Cooper power systems, *Electrical Distribution-System Protection*. 2005.

ANEXOS

ANEXO 1. ACOMETIDA SUBTERRÁNEA EN MT CON MEDICIÓN EN BT PROPUESTO POR CNEL EP



ANEXO 2. CÁLCULO EN EXCEL DEL CONDUCTOR PARA EL DISEÑO INICIAL DE LA MALLA.



Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra
Basado en la norma IEEE 80-2000 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"

CALCULO DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA

Corriente de Diseño de los Conductores	A	13322
Sección Transversal Requerida del Conductor	mm²	33,72
Temperatura Máxima de Operación	°C	1083
Temperatura Ambiente	°C	40
Tiempo de Despeje de la Falla t_f	seg	0,50

Calibre del Conductor	Area		Nº Hilos	Diámetro de Cada Hilo	Diámetro Exterior	Peso Aproximado
	kcmil	mm²	mm	mm	mm	kg/km
1/0	105,6	53,49	7	3,12	9,35	485
2/0	133,1	67,43	7	3,5	10,5	611
3/0	167,8	85,01	7	3,93	11,8	771
4/0	211,6	107,22	7	4,42	13,3	972
250	250	127	12	3,67	15,2	1149
300	300	152	12	4,02	16,7	1378
350	350	177	12	4,34	18	1610
400	400	203	19	3,69	18,5	1838
450	450	228	19	3,91	19,6	2067
500	500	253	19	4,12	20,6	2297
550	550	279	37	3,1	21,7	2527
600	600	304	37	3,23	22,6	2757
650	650	329	37	3,37	23,6	2986
700	700	355	37	3,49	24,4	3216
750	750	380	37	3,62	25,3	3446

Fuente: CABEL

Resultado del Calibre del Conductor

	Diámetro	Calibre
Calibre Mínimo del Conductor:	13,30 mm	4/0

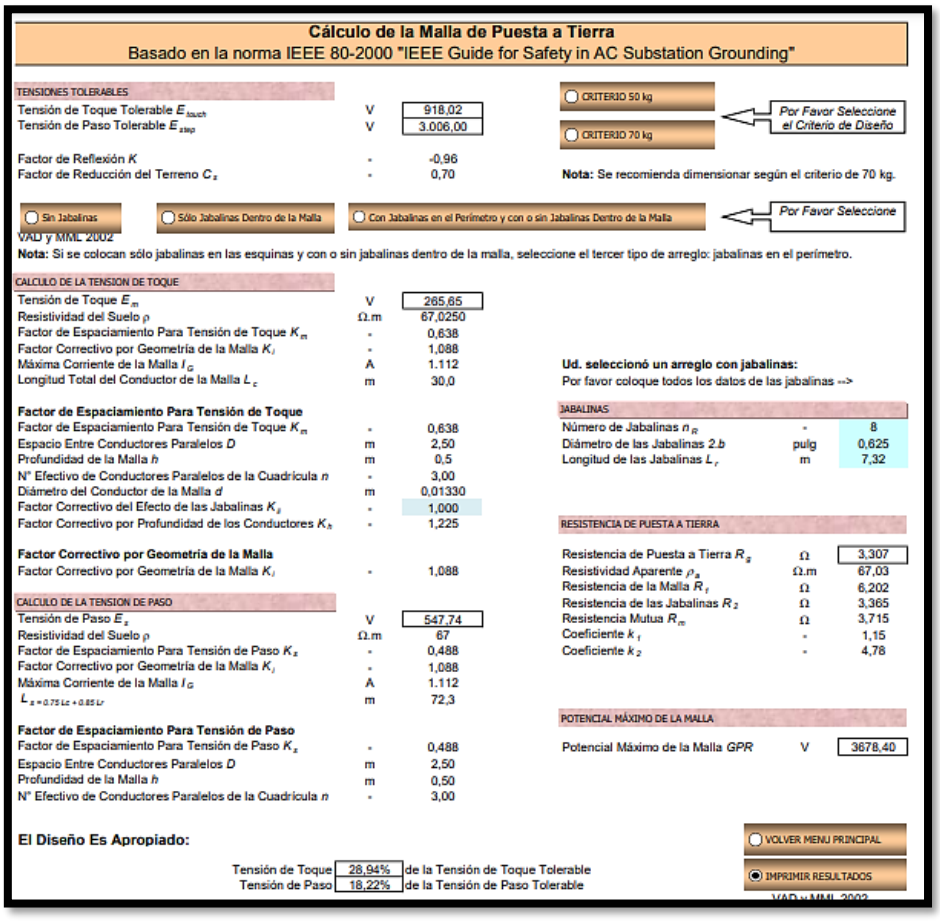
Nota: Por razones mecánicas, el calibre mínimo a usar en las mallas de tierra es de 4/0 AWG.

CALCULO DE LA RETICULA DE MALLA DE PUESTA A TIERRA

Lado Mayor de la Malla	m	5,0
Lado Menor de la Malla	m	5,0
Espacio Entre Conductores Paralelos *D*	m	2,50
N° de Conductores Paralelos al Lado Mayor	-	3
N° de Conductores Paralelos al Lado Menor	-	3
Longitud Total del Conductor de la Malla L_c	m	30,0

Por Favor Seleccione el Número de Conductores en Paralelo al Lado Mayor

ANEXO 3. CÁLCULO EN EXCEL DE TENSIONES DE PASO Y TOQUE PARA EL DISEÑO INICIAL DE LA MALLA.



Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra
Basado en la norma IEEE 80-2000 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"

TENSIONES TOLERABLES

Tensión de Toque Tolerable E_{touch}	V	918,02
Tensión de Paso Tolerable E_{step}	V	3.006,00
Factor de Reflexión *K*	-	-0,96
Factor de Reducción del Terreno C_s	-	0,70

CRITERIO 50 kg
CRITERIO 70 kg
Por Favor Seleccione el Criterio de Diseño

Nota: Se recomienda dimensionar según el criterio de 70 kg.

Sin Jabalinas | Sólo Jabalinas Dentro de la Malla | Con Jabalinas en el Perímetro y con o sin Jabalinas Dentro de la Malla
Por Favor Seleccione

VAD y MML 2002

Nota: Si se colocan sólo jabalinas en las esquinas y con o sin jabalinas dentro de la malla, seleccione el tercer tipo de arreglo: jabalinas en el perímetro.

CALCULO DE LA TENSION DE TOQUE

Tensión de Toque E_m	V	265,65
Resistividad del Suelo ρ	Ω.m	67,0250
Factor de Espaciamiento Para Tensión de Toque K_m	-	0,638
Factor Correctivo por Geometría de la Malla K_i	-	1,088
Máxima Corriente de la Malla I_G	A	1.112
Longitud Total del Conductor de la Malla L_c	m	30,0

Factor de Espaciamiento Para Tensión de Toque

Factor de Espaciamiento Para Tensión de Toque K_m	-	0,638
Espacio Entre Conductores Paralelos *D*	m	2,50
Profundidad de la Malla *h*	m	0,5
N° Efectivo de Conductores Paralelos de la Cuadrícula *n*	-	3,00
Diámetro del Conductor de la Malla *d*	m	0,01330
Factor Correctivo del Efecto de las Jabalinas K_a	-	1,000
Factor Correctivo por Profundidad de los Conductores K_h	-	1,225

Factor Correctivo por Geometría de la Malla

Factor Correctivo por Geometría de la Malla K_i	-	1,088

CALCULO DE LA TENSION DE PASO

Tensión de Paso E_s	V	547,74
Resistividad del Suelo ρ	Ω.m	67
Factor de Espaciamiento Para Tensión de Paso K_s	-	0,488
Factor Correctivo por Geometría de la Malla K_i	-	1,088
Máxima Corriente de la Malla I_G	A	1.112
$L_s = 0.75 Lc + 0.85 Lr$	m	72,3

Factor de Espaciamiento Para Tensión de Paso

Factor de Espaciamiento Para Tensión de Paso K_s	-	0,488
Espacio Entre Conductores Paralelos *D*	m	2,50
Profundidad de la Malla *h*	m	0,50
N° Efectivo de Conductores Paralelos de la Cuadrícula *n*	-	3,00

Ud. seleccionó un arreglo con jabalinas:
Por favor coloque todos los datos de las jabalinas -->

JABALINAS

Número de Jabalinas n_R	-	8
Diámetro de las Jabalinas *2.b*	pulg	0,625
Longitud de las Jabalinas L_r	m	7,32

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Resistencia de Puesta a Tierra R_g	Ω	3,307
Resistividad Aparente ρ_a	Ω.m	67,03
Resistencia de la Malla R_1	Ω	6,202
Resistencia de las Jabalinas R_2	Ω	3,365
Resistencia Mutua R_m	Ω	3,715
Coeficiente k_1	-	1,15
Coeficiente k_2	-	4,78

POTENCIAL MÁXIMO DE LA MALLA

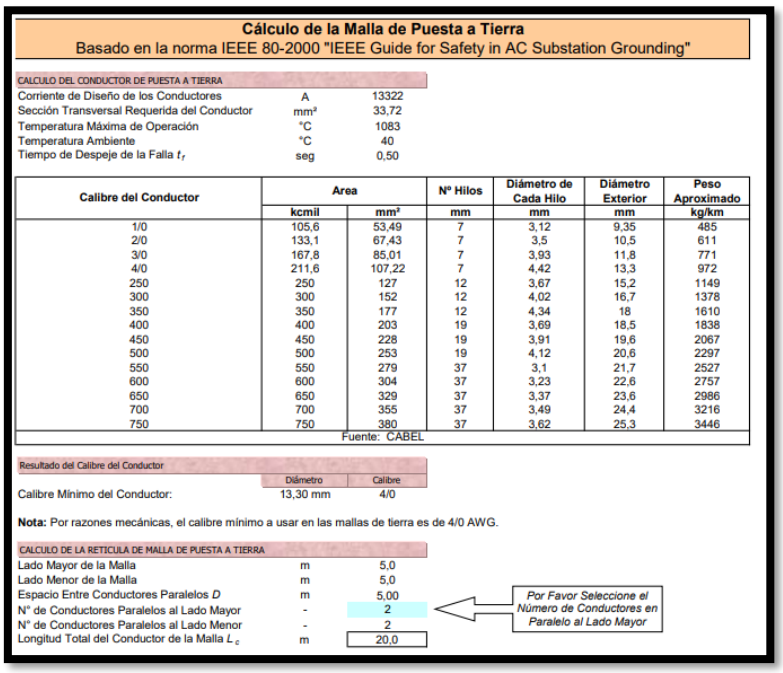
Potencial Máximo de la Malla *GPR*	V	3678,40

El Diseño Es Apropiado:

Tensión de Toque 28,94% de la Tensión de Toque Tolerable
Tensión de Paso 18,22% de la Tensión de Paso Tolerable

VOLVER MENU PRINCIPAL
IMPRIMIR RESULTADOS
VAD y MML 2002

ANEXO 4. CÁLCULOS EN EXCEL ACERCA DE LOS CONDUCTORES DE LA MALLA OPTIMIZADA.



Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra
Basado en la norma IEEE 80-2000 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"

CALCULO DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA

Corriente de Diseño de los Conductores	A	13322
Sección Transversal Requerida del Conductor	mm²	33,72
Temperatura Máxima de Operación	°C	1083
Temperatura Ambiente	°C	40
Tiempo de Despeje de la Falla t_f	seg	0,50

Calibre del Conductor	Area		Nº Hilos	Diámetro de Cada Hilo	Diámetro Exterior	Peso Aproximado
	kcmil	mm²	mm	mm	mm	kg/km
1/0	105,6	53,49	7	3,12	9,35	485
2/0	133,1	67,43	7	3,5	10,5	611
3/0	167,8	85,01	7	3,93	11,8	771
4/0	211,6	107,22	7	4,42	13,3	972
250	250	127	12	3,67	15,2	1149
300	300	152	12	4,02	16,7	1378
350	350	177	12	4,34	18	1610
400	400	203	19	3,69	18,5	1838
450	450	228	19	3,91	19,6	2067
500	500	253	19	4,12	20,6	2297
550	550	279	37	3,1	21,7	2527
600	600	304	37	3,23	22,6	2757
650	650	329	37	3,37	23,6	2986
700	700	355	37	3,49	24,4	3216
750	750	380	37	3,62	25,3	3446

Fuente: CABEL

Resultado del Calibre del Conductor

	Diámetro	Calibre
Calibre Mínimo del Conductor:	13,30 mm	4/0

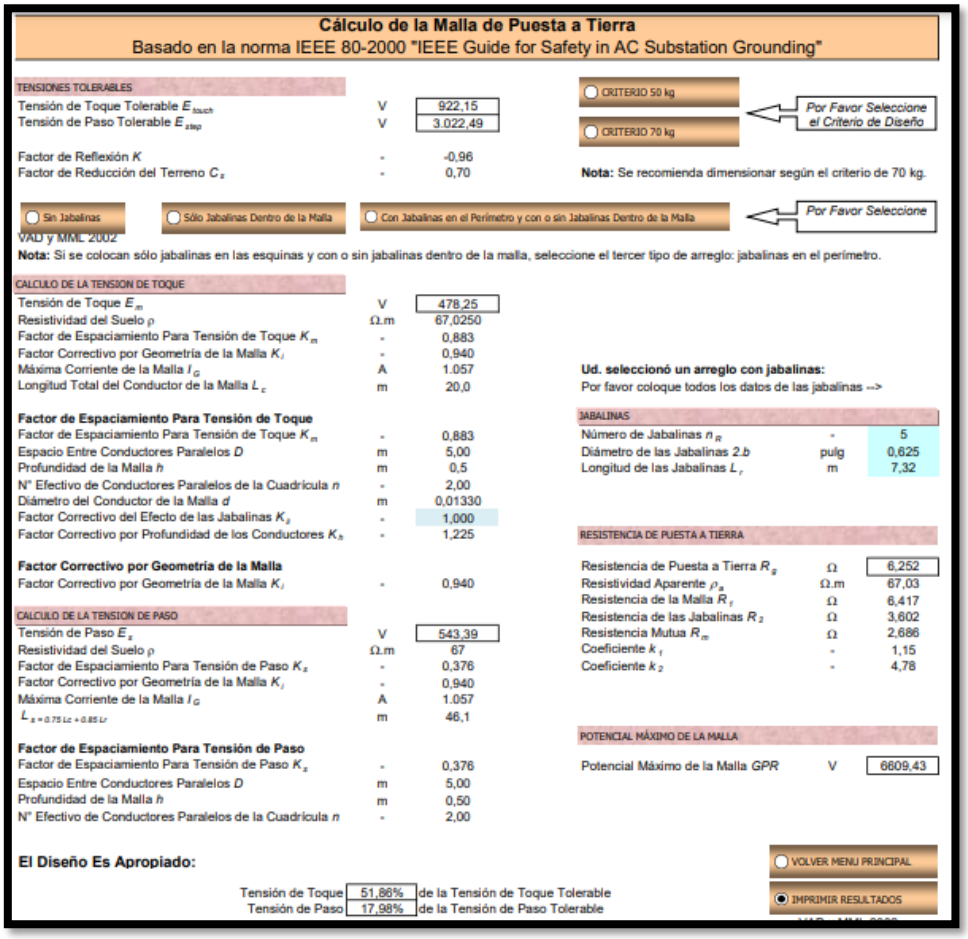
Nota: Por razones mecánicas, el calibre mínimo a usar en las mallas de tierra es de 4/0 AWG.

CALCULO DE LA RETICULA DE MALLA DE PUESTA A TIERRA

Lado Mayor de la Malla	m	5,0
Lado Menor de la Malla	m	5,0
Espacio Entre Conductores Paralelos D	m	5,00
N° de Conductores Paralelos al Lado Mayor	-	2
N° de Conductores Paralelos al Lado Menor	-	2
Longitud Total del Conductor de la Malla L_c	m	20,0

Por Favor Seleccione el Número de Conductores en Paralelo al Lado Mayor

ANEXO 5. CÁLCULO EN EXCEL ACERCA DE LAS TENSIONES DE PASO Y TOQUE DE LA MALLA OPTIMIZADA.



Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra
Basado en la norma IEEE 80-2000 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"

TENSIONES TOLERABLES

Tensión de Toque Tolerable E_{touch}	V	922,15
Tensión de Paso Tolerable E_{step}	V	3.022,49
Factor de Reflexión K	-	-0,96
Factor de Reducción del Terreno C_s	-	0,70

CRITERIO 50 kg
CRITERIO 70 kg
Por Favor Seleccione el Criterio de Diseño

Nota: Se recomienda dimensionar según el criterio de 70 kg.

Sin Jabalinas | Sólo Jabalinas Dentro de la Malla | Con Jabalinas en el Perímetro y con o sin Jabalinas Dentro de la Malla
Por Favor Seleccione
VAD y MML 2002

Nota: Si se colocan sólo jabalinas en las esquinas y con o sin jabalinas dentro de la malla, seleccione el tercer tipo de arreglo: jabalinas en el perímetro.

CALCULO DE LA TENSION DE TOQUE

Tensión de Toque E_m	V	478,25
Resistividad del Suelo ρ	Ω.m	67,0250
Factor de Espaciamiento Para Tensión de Toque K_m	-	0,883
Factor Correctivo por Geometría de la Malla K_i	-	0,940
Máxima Corriente de la Malla I_G	A	1.057
Longitud Total del Conductor de la Malla L_c	m	20,0

Factor de Espaciamiento Para Tensión de Toque

Factor de Espaciamiento Para Tensión de Toque K_m	-	0,883
Espacio Entre Conductores Paralelos D	m	5,00
Profundidad de la Malla h	m	0,5
N° Efectivo de Conductores Paralelos de la Cuadrícula n	-	2,00
Diámetro del Conductor de la Malla d	m	0,01330
Factor Correctivo del Efecto de las Jabalinas K_j	-	1,000
Factor Correctivo por Profundidad de los Conductores K_h	-	1,225

Factor Correctivo por Geometría de la Malla

Factor Correctivo por Geometría de la Malla K_i	-	0,940

CALCULO DE LA TENSION DE PASO

Tensión de Paso E_s	V	543,39
Resistividad del Suelo ρ	Ω.m	67
Factor de Espaciamiento Para Tensión de Paso K_s	-	0,376
Factor Correctivo por Geometría de la Malla K_i	-	0,940
Máxima Corriente de la Malla I_G	A	1.057
$L_s = 0.75\,Lc + 0.85\,Lr$	m	46,1

Factor de Espaciamiento Para Tensión de Paso

Factor de Espaciamiento Para Tensión de Paso K_s	-	0,376
Espacio Entre Conductores Paralelos D	m	5,00
Profundidad de la Malla h	m	0,50
N° Efectivo de Conductores Paralelos de la Cuadrícula n	-	2,00

Ud. seleccionó un arreglo con jabalinas:
Por favor coloque todos los datos de las jabalinas -->

JABALINAS

Número de Jabalinas n_R	-	5
Diámetro de las Jabalinas $2.b$	pulg	0,625
Longitud de las Jabalinas L_r	m	7,32

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Resistencia de Puesta a Tierra R_g	Ω	6,252
Resistividad Aparente ρ_a	Ω.m	67,03
Resistencia de la Malla R_1	Ω	6,417
Resistencia de las Jabalinas R_2	Ω	3,602
Resistencia Mutua R_m	Ω	2,686
Coeficiente k_1	-	1,15
Coeficiente k_2	-	4,78

POTENCIAL MÁXIMO DE LA MALLA

Potencial Máximo de la Malla GPR	V	6609,43

El Diseño Es Apropiado:

Tensión de Toque 51,86% de la Tensión de Toque Tolerable
Tensión de Paso 17,98% de la Tensión de Paso Tolerable

VOLVER MENU PRINCIPAL
IMPRIMIR RESULTADOS

ANEXO 6. CORRIENTE MÁXIMA PERMITIDA PARA CONDUCTORES AISLADOS CON TENSIONES NOMINALES DE 0 A 2,000 VOLTIOS.

TABLA 1

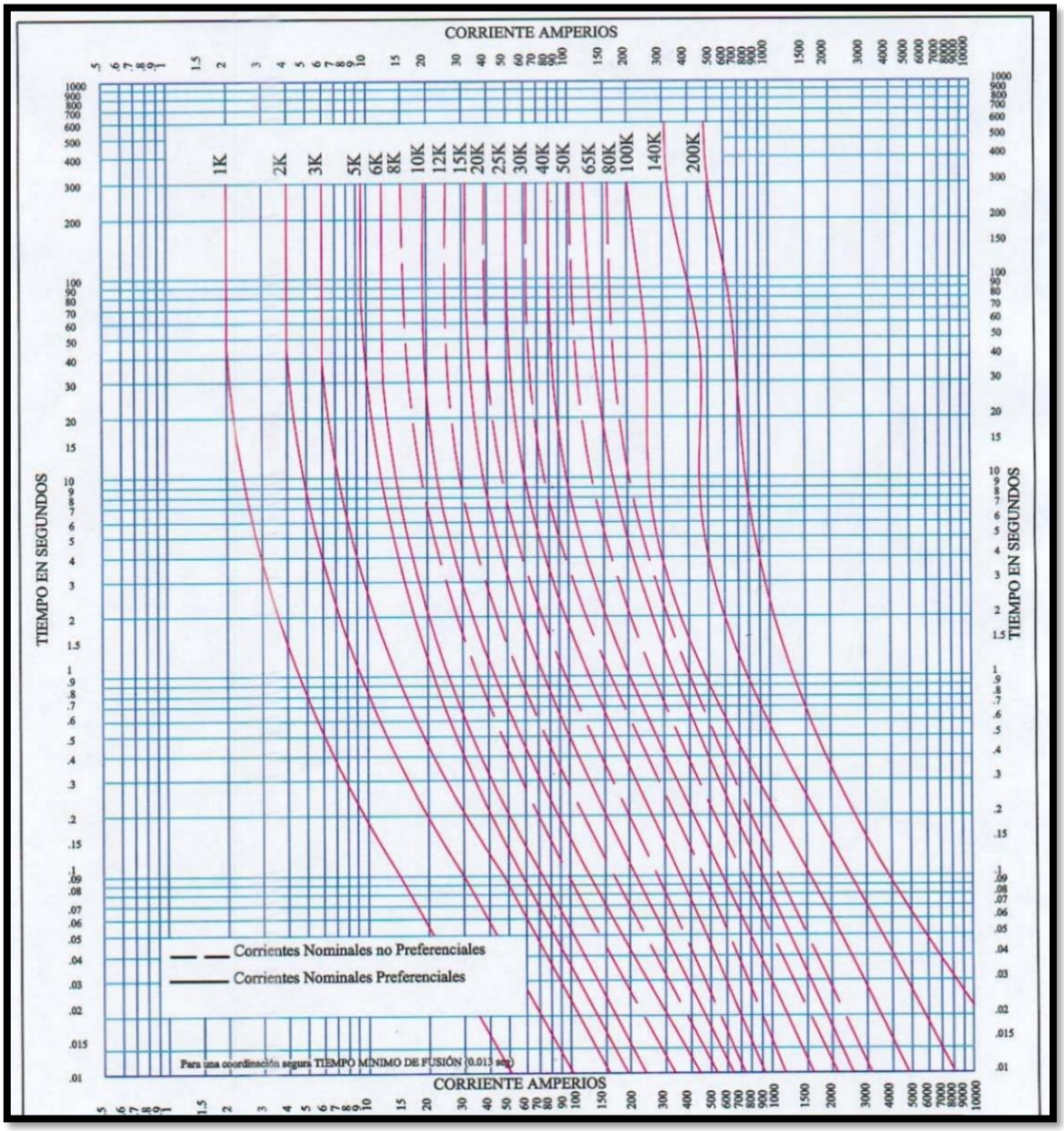
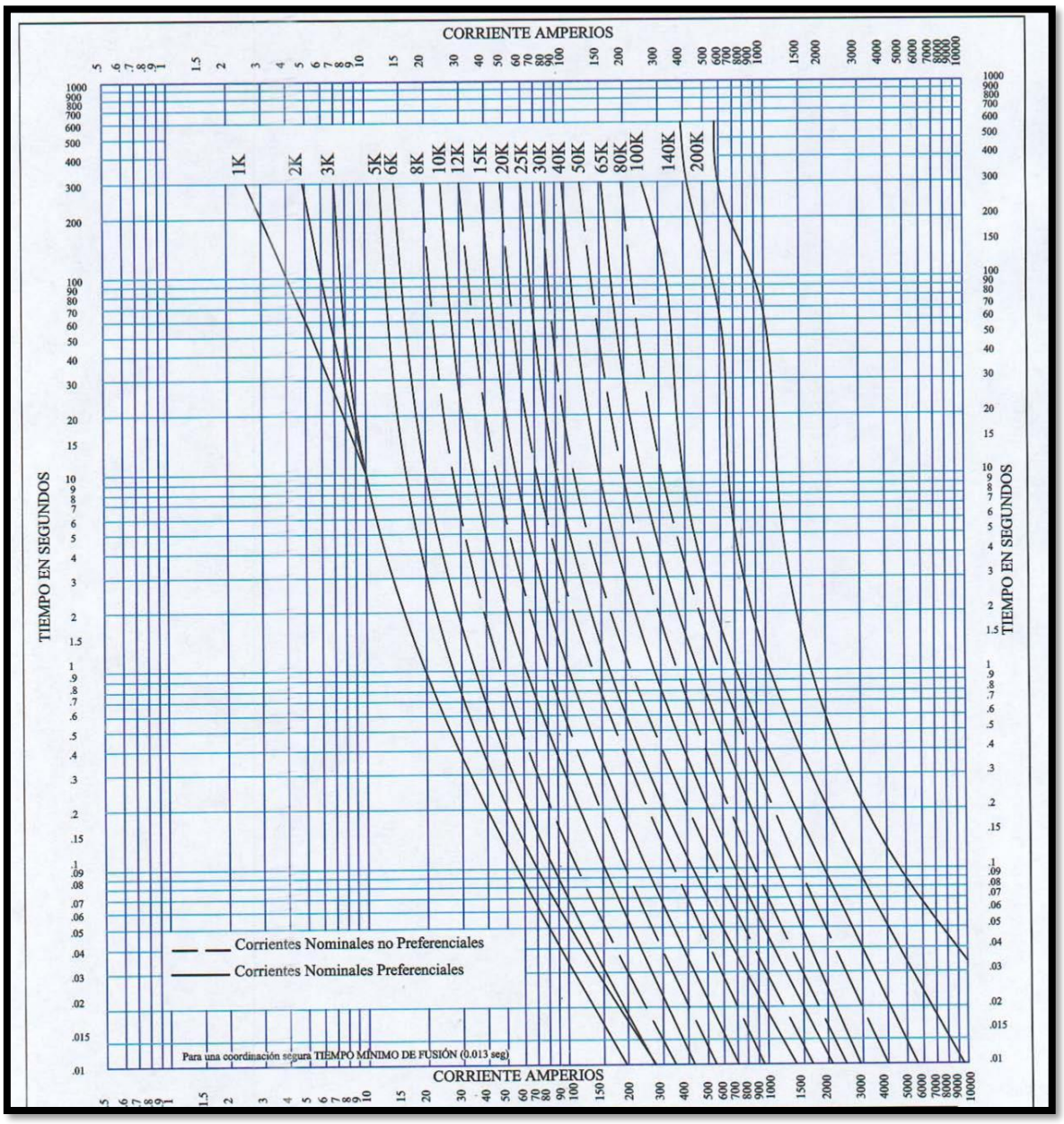
Tabla 310-16. Intensidad máxima permanente admisible de conductores aislados para 0 a 2,000 Voltios nominales y 60 °C a 90 °C (140 °F a 194 °F) No más de tres conductores en tensión en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados), para temperatura de ambiente de 30 °C (86°F)

Sección	Temperatura nominal del conductor (véase Cuadro 310-13)						Sección
AWG/ MCM	60 °C (140 F) Tipos TW* UF*	75 °C (167 F) Tipos FEPW*RH*, RHW*, THHW* THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	90 °C (194 F) Tipos TBS,SA, SIS, FEP* FEPB*,NI RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2* USE-2, XHH, XHHW* XHHW-2, ZW-2	60 °C (140 F) Tipos TW* UF*	75 °C (167 F) Tipos RH*, RHW*, THHW* THW*, THWN*, XHHW*, USE*	90 °C (194 F) Tipos TBS,SA, SIS, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2* RHH*, RHW-2 USE-2,XHH, XHHW* XHHW-2, ZW-2	AWG/ MCM
	Cobre			Aluminio o Aluminio recubierto de cobre			
18	...	...	14	...	...	...	...
16	...	...	18	...	...	...	...
14	20*	20*	25	...	...	...	...
12	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
10	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8	40	50	55	30	40	45	8
6	55	65	75	40	50	60	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	110	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	150	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	190	230	255	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500
600	355	420	475	285	340	385	600
700	385	460	520	310	375	420	700
750	400	475	535	320	385	435	750
800	410	490	555	330	395	450	800
900	435	520	585	355	425	480	900
1000	455	5454	615	375	445	500	1000
1250	495	590	665	405	485	545	1250
1500	520	625	705	435	520	585	1500
1750	545	650	735	455	545	615	1750
2000	560	665	750	470	560	630	2000

FACTORES DE CORRECCION

Temperatura Ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30 °C (86 °F), multiplicar las anteriores intensidades por el correspondiente factor de los siguientes						Temperatura Ambiente en °F
21-25	1.08	1.05	1.04	1.08	1.05	1.04	70-77
26-30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	78-86
31-35	0.91	0.94	0.96	0.91	0.94	0.96	87-95
36-40	0.82	0.88	0.91	0.82	0.88	0.91	96-104
41-45	0.71	0.82	0.87	0.71	0.82	0.87	105-113
46-50	0.58	0.75	0.82	0.58	0.75	0.82	114-122
51-55	0.41	0.67	0.76	0.41	0.67	0.76	123-131
56-60	...	0.58	0.71	...	0.58	0.71	132-140
61-70	...	0.33	0.58	...	0.35	0.58	141-158
71-80	...	....	0.41	...	...	0.41	159-176

ANEXO 7. CURVA CARACTERÍSTICA PARA UN TIEMPO MÍNIMO DE FUSIÓN DE FUSIBLES TIPO K INSELCA



ANEXO 8. CURVA CARACTERÍSTICA PARA UN TIEMPO MÁXIMO DE FUSIÓN DE FUSIBLES TIPO K INSELCA