



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE GUAYAQUIL
CARRERA DE ELECTRICIDAD

**MEJORAS DEL ÁNGULO DE APANTALLAMIENTO Y DEL SISTEMA DE PUESTA
A TIERRA DE PIE DE TORRE EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE 69KV**

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

AUTOR: MARIA DEL CISNE SUQUITANA LAPO
PAUL ANDRES YANO MEDINA
TUTOR: ING. OTTO ASTUDILLO ASTUDILLO, MSc

Guayaquil-Ecuador

2024

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Nosotros, María del Cisne Suquitana Lapo con documento de identificación N° 0707046827 y Paul Andrés Yano Medina con documento de identificación N° 0950612481; 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, 5 de marzo del año 2024 Atentamente,



María del Cisne Suquitana Lapo

0707046827



Paul Andrés Yano Medina

0950612481

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

Nosotros, María del Cisne Suquitana Lapo con documento de identificación No. 0707046827 y Paul Andrés Yano Medina con documento de identificación No. 0950612481, 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 : “Mejoras del ángulo de apantallamiento y del sistema de puesta a tierra de pie de torre en líneas de subtransmisión de 69kV”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico , en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Guayaquil, 5 de marzo del año 2024

Atentamente,

María del Cisne Suquitana Lapo

0707046827


Paul Andrés Yano Medina

0950612481

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: MEJORAS DEL ÁNGULO DE APANTALLAMIENTO Y DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE PIE DE TORRE EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE 69KV , realizado por María del Cisne Suquitana Lapo con documento de identificación N° 0707046827 y por Paul Andrés Yano Medina con documento de identificación N° 0950612481, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 5 de marzo del año 2024 Atentamente,



Ing. Otto Astudillo Astudillo, Msc
0102054871

AGRADECIMIENTO

Mi total agradecimiento a Dios por permitirme haber llegado hasta este momento. A mi madre, abuelos, hermana, enamorada y amigos que con todos sus actos me demostraron todos los días el apoyo que tenía de ellos hacia mí.

Al Ingeniero Otto Astudillo por su dedicación, paciencia, entrega y compromiso de compartirnos en todo momento su conocimiento y su guía tanto académica como la personal.

Paul Andres Yano Medina.

Agradezco a Dios por siempre cuidarme y enseñarme como es la vida, a mis padres por siempre apoyarme mis hermanos por de otra manera me cuidaron, también a los que trabajan en la universidad desempeñando otros roles gracias por ayudarme cuando lo necesitaba, a mis amigos que siempre demostraron su verdadera amistad en todo momento. Al Ing. Chávez por su apoyo y a su querida esposa Ángeles Hidalgo por sus consejos en momentos complicados, a los ingenieros que me ayudaron en todo este camino Ing. Núñez, Ing. Gary y muchos más que si los nombre a todos no acabaría. Quedo muy agradecida por cada momento que he tenido en estos 5 años.

María del Cisne Suquitana Lapo.

DEDICATORIA

Dedico este logro a tres seres excepcionales que han sido pilares fundamentales en mi vida; a mi amada madre, Alexandra del Rocío Medina Flor, a mi querida abuela Margarita Eugenia Flor Sánchez, y a mi abuelo Pedro Vicente Medina Vitore, su inquebrantable apoyo ha sido esencial para alcanzar este gran sueño.

A mi hermana Alessia Margarita Calimera Medina, a mi enamorada Pierina Xiomara García Moncada y a todos mis familiares por su constante respaldo en los momentos más desafiantes. A mis grandes amigos, quienes han caminado a mi lado a lo largo de este trayecto, les agradezco sinceramente por su valioso apoyo en los momentos más críticos.

Este logro no es mío sino, de aquellos que han sido parte fundamental de mi vida y han contribuido a mi desarrollo. Gracias a cada uno de ustedes por ser mi fuente de inspiración motivación durante esta travesía académica.

Paul Andres Yano Medina.

Dedico este paso a mis padres por su esfuerzo y su amor incondicional, mis hermanos por apoyarme en cada decisión que he tomado, mis abuelitos por con lo mínimo siempre me acompañaron en este camino, a mi familia y personas que siempre estuvieron en mi camino. Se lo dedico a Dios por cuidarme en todo momento.

María del Cisne Suquitana Lapo.

RESUMEN

El propósito central de este proyecto es optimizar el ángulo de apantallamiento y el sistema de puesta a tierra de las torres en las líneas de subtransmisión de 69 kV. Este enfoque busca prevenir la desconexión de las líneas causada por descargas atmosféricas, ya que a lo largo del año se han registrado numerosos casos de alimentadores que quedan fuera de servicio. La resolución de estas situaciones implica la implementación de correcciones preventivas, garantizando así el funcionamiento óptimo del sistema.

En este contexto, se llevó a cabo un análisis exhaustivo del tramo de una línea de subtransmisión que experimentó múltiples interrupciones durante el año debido a descargas atmosféricas. El objetivo fundamental fue asegurar la estabilidad a largo plazo del sistema y mitigar la ocurrencia de eventos similares en el futuro. Este análisis se centró en el estudio detallado del apantallamiento y del sistema de puesta a tierra, lo cual permitió el diseño y dimensionamiento preciso de los elementos esenciales en el sistema.

Como fase final del proyecto, se realizaron pruebas exhaustivas utilizando el software ATP-DRAW. El propósito de estas pruebas fue verificar que la línea reduce las desconexiones, asegurando así su funcionamiento correcto y eficiente.

Palabras Claves: Apantallamiento, Sistema de puesta a tierra, Descargas, Software ATP-DRAW.

ABSTRACT

The central purpose of this project is to optimize the shielding angle and the grounding system of the towers on the 69 kV sub-transmission lines. This approach seeks to prevent the disconnection of lines caused by atmospheric discharges, since throughout the year there have been numerous cases of feeders being out of service. The resolution of these situations involves the implementation of preventive corrections, thus guaranteeing the optimal operation of the system.

In this context, an exhaustive analysis of the section of a sub-transmission line that experienced multiple interruptions during the year due to atmospheric discharges was carried out. The fundamental objective was to ensure the long-term stability of the system and mitigate the occurrence of similar events in the future. This analysis focused on the detailed study of the shielding and grounding system, which enabled the precise design and sizing of the essential elements in the system.

As the final phase of the project, extensive testing was performed using ATP-DRAW software. The purpose of these tests was to verify that the line reduces disconnections, thus ensuring its correct and efficient operation.

Keywords: Shielding, Grounding system, Discharges, ATP-DRAW software.

INDICE DE CONTENIDO

| | |
|--|------|
| PORTADA | 1-i |
| RESUMEN | vii |
| ABSTRACT | viii |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1. PROBLEMÁTICA | 2 |
| 2. OBJETIVO GENERAL | 3 |
| 2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS | 3 |
| 3. MARCO TEÓRICO | 3 |
| 3.1 Descarga Electro - atmosféricas. | 3 |
| 3.1.1 Tipos de Descargas | 4 |
| • Descargas atmosféricas en aisladores | 4 |
| 3.1.2 Nivel Isocerámico en el Ecuador | 4 |
| 3.1.3 Estándares de pulso tipo rayo para voltajes y corrientes | 5 |
| 3.2 Líneas aéreas de subtransmisión en el Ecuador | 7 |
| 3.2.1 Nivel de subtransmisión de acuerdo a CNEL EP | 8 |
| • Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Bolívar | 8 |
| • Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio El Oro | 8 |
| • Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio El Oro | 8 |
| • Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Guayaquil | 9 |
| • Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Guayas Los Ríos..... | 9 |
| • Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Los Ríos..... | 9 |
| • Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Manabí..... | 9 |
| • Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Milagro | 10 |
| • Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Santa Elena | 10 |
| 3.2.2 Nivel de subtransmisión de acuerdo a E.E (Empresa Eléctrica) | 11 |
| • Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A | 11 |
| • Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Azogues C.A..... | 11 |
| • Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. | 12 |
| • Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. | 12 |
| • Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A. | 12 |
| • Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Provincial Norte S.A. | 12 |

| | |
|--|-----------|
| • Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Quito S.A. | 13 |
| • Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Riobamba S.A. | 13 |
| • Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Regional Sur S.A. | 13 |
| 3.3 Partes, elementos y equipos de una línea aérea de subtransmisión de 69kV | 13 |
| 3.3.1 Tipos de conductores utilizados para líneas aéreas de subtransmisión | 13 |
| 3.3.2 Tipos de aisladores utilizados para líneas aéreas de subtransmisión | 14 |
| 3.3.3 Tipos de estructuras utilizadas para líneas aéreas de subtransmisión | 15 |
| 4. METODOLOGÍA | 18 |
| 4.1 Factores ambientales, aire, lluvia y humedad | 18 |
| 4.1 Factores de contaminación ambiental | 25 |
| 4.2 Aislamiento para una línea aérea de 69KV | 26 |
| 5. MODELADO | 33 |
| 5.1 Caso de estudio | 33 |
| a) Impedancia transitoria de la torre | 35 |
| b) Impedancia transitoria de los conductores de fase | 35 |
| c) Impedancia transitoria de hilo de tierra | 36 |
| d) Resistencia transitoria de la torre..... | 36 |
| e) Inductancia transitoria de la torre | 36 |
| 5.1.2 Aislador | 37 |
| 5.1.3 Apantallamiento | 38 |
| 6. SIMULACIÓN DE LAS PRUEBAS | 42 |
| 6.1 Aislador ANSI 52- 3 | 53 |
| 6.2 Impacto en torre de 69kV | 57 |
| 6.3 Flameo directo en la línea R1 | 60 |
| 6.4 Flameo directo en la línea S1 | 62 |
| 6.5 Corrientes de flameo mínimo ante un rayo de 40 KA | 65 |
| 6.6 Apantallamiento | 71 |
| 7. RESULTADOS | 74 |
| 8. CONCLUSIONES | 78 |
| 9. RECOMENDACIONES | 79 |
| 10. BIBLIOGRAFÍA | 80 |
| ANEXOS | 82 |
| • ANEXO 1 - PRUEBAS CON VARILLA COPPERWELD | 82 |
| 1. VARILLA 1 DE 5/8" - 2,44m ... $\rho_{\text{suelo}} = 20(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 12$... PANTANOSO/ARCILLA HUMEDA | 82 |

| | |
|--|----|
| 2. VARILLA 2 DE 5/8" - 3m ... $\rho_{\text{suelo}} = 20(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 12$... PANTANOSO/ARCILLA HUMEDA | 83 |
| 3. VARILLA 3 DE 3/4" - 3m ... $\rho_{\text{suelo}} = 20(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 12$... PANTANOSO/ARCILLA HUMEDA | 84 |
| 4. VARILLA 1 DE 5/8" - 2,44m ... $\rho_{\text{suelo}} = 200(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 25$... TERRENO ARENOSO/LIMUS HUMEDO | 85 |
| 5. VARILLA 2 DE 5/8" - 3m ... $\rho_{\text{suelo}} = 200(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 25$... TERRENO ARENOSO/LIMUS HUMEDO | 86 |
| 6. VARILLA 3 DE 3/4" - 3m ... $\rho_{\text{suelo}} = 200(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 25$... TERRENO ARENOSO/LIMUS HUMEDO | 87 |
| 7. VARILLA 1 DE 5/8" - 2,44m ... $\rho_{\text{suelo}} = 500(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 6$... CALIZAS AGRIETADAS | 88 |
| 8. VARILLA 2 DE 5/8" - 3m ... $\rho_{\text{suelo}} = 500(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 6$... CALIZAS AGRIETADAS | 89 |
| 9. VARILLA 3 DE 3/4" - 3m ... $\rho_{\text{suelo}} = 500(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 6$... CALIZAS AGRIETADAS | 90 |
| 1. CALCULOS DE EJEMPLO PARA TORRE DE 69KV ... $h = 26\text{m}$... TIPO MULTIPISO | 94 |
| 2. FLAMEO POR IMPACTOS INDIRECTOS CON LINEA PROTEGIDA (Fii. Lb) | 95 |
| 3. FLAMEO POR IMPACTOS INDIRECTOS A CAMPO ABIERTO (Fii. ca) | 97 |

INDICE DE IMAGENES

| | |
|--|----|
| Figura 1. Nivel Isoceraunico del Ecuador - INAHMI | 5 |
| Figura 2. Torre Tipo Cilindro | 16 |
| Figura 3. Torre Tipo Cónica | 16 |
| Figura 4. Torre Tipo Cintura | 17 |
| Figura 5. Torre Tipo Multiconductor | 18 |
| Figura 6. Precipitación máxima - Guayaquil ($h = 10\text{ m.s.n.m}$) | 20 |
| Figura 7. Precipitación máxima - Quito ($h = 2500\text{ m.s.n.m}$) | 21 |
| Figura 8. Conversión de Km/min en Kll | 21 |
| Figura 9. Humedad relativa pot año - Guayaquil | 23 |
| Figura 10. Humedad relativa pot año - Quito | 23 |
| Figura 11. Conversión de Hr a Habs | 24 |
| Figura 12. Factor de correccion por humedad (KH) | 24 |
| Figura 13. Cadena de aisladores tipo ANSI 52-3 | 37 |
| Figura 14. Modelo de aislador en ATP - DRAW | 38 |
| Figura 15. Apantallamiento de una línea aérea con doble hilo de guarda | 41 |
| Figura 16. Circuito de torre multipiso con sistema de puesta a tierra | 43 |
| Figura 17. Pulso tipo rayo de 60kV...IEEE/8-20us | 43 |

| | |
|--|----|
| Figura 18. Sistema de puesta a tierra 1 – $R_0 = 7,25 \Omega$ | 44 |
| Figura 19. Voltaje de hilo de guarda V_{hg} | 44 |
| Figura 20. Voltaje en las fases: R1 - S1 - T1 | 45 |
| Figura 21. Voltaje en los aisladores 1 – 2 - 3..... | 45 |
| Figura 22. Voltaje en los aisladores 4 - 5 – 6..... | 46 |
| Figura 23. Voltaje en las fases RS - ST – TR | 46 |
| Figura 24. Voltaje de una fase con el hilo de guarda V_{Rhg} | 47 |
| Figura 25. Máxima elevación de voltaje generado en el SPT | 47 |
| Figura 26. Sistema de puesta a tierra 2 - $R_0 = 18,15\Omega$ | 48 |
| Figura 27. Sistema de puesta a tierra 3 - $R_0 = 36,25\Omega$ | 48 |
| Figura 28. Sistema de puesta a tierra 4 - $R_0 = 54,38\Omega$ | 49 |
| Figura 29. Sistema de puesta a tierra 5 - $R_0 = 72,51\Omega$ | 49 |
| Figura 30. Sistema de puesta a tierra 6 - $R_0 = 362,2\Omega$ | 50 |
| Figura 31. Curva de sistema de puesta a tierra 1 - $R_0 = 7,25\Omega$ | 50 |
| Figura 32. Curva de sistema de puesta a tierra 2 - $R_0 = 18,13\Omega$ | 51 |
| Figura 33. Curva de sistema de puesta a tierra 3 - $R_0 = 36,25\Omega$ | 51 |
| Figura 34. Curva de sistema de puesta a tierra 4 - $R_0 = 54,38\Omega$ | 52 |
| Figura 35. Curva de sistema de puesta a tierra 5 - $R_0 = 72,51\Omega$ | 52 |
| Figura 36. Curva de sistema de puesta a tierra 6 - $R_0 = 362,02\Omega$ | 53 |
| Figura 37. Modelo de aislador en ATP – DRAW | 53 |
| Figura 38. Voltaje del aislador Vs Curva de soportabilidad | 54 |
| Figura 39. Distorsión del voltaje en hilo de guarda - fase R - fase S - fase T..... | 54 |
| Figura 40. Distorsión de los voltajes entre las líneas RS - ST – TR..... | 55 |
| Figura 41. Distorsión en el voltaje hilo de guarda | 55 |
| Figura 42. Máxima elevación de voltaje en el sistema de puesta a tierra | 56 |
| Figura 43. Voltaje de fase ST..... | 56 |
| Figura 44. Impacto en torre de 40kA es aislador 1 - 2 - 3 - 5 – 6 | 57 |
| Figura 45. Impacto en torre de 26kA en aislador 1 - 2 - 3 - 5 – 6..... | 57 |
| Figura 46. Impacto en torre de 14kA en aislador 1 - 2 - 3 - 5 – 6..... | 58 |
| Figura 47. Impacto en torre de 9kA en aislador 1 - 2 - 3 - 5 – 6..... | 58 |
| Figura 48. Impacto en torre de 7kA en aislador 1 - 2 - 3 - 5 – 6..... | 59 |
| Figura 49. Impacto en torre de 1,5kA en aislador 1 - 2 - 3 - 5 – 6..... | 59 |
| Figura 50. Impacto en fase R1 de 1kA - Flameo Direc. aislador 1 - Flameo Inver. Aislador 2 - 3 - | |

| | |
|---|----|
| 4 - 5 - 6..... | 60 |
| Figura 51. Impacto en fase R1 de 25kA - FlameoDirec. aislador 1 - Flameo Inver. Aislador 2 - 3 - 5 - 6..... | 60 |
| Figura 52. Impacto en fase R1 de 25kA - aislador 1 – Flameo Direc. aislador 2 - 3 - 5 - 6 , Flameo Inver. aislador 4 NO Flameo. SPT 3 | 61 |
| Figura 53. Impacto en fase R1 de 25kA , aislador 1 – Flameo Direc. , aislador 2 - 3 - 4 - 5 - 6 , Flameo Inver. , SPT 5..... | 61 |
| Figura 54. Impacto en fase R1 de 25kA , aislador 1 – Flameo Direc. , aislador 2 - 3 - 4 - 5 - 6 , Flameo Inver. , SPT 4..... | 62 |
| Figura 55. Impacto en fase R1 de 25kA , aislador 1 – Flameo Direc. , aislador 2 - 3 - 5 - 6 , Flameo Inver. , SPT 6..... | 62 |
| Figura 56. Impacto en fase S1 de 25kA , aislador 2 - Flameo Direc. , aislador 1 - 3 - 5 , aislador 6 - no flameo , SPT 1..... | 63 |
| Figura 57. Impacto en fase S1 de 25kA, aislador 2 - Flameo Direc. , aislador 1 - 3 - 5 - 6 Flameo Inverso , aislador 4 - no flameo , SPT 2..... | 63 |
| Figura 58. Impacto en fase S1 de 25kA, aislador 2 - Flameo Direc. , aislador 1 - 3 - 5 - 6 - Flameo Inverso , aislador 4 - no flameo , SPT 3..... | 64 |
| Figura 59. Impacto en fase S1 , aislador 2 - Flameo Direc. , aislador 1 - 3 - 4 - 5 - 6 - Flameo Inverso , SPT 4..... | 64 |
| Figura 60. Impacto en fase R1 de 25kA, aislador 2 - Flameo Direc. , aislador 1 - 3 - 4 - 5 - 6 - Flameo Inverso, SPT 5 | 65 |
| Figura 61. Impacto en fase S1 de 25kA, aislador 2 - Flameo Direc. , aislador 1 - 3 - 4 - 5 - 6 - Flameo Inverso, SPT 6..... | 65 |
| Figura 62. Impacto hg de 40 kA , Gen. Flameo Inverso, aislador 1 - rojo, aislador 2 - verde, aislador 3 – azul..... | 66 |
| Figura 63. Impacto hg de 40 kA , Gen. Flameo Inverso, aislador 4 - rojo, aislador 5 - verde, aislador 6 – azul | 66 |
| Figura 64. SPT 2, Impacto hg de 26 kA , Gen. Flameo Inverso, aislador 1 - rojo, aislador 2 - verde, aislador 3 – azul Adaptación: Autores | 67 |
| Figura 65. SPT 2, Impacto hg de 26 kA , Gen. Flameo Inverso, aislador 4 - rojo, aislador 5 - verde, aislador 6 – azul..... | 67 |
| Figura 66. SPT 3, Impacto hg de 14 kA , Gen. Flameo Inverso, aislador 1 - rojo, aislador 2 - verde, aislador 3 – azul..... | 68 |

| | |
|---|----|
| Figura 67. SPT 3, Impacto hg de 14 kA , Gen. Flameo Inverso, aislador 4 - rojo, aislador 5 - verde, aislador 6 – azul..... | 68 |
| Figura 68. SPT 4, Impacto hg de 9 kA , Gen. Flameo Inverso, aislador 1 - rojo, aislador 2 - verde, aislador 3 – azul..... | 69 |
| Figura 69. SOT 5, Impacto hg de 7 kA , Gen. Flameo Inverso, aislador 1 - rojo, aislador 2 - verde, aislador 3 – azul..... | 69 |
| Figura 70. SPT 6, Impacto hg de 1,5 kA , Gen. Flameo Inverso, aislador 1 - rojo, aislador 2 - verde, aislador 3 – azul..... | 70 |
| Figura 71. SPT 5, Impacto hg de 7 kA , Gen. Flameo Inverso, aislador 4 - rojo, aislador 5 - verde, aislador 6 – azul..... | 70 |
| Figura 72. SPT 6, Impacto hg de 1,5 kA , Gen. Flameo Inverso, aislador 4 - rojo, aislador 5 - verde, aislador 6 – azul..... | 71 |
| Figura 73. Modelo del apantallamiento de la torre de 69kV en ATP DRAW | 71 |
| Figura 74. Un hilo de G, Y2 = 3,12 m, Rojo - Ang. Apant, Verde - Rgm, Azul - I.m, Lila - Prob. Falla..... | 72 |
| Figura 75. Un hilo de G, Y2 = 3,40 m, Rojo - Ang. Apant, Verde - Rgm, Azul - I.m, Lila - Prob. Falla..... | 72 |
| Figura 76. Dos hilo de G, Y2 = 3,12 m, Xhg = 0, Rojo - Ang. Apant, Verde - Rgm, Azul - I.m, Lila - Prob. Falla Adaptación: Autores | 73 |
| Figura 77. Dos hilo de G, Y2 = 3,40 m, Xhg = 1,80 m, Rojo - Ang. Apant, Verde - Rgm, Azul - I.m, Lila - Prob. Falla Adaptación: Autores | 73 |
| Figura 78. Varilla 1de 2,44m de 5/8" - Suelo pantanoso/arcilla húmeda | 91 |
| Figura 79. Varilla 2 de 3m de 5/8" - Suelo pantanoso/arcilla húmeda | 91 |
| Figura 80. Varilla 3 de 3m de 5/8" - Suelo pantanoso/arcilla húmeda | 91 |
| Figura 81.Varilla 1 de 2,44m de 5/8" - Suelo arenoso/limus húmedo | 92 |
| Figura 82.Varilla 2 de 3m de 5/8" - Suelo arenoso/limus húmedo | 92 |
| Figura 83.Varilla 3 de 3m de 3/4" - Suelo arenoso/limus húmedo | 92 |
| Figura 84.Varilla 1 de 2,44m de 5/8" - Caliza agrietada..... | 93 |
| Figura 85.Varilla 2 de 3m de 5/8" - Caliza agrietada..... | 93 |
| Figura 86.Varilla 3 de 3m de 3/4" - Caliza agrietada..... | 93 |
| Figura 87. Torre Tipo multipiso de 69kV | 95 |
| Figura 88. Sumatoria automática en Excel de 1 a 200 - Variable K1 | 96 |
| Figura 89, Flameo por impacto directo con linea protegida - Fii(Lp) ... Km/año..... | 96 |

| | |
|--|-----|
| Figura 90. Flameo por impacto directo con linea protegida - Fii(Lp) ... 100Km/año..... | 97 |
| Figura 91. Sumatoria automática en Excel de 58 a 200 - Variable K..... | 97 |
| Figura 92. Flameo por impacto indirecto a campo abierto - Fii(Ca) ... Km/año..... | 98 |
| Figura 93. Flameo por impacto indirecto a campo abierto - Fii(Ca) ... 100Km/año..... | 98 |
| Figura 94. Impacto directo de rayo sobre una fase | 99 |
| Figura 95. Impacto directo de rayo sobre la linea de guarda | 100 |
| Figura 96. Modelado de torre multipiso de 69kV en ATP DRAW | 101 |

INDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Factor de corrección por lluvia (Kll)..... | 20 |
| Tabla 2. Nivel Isocerámico de la zona y temperatura | 22 |
| Tabla 3. Factores de correccion ambiental..... | 25 |
| Tabla 4. Factor de contaminación ambiental | 26 |
| Tabla 5. Aislador tipo disco de porcelana - Tipo ANSI..... | 29 |
| Tabla 6. Factor de falla a tierra (Ke) | 31 |
| Tabla 7. Voltajes de flameos para cadena de aisladores tipo disco ANSI 52-3..... | 32 |
| Tabla 8. Corriente máxima de apantallamiento | 39 |
| Tabla 9. Prueba 1. impacto en el hilo de guarda – rayo =5KA | 74 |
| Tabla 10. Prueba 2. impacto en el hilo de guarda – rayo =10KA | 75 |
| Tabla 11, Prueba 3. impacto en el hilo de guarda – rayo =20KA | 76 |

INTRODUCCIÓN

La carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil ha incorporado dentro de sus áreas de investigación y desarrollo académico, los claustros, espacios de aporte, colaboración, actualización, renovación, investigación y desarrollo de las distintas áreas que forman parte de la ingeniería eléctrica. El estudio de las mejoras del apantallamiento y del sistema de puesta a tierra de pie de torres en líneas de subtransmisión de 69 kV, en el vasto panorama de la ingeniería eléctrica, la fiabilidad y seguridad de los sistemas de energía constituyen pilares inquebrantables. En este contexto, el presente estudio se adentra en la exploración y análisis del comportamiento del apantallamiento y del sistema de puesta a tierra en el software ATP Draw, una herramienta esencial en la simulación y diseño de sistemas eléctricos.

El apantallamiento y la puesta a tierra se rigen como elementos cruciales para salvaguardar la integridad de los sistemas eléctricos, mitigar riesgos asociados a fenómenos electromagnéticos y asegurar un rendimiento robusto de los equipos. En este sentido, ATP Draw emerge como una plataforma integral que permite la modelación y simulación de circuitos eléctricos, brindando una representación virtual precisa de la realidad.

El propósito fundamental de esta investigación es sumergirse en el análisis detallado de cómo el apantallamiento y el sistema de puesta a tierra influyen en la operación y seguridad de los sistemas eléctricos simulados mediante ATP Draw. En este sentido, exploraremos la eficacia del apantallamiento en la reducción de interferencias electromagnéticas, así como la contribución del sistema de puesta a tierra en la prevención de riesgos asociados a tensiones no deseadas y corrientes indeseadas.

1. PROBLEMATICA

Una descarga atmosférica, comúnmente conocida como rayo, es la igualación violenta de cargas que se han creado entre una nube y la tierra, es decir, la distribución de cargas entre nubes. Se ha encontrado que, en las líneas de subtransmisión de 69KV, cuando se presenta una descarga atmosférica sean directa o indirectamente, va a comprometer el aislamiento de la línea la cual va a mandar una falla a tierra para así despejar el sobrevoltaje o la sobrecorriente que en ella exista al momento en que ocurre la descarga.

La incidencia de descargas atmosféricas en las líneas de subtransmisión de 69KV constituye un problema relevante en la ingeniería eléctrica y la gestión de la infraestructura energética. Este problema puede abordarse desde distintas perspectivas y es necesario realizar un estudio detallado sobre cómo las descargas atmosféricas afectan el funcionamiento y la integridad de las líneas de subtransmisión de 69KV. Esto implica investigar cómo se producen las sobrecargas y los sobrevoltajes durante una descarga atmosférica y cómo estas condiciones comprometen el aislamiento de la línea.

Se requiere una investigación exhaustiva de las diferentes estrategias y dispositivos de protección utilizados para mitigar los efectos de las descargas atmosféricas en las líneas de transmisión. Esto incluye evaluar la efectividad de dispositivos de protección contra sobretensiones, sistemas de puesta a tierra y otros mecanismos diseñados para prevenir daños en la infraestructura eléctrica.

Un análisis detallado de casos reales donde se hayan producido daños en las líneas de subtransmisión debido a descargas atmosféricas sería beneficioso. Esto permitirá comprender mejor cómo se comportan las líneas eléctricas y qué factores influyen en la magnitud de los daños. Además, el uso de herramientas de modelado y simulación computacional puede ser útil para estudiar el impacto de las descargas atmosféricas en las líneas de subtransmisión. Estas simulaciones pueden predecir el comportamiento de la infraestructura eléctrica bajo diferentes condiciones atmosféricas y evaluar la eficacia de diversas estrategias de protección.

Se podrían explorar mejoras en el diseño y la construcción de las líneas de subtransmisión para hacerlas más resistentes a las descargas atmosféricas, incluyendo la utilización de materiales aislantes más avanzados y el diseño de estructuras más robustas.

La presente investigación tiene como objetivo identificar y proponer mejoras en las protecciones contra descargas atmosféricas de las líneas de subtransmisión de 69 Kv en la región costera del Ecuador. Se basa en un análisis exhaustivo de los riesgos asociados con las descargas atmosféricas, la revisión de tecnologías de protección disponibles y la consideración de factores geográficos y climáticos específicos de la zona. El estudio abarcará desde el análisis de sistemas

existentes hasta la evaluación de nuevas tecnologías emergentes, con el fin de fortalecer la infraestructura eléctrica y garantizar un suministro de energía seguro y confiable para las comunidades locales y regionales en esta área vulnerable.

2. OBJETIVO GENERAL

Disminuir la cantidad de interrupciones en el sistema de subtransmisión de electricidad de 69 kV, causadas por descargas electro atmosféricas.

2.1 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Modelar el comportamiento de una línea de subtransmisión de 69kV ante descargas eléctricas tipo rayo, utilizando el software ATP-DRAW.
- Mejorar la respuesta del sistema de puesta a tierra de pie de torre, utilizando el software ATP-DRAW.
- Mejorar el ángulo de apantallamiento de los hilos de guarda, utilizando el software ATP-DRAW.

3. MARCO TEÓRICO

3.1 Descarga Electro - atmosféricas.

El fenómeno atmosférico conocido como rayo se refiere a la violenta igualación de cargas en un campo eléctrico establecido entre una nube y la superficie terrestre o entre nubes. Nos centramos especialmente en los rayos de nube a tierra, de los cuales existen dos tipos iniciados en las nubes y dos en la tierra, pudiendo ser positivos o negativos. La variante más prevalente, constituyendo el 90 % de los rayos registrados, es aquella que se origina en una nube negativa y se dirige hacia la tierra.

Los rayos iniciados en la tierra son eventos relativamente poco comunes y suelen tener lugar en áreas montañosas o en estructuras elevadas, por lo que no serán considerados en el análisis subsiguiente. Los rayos originados en nubes negativas generalmente se manifiestan en nubes de tormenta del tipo cumulonimbus convectivas, que típicamente abarcan distancias de 3 a más de 50 km. Estos rayos son el resultado de un quiebre dieléctrico en la atmósfera.

Una vez que se inicia este quiebre, se propaga en patrones zigzag a una velocidad aproximada de 50 metros por microsegundo, con interrupciones de 50 microsegundos. Al crear una columna de plasma en el aire, el quiebre establecido da lugar a una descarga eléctrica inmediata dentro de un hemisferio de unos 50 m de radio centrado en el punto de mayor potencial. Cabe destacar que cualquier objeto, incluso partes metálicas bajo una

torre, puede convertirse en el punto focal de esta descarga ascendente de partículas positivas.[1]

3.1.1 Tipos de Descargas

Existen 4 tipos de descargas atmosféricas que son:

- **De Nube a Ionosfera:** Implica la liberación eléctrica que se origina desde la porción superior de las nubes en dirección a la ionosfera.
- **De Nube a Nube:** Representan la forma más común de emisiones eléctricas en la atmósfera, surgiendo entre polaridades opuestas dentro de una misma nube o entre nubes cercanas.
- **De Nube a Tierra:** Se manifiestan cuando se produce un intercambio de cargas eléctricas entre la atmósfera y la superficie terrestre. En su mayoría, estas emisiones se desarrollan desde las nubes hacia la tierra (descargas descendentes), aunque también es posible que se generen desde la tierra hacia las nubes (descargas ascendentes).
- **De Tierra a Nube:** Ocurren al producirse una transferencia de cargas eléctricas desde la superficie terrestre hacia las nubes.[2]

- **Descargas atmosféricas en aisladores**

- **Descarga en un aislador:** Es el efecto que es causado por una sobretensión cuando se vence la soportabilidad que presenta un aislados, normalmente este efecto se lo conoce como un arco eléctrico que puede generarse a través del aire, por sobre la superficie del aislador o por el interior de este.
- **Descarga directa en un aislador (FLASHOVER):** Se conoce como descarga o flameos directos (FLASHOVER), cuando la descarga de corriente se produce desde la línea hacia a tierra.
- **Descarga indirecta en un aislador (BACK FLASHOVER):** Se conoce como descarga o flameos indirectos (BACK FLASHOVER), cuando la descarga de corriente se produce desde la tierra hacia la línea.

3.1.2 Nivel Isocerámico en el Ecuador

Se menciona un indicador que representa la cantidad promedio anual de días con tormenta en una ubicación específica. En una región geográfica específica del país, se conectan los puntos o lugares que muestran niveles similares de actividad tormentosa, dando origen a

lo que se conoce como un mapa Isoceraúnico. Este mapa desempeña un papel crucial en la planificación de sistemas eléctricos. Los niveles de actividad de tormentas se definen en intervalos de once años, coincidiendo con lo que se denomina un ciclo solar. Esta elección temporal se justifica porque durante este periodo se engloban todas las posibles variaciones estacionales en la mencionada región.[3]

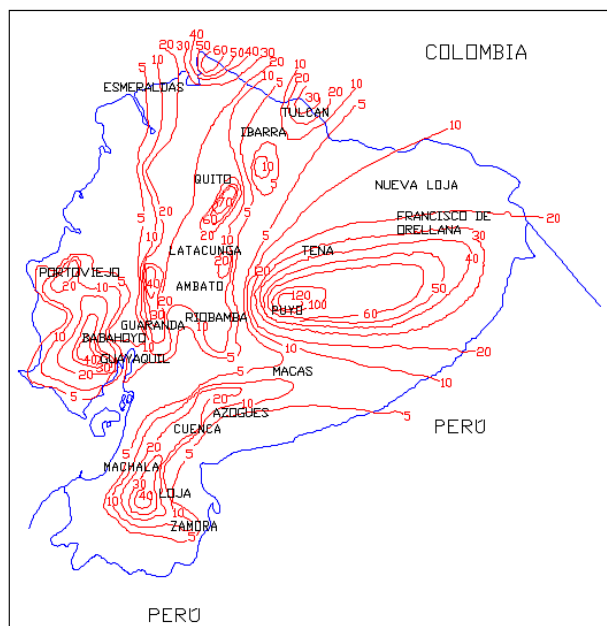


Figura 1. Nivel Isoceraúnico del Ecuador - INAHMI

3.1.3 Estándares de pulso tipo rayo para voltajes y corrientes

Las sobretensiones y sobre corrientes representan fenómenos imprevistos que se presentan en las redes eléctricas, y su manifestación varía de acuerdo con factores como la ubicación, el momento y el patrón de la fuente (como las descargas atmosféricas), además de las particularidades de la línea en cuestión, como su impedancia y capacidad dieléctrica.

En el caso de las sobretensiones, que son aumentos temporales en el nivel de voltaje, su origen puede ser diverso. Las descargas atmosféricas, por ejemplo, pueden ocasionar sobretensiones transitorias al impactar en el sistema eléctrico. La localización y la trayectoria de la descarga influyen en cómo se distribuyen estas sobretensiones en la red.

Las sobre corrientes, por otro lado, hacen referencia a corrientes eléctricas anormalmente elevadas. Estas pueden generarse por diversas razones, como cortocircuitos o sobrecargas en la red. La localización y el camino que siga esta corriente en la red eléctrica también afectan su impacto y cómo se propagan los efectos.

Para manejar estas situaciones, se han establecido normativas y estándares que regulan las sobretensiones transitorias. Estos estándares definen diferentes tipos de ondas representativas para caracterizar estos eventos. Estas ondas son utilizadas como referencia para evaluar la resistencia y el rendimiento de los equipos y sistemas ante sobretensiones y sobre corrientes. Cada tipo de onda representa un escenario específico y permite realizar pruebas y mediciones estandarizadas para garantizar la seguridad y la confiabilidad de los sistemas eléctricos.[4]

Las corrientes tipo rayo 8/20, 10/350, 4/10 se van a utilizar para otro tipo de pruebas para este análisis particular de la respuesta de aislamiento de una torre vamos a utilizar agregar la teórica y ecuación para el tipo rayo, exponencial a la t.

Definir que es V_{hg} , V_R , V_S , V_T (Voltajes de línea a tierra) y V_R -hg, V_R -S, V_S -T, V_T -R el voltaje de fase a fase es importante porque si se llega a superar un nivel que se llama disruptivo de voltaje se va a ionizar el aire y va a generar un arco eléctrico entre líneas esto pasa cuando ocurre una diferencia de potencial tan grande que llegue a ionizar el aire este arco eléctrico va a depender de la presión atmosférica y la temperatura que está presente en la línea y está definida por la ley de Paschen (buscar información y citar sobre la ley y agregar la ecuación, y cuál es el voltaje mínimo para que en las fases no se dé un arco eléctrico), $V_1, V_2, V_3, V_4, V_5, V_6$.

- **IMPULSO TIPO RAYO:** Es una onda que viaja a lo largo de los conductores o estructuras a la velocidad de la luz, $c = 300m/\mu s$, este valor está estandarizado para voltajes y corrientes.
 - Para corrientes
 - a. Impacto directo de un rayo: Onda de $10/350 \mu s$.
 - b. Impacto indirecto de un rayo: Onda de $8/20 \mu s$.
 - Para voltajes:
 - a. Onda de $1,2/50 \mu s$.
- **IMPULSO TIPO MANIOBRA:** Es una onda que viaja a lo largo de los conductores o estructuras a la velocidad de la luz, $c = 300m/\mu s$, este valor está estandarizado para voltajes y corrientes.
 - Para corrientes
 - a. Onda de $30/60 \mu s$.

- Para voltajes:
 - a. Onda de $1,2/50\mu s$.

3.2 Líneas aéreas de subtransmisión en el Ecuador

Una línea de subtransmisión de 69 kV se refiere a una infraestructura eléctrica que transporta electricidad a un nivel de voltaje de 69.000 voltios (69 kilovoltios). Estas líneas se encuentran en un rango intermedio entre las líneas de transmisión de alta tensión (que pueden ser de cientos de kilovoltios); estas líneas pueden abarcar torres o postes de soporte, cables conductores y otros equipos necesarios para la transmisión eficiente y confiable de la electricidad a ese nivel de tensión específico.

Estas líneas de subtransmisión de 69kV en Ecuador según el Atlas del Sector eléctrico de Ecuador [5], las maneja las empresas Eléctricas o unidades de negocio (CNEL – E.E) de cada provincia, las cuales son:

CNEL

1. CNEL – Sucumbíos
2. CNEL – Esmeraldas
3. CNEL – Sto. Domingo
4. CNEL – Manabí
5. CNEL – Guayas Los Ríos
6. CNEL – EL Oro
7. CNEL – Sta. Elena
8. CNEL – Bolívar
9. CNEL – Milagro
10. CNEL – Los Ríos
11. CNEL – Guayaquil

E.E

1. E.E. Ambato
2. E.E. Centro Sur
3. E.E. Sur
4. E.E. Quito
5. E.E. Norte
6. E.E. Galápagos
7. E.E. Riobamba

8. E.E. Cotopaxi
9. E.E. Azogue

3.2.1 Nivel de subtransmisión de acuerdo con CNEL EP

- **Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Bolívar**

Según los datos proporcionados por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Bolívar, la extensión del área de prestación del servicio comprende 4.038,86 km², equivalente al 96 % del área total de la provincia de Bolívar. El restante 4 % incluye localidades ubicadas en provincias vecinas como Tungurahua, Chimborazo, Cotopaxi y Los Ríos. Además, se estima la presencia de aproximadamente 6 subestaciones reductoras, alrededor de 7 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 3.279,34 km. [5]

- **Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio El Oro**

Según la información proporcionada por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP El Oro, la extensión del área de prestación del servicio abarca 6.731,86 km². Del total, el 86 % de esta superficie se encuentra dentro de los límites de la provincia de El Oro, mientras que el 14 % restante se distribuye en localidades ubicadas en provincias colindantes como Guayas, Azuay y Loja. Además, se estima la presencia de aproximadamente 18 subestaciones reductoras, alrededor de 20 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 5.674,64 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio El Oro**

Según los informes de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Esmeraldas, la extensión del área de prestación del servicio abarca 15.526,49 km². Un notable 98 % de este territorio corresponde a la provincia de Esmeraldas, mientras que el restante 2 % se distribuye en localidades ubicadas en provincias colindantes como Pichincha, Imbabura y Manabí. En el año 2022, la subestación eléctrica Winchele experimentó la instalación de un transformador con una potencia nominal de 5 MVA. Además, se estima la presencia de aproximadamente 6 subestaciones reductoras, 2 subestaciones de seccionamiento, alrededor de 23 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 4.890,30 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Guayaquil**

Según los informes proporcionados por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Guayaquil, la extensión del área de prestación del servicio comprende 1.382,89 km², abarcando la totalidad de esta superficie el cantón Guayaquil, ubicado en la provincia del Guayas. Además, se estima la presencia de aproximadamente 41 subestaciones reductoras, alrededor de 22 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 2.889,61Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Guayas Los Ríos**

Según la información proporcionada por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Guayas Los Ríos, la extensión del área de prestación del servicio abarca 10.354,14 km². De este territorio, el 65 % corresponde a la provincia del Guayas, el 27 % a la provincia de Los Ríos, y el 8 % restante se distribuye en localidades ubicadas en provincias colindantes como Manabí, Santo Domingo de los Tsáchilas y Cotopaxi. Además, se estima la presencia de aproximadamente 42 subestaciones reductoras, 47 subestaciones seccionadoras, alrededor de 14 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 8.685,82. [5]

- **Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Los Ríos**

Según los reportes de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Los Ríos, la extensión del área de prestación del servicio abarca 4.009,97 km². En su mayor parte, el 94 % de esta superficie se encuentra dentro de los límites de la provincia de Los Ríos. Por otro lado, el 6 % restante comprende localidades ubicadas en provincias colindantes como Guayas, Bolívar y Cotopaxi. Además, se estima la presencia de aproximadamente 10 subestaciones reductoras, 1 subestaciones seccionadora, alrededor de 14 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 3.737,19 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Manabí**

Según la información proporcionada por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Manabí, el área de prestación del servicio abarca 10.909,04 km², lo que representa el 55,71 % de la superficie total de la provincia de Manabí. En el año 2022, la subestación eléctrica Portoviejo 5 fue puesta en funcionamiento, con una capacidad máxima de 10 MVA. Además, se implementaron las líneas de subtransmisión San Juan Manta 2 – Manta

4, San Juan Manta 1 – Manta 4, Calceta 69 – Avipechichal 69, y San Gregorio L3_69 – Rocafuerte, con una extensión total de 36,04 km. Además, se estima la presencia de aproximadamente 41 subestaciones reductoras, 1 subestaciones seccionadora, alrededor de 41 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 8.479,27 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Milagro**

Según la información proporcionada por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Milagro, el área de prestación del servicio abarca 5.025,53 km². La mayor parte, equivalente al 86 % de esta superficie, se encuentra dentro de los límites de la provincia del Guayas. El restante 14 % está distribuido en localidades ubicadas en las provincias colindantes de Cañar, Los Ríos, Bolívar y Azuay. En marzo de 2022, se puso en marcha la operación de la línea de 69 kV entre Durán y Montero. Además, se estima la presencia de aproximadamente 14 subestaciones reductoras, 2 subestaciones seccionadora, alrededor de 6 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 4.526,98 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Santa Elena**

Según los informes de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Santa Elena, el área de prestación del servicio abarca 6.487,26 km². La mayoría de esta extensión, precisamente el 57 %, corresponde a la provincia de Santa Elena, mientras que el 14,9 % pertenece a la provincia del Guayas y el 3 % restante se distribuye en localidades de la provincia de Manabí. En enero de 2021, se puso en funcionamiento la subestación Leoncito, con una capacidad de 16,4 MVA, ubicada en la parroquia Simón Bolívar. Además, se estima la presencia de aproximadamente 18 subestaciones reductoras, 1 subestación seccionadora, alrededor de 29 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 2.376,37 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Santo Domingo**

Según la información proporcionada por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Santo Domingo, el área de prestación del servicio abarca 12.894,11 km². Del total, el 28 % de esta superficie corresponde a la provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas, mientras que el 57 % se distribuye en la provincia de Manabí. El 15 % restante engloba áreas de las provincias de Pichincha, Esmeraldas, Los Ríos y Cotopaxi. En el año 2022, se implementó la operación de la línea de subtransmisión entre las subestaciones eléctricas

Vía Quevedo y Montoneros, con una extensión de 4,26 km a 69 kV. Además, se estima la presencia de aproximadamente 16 subestaciones reductoras, alrededor de 23 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 10.146,13 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión CNEL EP - Unidad de Negocio Sucumbíos**

Según la documentación presentada por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Sucumbíos, el área de prestación del servicio abarca 38.517,82 km². En términos porcentuales, el 41 % de esta extensión pertenece a la provincia de Sucumbíos, mientras que el 56 % se distribuye en la provincia de Orellana. El restante 3 % corresponde a áreas específicas de la provincia de Napo. Además, se estima la presencia de aproximadamente 9 subestaciones reductoras, alrededor de 9 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 5.396,79 Km. [5]

3.2.2 Nivel de subtransmisión de acuerdo con E.E (Empresa Eléctrica)

- **Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A**

Según la información proporcionada por la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A, el área de prestación del servicio abarca 41.787,3 km². En términos porcentuales, el 7 % de esta superficie corresponde a la provincia de Tungurahua, mientras que el 71 % se extiende sobre la provincia de Pastaza. El restante 22 % incluye áreas ubicadas en las provincias de Morona Santiago y Napo. En julio de 2022, se llevó a cabo la puesta en operación de la línea de subtransmisión de 69 kV Huachi – Pilahuín con una extensión de 10,52 km, así como la subestación Pilahuín con una capacidad instalada de 10 MVA. Además, se estima la presencia de aproximadamente 20 subestaciones reductoras, alrededor de 23 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 6.152,68 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Azogues C.A.**

Según los registros de la Empresa Eléctrica Azogues C.A., el área de prestación del servicio abarca 1.150,21 km². Del total, el 53 % de esta extensión se encuentra dentro de la provincia de Cañar. Por otro lado, el 47 % restante comprende áreas ubicadas en las provincias de Cañar y Chimborazo. Además, se estima la presencia de aproximadamente 2 subestaciones reductoras, alrededor de 2 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de

media tensión que alcanza los 847,73 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.**

Según la información proporcionada por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., el área de prestación del servicio abarca 30.273,40 km². En términos porcentuales, el 26 % de esta superficie corresponde a la provincia de Azuay, mientras que el 65 % se extiende sobre la provincia de Morona Santiago. El restante 9 % pertenece a la provincia del Cañar. Además, se estima la presencia de aproximadamente 16 subestaciones reductoras, 4 subestaciones seccionadoras, alrededor de 23 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 10.645,91 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.**

Según la información proporcionada por la Empresa Eléctrica Regional Provincial Cotopaxi S.A., el área de prestación del servicio abarca 5.880,14 km². En términos porcentuales, el 97 % de esta extensión se encuentra dentro de la provincia de Cotopaxi, mientras que el restante 3 % pertenece a las provincias de Los Ríos y Pichincha. Además, se estima la presencia de aproximadamente 9 subestaciones reductoras, 2 subestaciones seccionadoras, alrededor de 8 líneas de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 4.410,14 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A.**

Según los informes presentados por la Empresa Eléctrica Regional Provincial Galápagos S.A., el área de prestación del servicio abarca 8.233,11 km², cubriendo la totalidad de la superficie de la provincia de las Galápagos. Además, se estima la presencia de aproximadamente 6 subestaciones reductoras, 1 subestacion seccionadora, ninguna línea de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 361,96 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Provincial Norte S.A.**

Según la información proporcionada por la Empresa Eléctrica Regional Provincial Norte S.A., el área de prestación del servicio abarca 11.862,10 km². En términos porcentuales, el 36 % de esta superficie pertenece a la provincia de Imbabura, mientras que el 32 % se extiende sobre la provincia de Carchi. El 20 % corresponde a la provincia de Sucumbíos, y el 12 % restante abarca la provincia de Pichincha. Además, se estima la presencia de aproximadamente 17 subestaciones reductoras, 19 subestaciones seccionadoras, ninguna

línea de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 6.426,46 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Quito S.A.**

Según los informes presentados por la Empresa Eléctrica Regional Quito S.A., el área de prestación del servicio abarca 13.399,10 km². En términos porcentuales, el 53 % de esta superficie corresponde a la provincia de Pichincha, mientras que el 41 % se extiende sobre la provincia de Napo. El restante 6 % comprende las provincias de Imbabura y Santo Domingo de los Tsáchilas. Además, se estima la presencia de aproximadamente 45 subestaciones reductoras, 2 subestaciones seccionador, 1 línea de subtransmisión de 69 kV, 21 líneas de subtransmisión de 138kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 9.266,68 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Riobamba S.A.**

Según los informes proporcionados por la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., el área de prestación del servicio abarca 5.964,41 km². En términos porcentuales, el 97 % de esta extensión corresponde a la provincia de Chimborazo, mientras que el restante 3 % pertenece a la provincia de Cañar. Además, se estima la presencia de aproximadamente 11 subestaciones reductoras, alrededor 13 línea de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 4.380,09 Km. [5]

- **Nivel de subtransmisión E.E – Empresa Eléctrica Regional Sur S.A.**

Según los informes presentados por la Empresa Eléctrica Regional Sur S.A., el área de prestación del servicio abarca 22.787,55 km². En términos porcentuales, el 48 % de esta extensión corresponde a la provincia de Loja, mientras que el 46 % se extiende sobre la provincia de Zamora Chinchipe. El restante 6 % comprende la provincia de Morona Santiago. Además, se estima la presencia de aproximadamente 21 subestaciones reductoras, 4 subestaciones seccionadoras, alrededor 26 línea de subtransmisión de 69 kV y una extensión de redes de media tensión que alcanza los 8.710,92 Km. [5]

3.3 Partes, elementos y equipos de una línea aérea de subtransmisión de 69kV

3.3.1 Tipos de conductores utilizados para líneas aéreas de subtransmisión

Los cables de alta tensión desempeñan una función fundamental en la eficiente y segura transmisión de energía eléctrica a largas distancias. Estos conductores especializados están

creados para soportar niveles elevados de voltaje y posibilitar el transporte eficaz de grandes cantidades de electricidad, permitiendo así el flujo de energía desde las centrales generadoras hasta los puntos finales de consumo.

Diversos tipos de conductores aéreos son empleados en la transmisión de energía eléctrica a tensiones elevadas. Algunos de ellos son:

- **Cables de Aluminio:** Principalmente conformados por aluminio, estos conductores son ampliamente empleados gracias a su peso ligero, eficiente conductividad eléctrica y capacidad de resistencia a la corrosión. Los cables de aluminio destacan por proporcionar una excelente relación entre costo y rendimiento, lo que los convierte en una opción ampliamente preferida para la transmisión de energía eléctrica a través de líneas aéreas.
- **Cables de aleación de Aluminio:** Estos conductores son elaborados a partir de una mezcla de aluminio que puede contener otros elementos como silicio, cobre y magnesio. La inclusión de estas aleaciones optimiza las propiedades mecánicas del conductor, tales como la resistencia a la fatiga y la capacidad para soportar cargas más significativas. Los cables de aleación de aluminio son especialmente adecuados en situaciones que demandan una mayor capacidad de carga y una resistencia superior ante condiciones climáticas adversas.
- **Cable de acero reforzado:** Los conductores ACSR están formados por un núcleo de acero recubierto con capas concéntricas de aluminio, brindando alta resistencia mecánica y capacidad para soportar tensiones elevadas, siendo ideales para condiciones climáticas adversas. Estos conductores son ampliamente utilizados en transmisiones de alta tensión debido a su bajo costo, instalación sencilla y mantenimiento, y adaptabilidad a diversas condiciones climáticas. La elección del tipo de conductor depende de factores como la distancia de transmisión, capacidad de carga y requerimientos de resistencia mecánica.[6]

3.3.2 Tipos de aisladores utilizados para líneas aéreas de subtransmisión

Los aisladores eléctricos de alta tensión desempeñan un papel crucial en los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Estos dispositivos están diseñados específicamente para resistir elevados voltajes y mantener aislado el conductor eléctrico del soporte de la torre. Algunos de los aisladores que se usan son:

- **Aislador de Porcelana:** Los aisladores cerámicos o de porcelana son los más comúnmente empleados en líneas de voltaje que oscilan entre 11 kV y 400 kV. Fabricados a partir de arcilla cocida, estos aisladores exhiben una resistencia mecánica y dieléctrica elevada.

- **Aislador de Vidrio:** Los aisladores de vidrio, siendo los más antiguos y prevalentes en las líneas de transmisión y distribución, están fabricados con vidrio templado. Son empleados específicamente en líneas de voltaje que no superan los 33 kV.
- **Aislador de Polímero:** Los aisladores poliméricos innovadores satisfacen todas las preferencias más exigentes al proporcionar una amplia gama de productos. Las ventajas inherentes a estas soluciones facilitan tanto su instalación como su mantenimiento, generando ahorros significativos en tiempo y costos, aportando un valor adicional a un producto de la más alta calidad.
- **Aislador Compuesto:** Los aisladores compuestos se componen de fibra de vidrio y resina epoxi. Estos dispositivos exhiben una elevada resistencia tanto mecánica como dieléctrica, siendo empleados en líneas eléctricas con voltajes que alcanzan hasta 800 kV.[7]

3.3.3 Tipos de estructuras utilizadas para líneas aéreas de subtransmisión

Las estructuras constituyen los componentes de respaldo para los conductores y aisladores en las líneas de alta tensión. Pueden categorizarse de acuerdo con su función. Las cuales son:

- **Torre de forma cilíndrica**

Los modelos iniciales de torres se crearon empleando la teoría de campos magnéticos, expresándolas a través de formas geométricas básicas y presuponiendo una descarga vertical hacia la cima de la torre. Las ecuaciones que gobiernan a esta torre son:

$$z = 60 \times \left[\ln \left(2\sqrt{2} \times \frac{h}{r} \right) - 1 \right] \quad (1)$$

$$t = \frac{h}{0.85 \times c} \quad (2)$$

Donde:

h : es la altura de la torre en m.

r : es el radio de la base de la torre

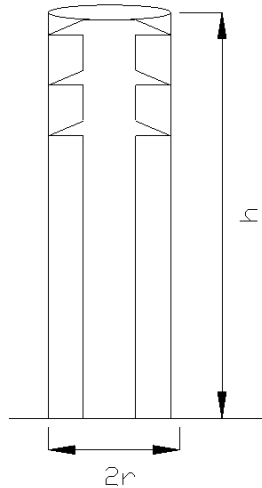


Figura 2. Torre Tipo Cilindro

Referencia: Power System Transients Parameter Determination [19]

Adaptación: Autores

- **Torre de forma cónica**

Esta es una modificación del modelo cilíndrico. Las ecuaciones que gobiernan a esta torre son:

$$z = 60 \times \ln \left[\sqrt{2} \times \sqrt{\left(\frac{h}{r}\right)^2 + 1} \right] \quad (3)$$

$$t = \frac{h}{c} \quad (4)$$

Donde:

h : es la altura de la torre en m.

r : es el radio de la base de la torre

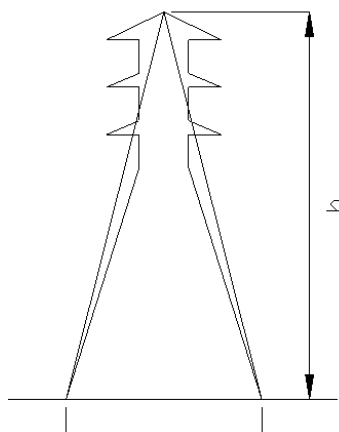


Figura 3. Torre Tipo Cónica

Referencia: Power System Transients Parameter Determination [19]

Adaptación: Autores

- **Torre de forma con cintura**

Modificando las ecuaciones de los modelos anteriores se obtienen las siguientes ecuaciones que gobiernan a esta torre, las cuales son:

$$z = \sqrt{\frac{\pi}{4}} * 60 * \left(\ln \left(\cot \frac{\tan^{-1}(r/h)}{2} \right) - \ln \sqrt{2} \right) \quad (5)$$

$$r = \frac{r_1 h_2 + r_2 h + r_3 h_1}{h} \dots (h = h_1 + h_2) \quad (6)$$

$$t = \frac{h}{0.85 \times c} \quad (7)$$

Donde:

h : es la altura de la torre en m.

h_1 : es la altura de la mitad a la parte inferior de la torre en m.

h_2 : es la altura de la mitad a la parte superior de la torre en m.

$2r_1$: es el radio de la parte superior de la torre en m.

$2r_2$: es el radio de la parte central de la torre en m.

$2r_3$: es el radio de la base de la torre en m.

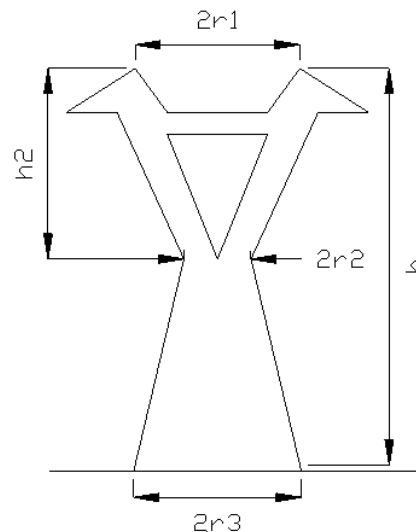


Figura 4. Torre Tipo Cintura

Referencia: Power System Transients Parameter Determination [19]

Adaptación: Autores

Torre de forma de línea vertical multiconductor

Esta torre es un modelo que se representa como una línea de tipo monofásica que crece desde la parte más alta de la torre hasta la tierra.

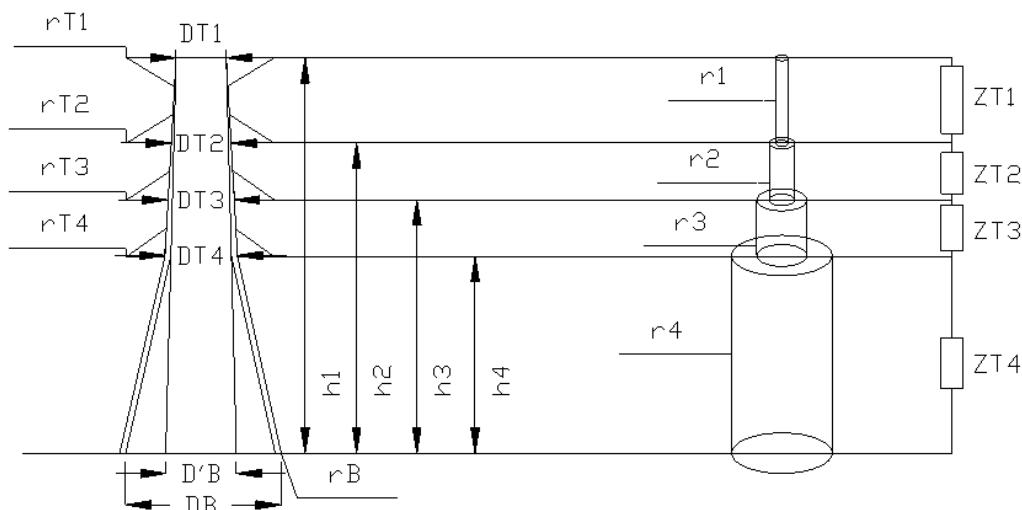


Figura 5. Torre Tipo Multiconductor

Referencia: *Power System Transients Parameter Determination* [19]

Adaptación: Autores

4. METODOLOGÍA

4.1 Factores ambientales, aire, lluvia y humedad

Los factores ambientales son los que permiten corregir la tensión crítica de flameo de un aislador, esto nos da a entender que los valores dados por los fabricantes deben de ser modificados, corregidos al lugar donde opera la línea, los valores de tensión crítica de flameo que aparecen en los catálogos son los valores dados para condiciones estándares, estos valores son obtenidos mediante pruebas hechas en laboratorios.[8]

La ecuación general para determinar la tensión crítica de flameo es:

$$TCF_{CORREGIDO} = \frac{TCF_{st} * Ka^m * Kll}{KH} \quad (8)$$

Donde:

$TCF_{CORREGIDO}$: Tensión Crítica de flameo corregida por factores ambientales.

TCF_{st} : Tensión Crítica de flameo corregida estándar.

Fa : Factor de correccion por densidad relativa del aire.

Fll : Factor de correccion por lluvia.

FH : Factor de corrección por humedad.

m : 0,5 para aisladores tipo estándar.

m : 0,8 para aisladores tipo FOG.

- **Factor de corrección por densidad relativa del aire (Ka)**

El factor de corrección por densidad del aire es un indicador que señala cómo la altura sobre el nivel del mar (m.s.n.m), así como la temperatura y presión atmosférica del entorno donde funciona un aislador, afectan su rendimiento.

La ecuación para determinar el factor de corrección por densidad relativa del aire es:

$$Ka = (1,02) * e^{-m * \frac{(h-1000)}{8150}} \quad (9)$$

Donde:

e : Numero de Euler.

h : Altura sobre el nivel del mar (m.s.n.m).

m : 1 para impulso tipo rayo.

m : 0,5 para impulso tipo maniobra.

Normalmente para alturas < 10 m.s.n.m el valor de $Ka = 1$, mientras que la altura sea > 2500 m.s.n.m el valor de Ka es:

$$Ka = (1,02) * e^{-m * \frac{(h-1000)}{8150}} = (1,02) * e^{-1 * \frac{(2500-1000)}{8150}} = 0,848 \approx 0,85$$

- **Factor de corrección por lluvia (Kll)**

El factor de corrección por lluvia depende siempre del nivel de precipitación de la zona que se vaya a analizar. En la tabla 1 se muestra el factor de lluvia para los diferentes niveles de intensidad de lluvia.

Tabla 1. Factor de corrección por lluvia (Kll)
Referencia: Carlos E. Salinas G. – Universidad de Chile
Adaptación: Autores [9]

| INTENSIDAD DE LLUVIA (Km/h) | INTENSIDAD DE LLUVIA (Km/min) | Kll |
|-----------------------------|-------------------------------|------|
| 0 | 0 | 1 |
| 60 | 1 | 0,95 |
| 76,2 | 1,27 | 0,83 |
| 229 | 3,81 | 0,74 |
| 325 | 5,41 | 0,70 |
| 378 | 6,30 | 0,68 |

Para h = 10 m.s.n.m: Ecuador - Guayaquil

En la figura 6, se muestra una gráfica lineal de precipitaciones dada para la ciudad de Guayaquil que es una región de 10 m.s.n.m, se observa que en el mes de febrero el nivel máximo de precipitación de lluvia es: $325 \text{ Km/h} \approx (325 \text{ Km/h})/60 \approx 5,41 \text{ Km/min}$; de acuerdo con la tabla 1, para un nivel de $5,41 \text{ Km/min}$ tenemos un factor de lluvia de $Kll = 0,70$.

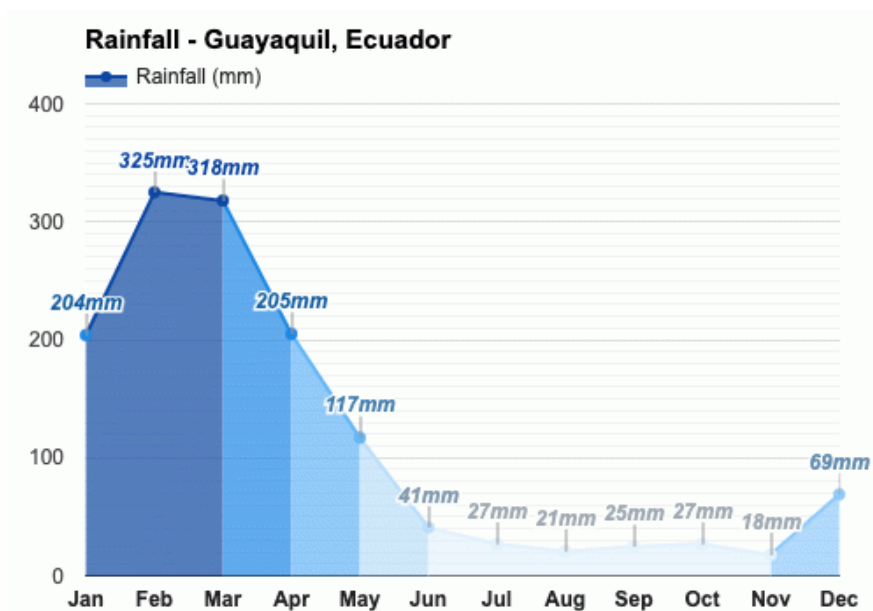


Figura 6. Precipitación máxima - Guayaquil (h = 10 m.s.n.m)
Referencia: Weather Atlas [18]

Para h = 2500 m.s.n.m: Ecuador - Quito

En la figura 7, se muestra una gráfica lineal de precipitaciones dada para la ciudad de Guayaquil

que es una región de 2500 m.s.n.m, se observa que en el mes de noviembre el nivel máximo de precipitación de lluvia es: $229 \text{ Km/h} \approx \left(229 \frac{\text{Km}}{\text{h}}\right) / 60 \approx 3,81 \text{ Km/min}$; de acuerdo con la tabla 1, para un nivel de $3,81 \text{ Km/min}$ tenemos un factor de lluvia de $K_{ll} = 0,74$.

Nos podemos dar cuenta que con el valor en Km/min que obtuvimos, llevándolo a la figura 8 obtenemos K_{ll} .

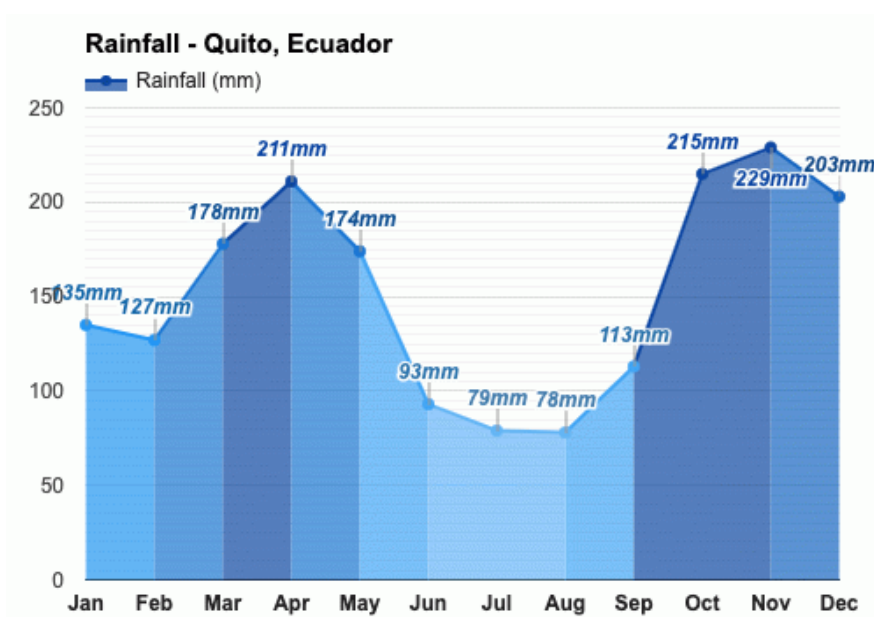


Figura 7. Precipitación máxima - Quito ($h = 2500 \text{ m.s.n.m}$)
Referencia: Weather Atlas [18]

Nos podemos dar cuenta que con el valor en Km/min que obtuvimos en ambos casos, llevándolo a la figura 8 obtenemos K_{ll} .

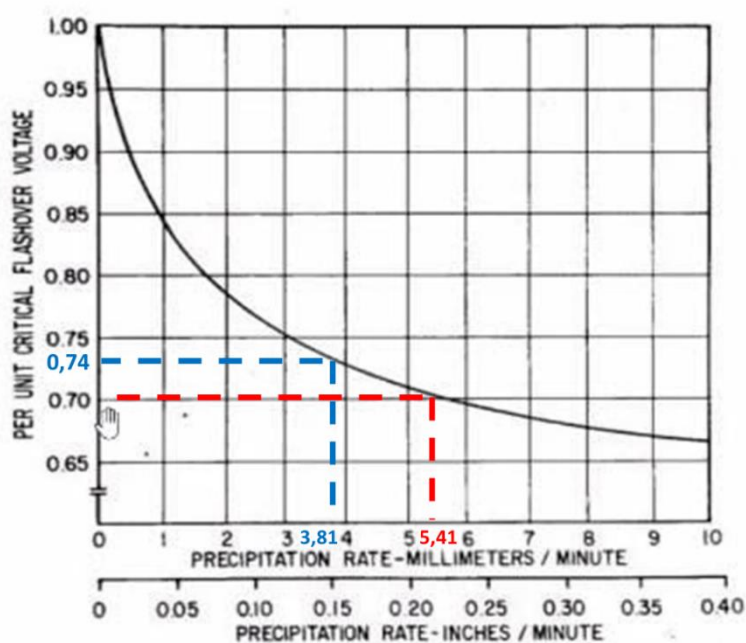


Figura 8. Conversión de Km/min en K_{ll}
Referencia: Transmission line reference book [10]
Adaptación: Autores

- **Factor de corrección por humedad (KH)**

Para poder obtener el factor de corrección por humedad (KH) se debe de considerar dos parámetros que son:

- Temperatura del ambiente (°C)
- Humedad relativa (Hr)

Las empresas eléctricas que son responsables de la distribución y subtransmisión utilizan los valores que se presentan en la tabla 2 para poder definir la temperatura ambiente en Ecuador.

*Tabla 2. Nivel Isocerámico de la zona y temperatura
Adaptación: Autores*

| | Para $h < 1000$ m. s. n. m | Para $1000 < h < 3500$ m. s. n. m |
|---|---|---|
| NIR: Nivel Isocerámico de la región $\left(\frac{Flah}{Km^2 * año}\right)$ | 30 | 50 |
| Temperatura ambiente (°C) | 25 | 12 |

Donde:

NIR: Nivel Isocerámico de la región, es la cantidad de veces que rayos caen por kilómetro cuadrado en una región por año

En la figura 9, se muestra un histograma donde los valores registrados de humedad relativa por año para una $h < 1000$ m.s.n.m (Guayaquil) son:

Humedad relativa por año:

$$Hr = \frac{78\% + 83\% + 83\% + 82\% + 80\% + 78\% + 76\% + 73\% + 71\% + 68\% + 67\% + 69\%}{12}$$

$$Hr = 77\%$$

El valor de humedad relativa máxima fue de 83% en el mes de febrero, mientras que el valor de humedad relativa mínima fue de 67% en el mes de noviembre.

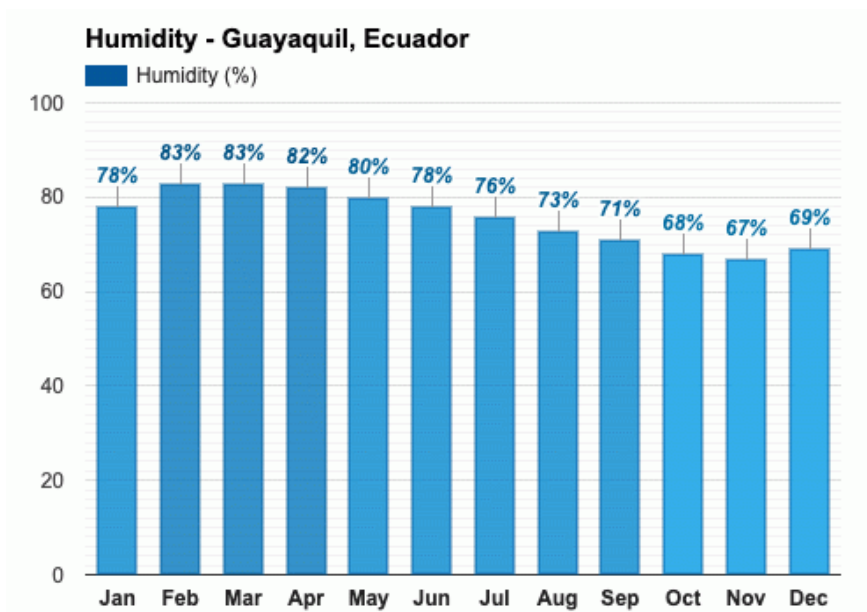


Figura 9. Humedad relativa por año – Guayaquil
Referencia: Weather Atlas [18]

En la figura 10, se muestra un histograma donde los valores registrados de humedad relativa por año para una $h < 2500$ m.s.n.m (Quito) son:

Humedad relativa por año:

$$Hr = \frac{87\% + 88\% + 89\% + 88\% + 86\% + 81\% + 77\% + 75\% + 77\% + 85\% + 88\% + 88\%}{12}$$

$$Hr = 84\%$$

El valor de humedad relativa máxima fue de 89% en el mes de marzo, mientras que el valor de humedad relativa mínima fue de 75% en el mes de agosto.

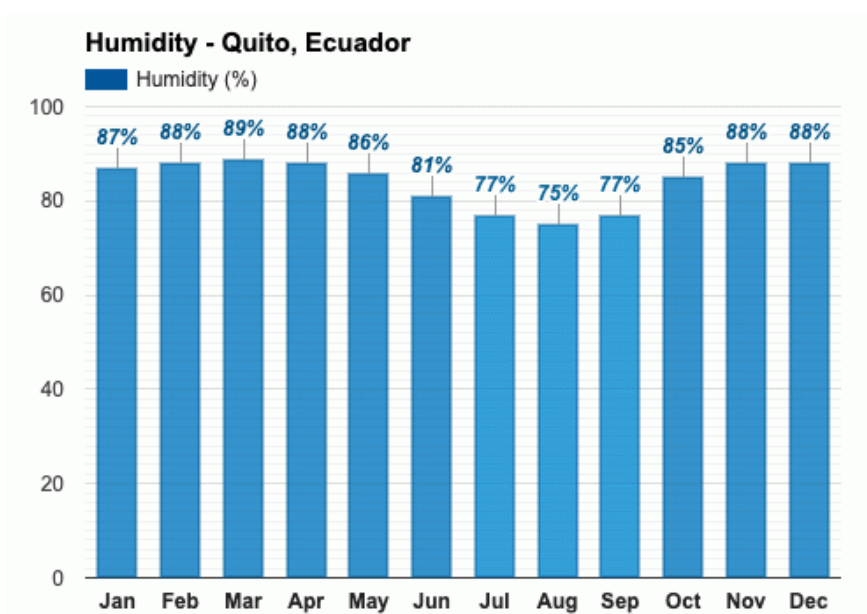


Figura 10. Humedad relativa por año – Quito
Referencia: Weather Atlas [18]

En la figura 11, realizamos la conversión de humedad relativa a humedad absoluta, para Guayaquil con una $h = 10$ m.s.n.m a una temperatura de 25°C y una $H_r = 77\%$, para Quito con una $h = 2500$ m.s.n.m a una temperatura de 12°C y una $H_r = 84\%$. [10]

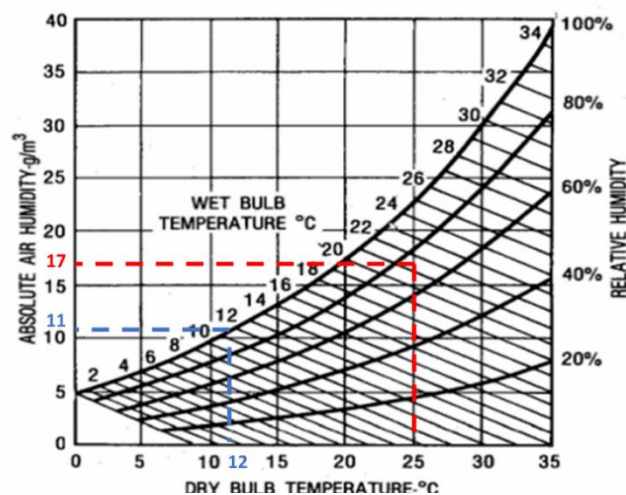


Figura 11. Conversión de H_r a H_{abs}
Referencia: *Transmission line reference book* [10]
Adaptación: Autores

De acuerdo con la figura 7:

Para $h = 10$ m. s. n. m

$H_r = 77\%$

$T_{amb} = 25^{\circ}\text{C}$

$H_{abs} = 17$ g/m³

Para $h = 2500$ m. s. n. m

$H_r = 84\%$

$T_{amb} = 12^{\circ}\text{C}$

$H_{abs} = 11$ g/m³

En la figura 12, se obtiene el factor de corrección por humedad para cada región

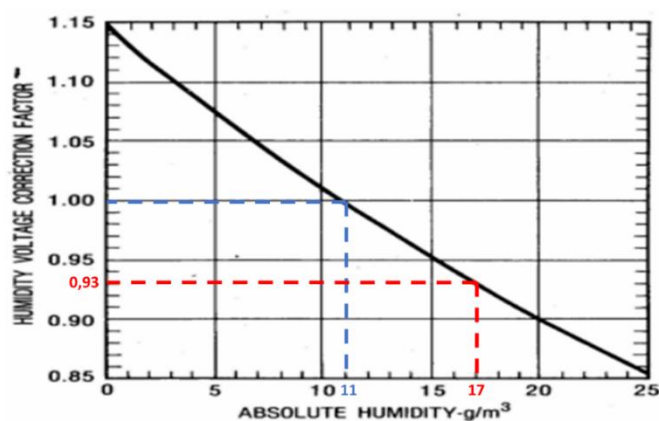


Figura 12. Factor de corrección por humedad (KH)
Referencia: *Transmission line reference book* [10]
Adaptación: Autores

De acuerdo con la figura 8:

Para $h = 10 \text{ m.s.n.m}$

$KH = 0,93$

Para $h = 2500 \text{ m.s.n.m}$

$KH = 1$

- **Resumen de factores de corrección ambiental (Ka, KII, KH)**

*Tabla 3. Factores de corrección ambiental
Adaptación: Autores*

| h (m.s.n.m) | Ka | KII | KH |
|--------------------|-----------|------------|-----------|
| 10 | 1 | 0,70 | 0,93 |
| 2500 | 0,85 | 0,74 | 1 |

4.1 Factores de contaminación ambiental

El factor de contaminación ambiental son las impurezas que se presenta en el ambiente donde operara la linea, estas impurezas son cuantificadas mediante un indicador llamado densidad equivalente de sal depositada (DESD) que es medido en mg/cm^2 , las normas que establecen una relación entre el nivel de DESD y las Dminima necesaria por kV que debe tener un aislador para evitar un flameo en el mismo, son las normas IEC, IEEE. [11]

En la tabla 4, se establece que existen cuatro niveles de contaminación y a cada nivel se le da un factor de contaminación ambiental distinto según la norma IEC, IEEE, estos valores son equivalentes.

Tabla 4. Factor de contaminación ambiental
Referencia: IEC 60099-4 [12]
Adaptación: Autores

| $Kc = \frac{mm}{KV}$: Factor de contaminación ambiental | | | | | |
|---|---|------|--|--|-------------|
| Nivel de Contaminación | $D_{min-fuga} \left(\frac{mm}{KV}\right)$ | | Relación entre $D_{min-fuga}$ IEEE-IEC | Cloruro de sodio - DESD $\left(\frac{mg}{cm^2}\right)$ | |
| | IEC | IEEE | | IEC | IEEE |
| Ligera: Zonas rurales, forestales y limpias | 16 | 27,7 | $\frac{27,7}{16} = 1,73 = \sqrt{3}$ | 0,03 a 0,06 | 0,03 a 0,06 |
| Media: Ciudades poco industriales | 20 | 34,6 | $\frac{34,6}{20} = 1,73 = \sqrt{3}$ | 0,10 a 0,20 | 0,06 a 0,10 |
| Fuerte: Ciudades industriales, polvo químico, polvo industrial | 25 | 43,3 | $\frac{43,3}{25} = 1,73 = \sqrt{3}$ | 0,30 a 0,40 | > a 0,10 |
| Muy Fuertes: Cercanía al mar, centrales de generación térmica, ceniza volcánica, zona petrolera | 31 | 53,7 | $\frac{53,7}{31} = 1,73 = \sqrt{3}$ | | |
| $Kc (IEEE) = \sqrt{3} * Kc (IEC)$ | | | | | |

4.2 Aislamiento para una línea aérea de 69KV

El nivel de aislamiento que tiene una estructura que se utiliza para líneas de subtransmisión de 69KV está dado por el tipo de aisladores seleccionados, estos mismos deben de ser

capaces de evitar el paso de corriente desde las fases a tierra, significa que deben ser capaces de tolerar los siguientes voltajes:

- Voltajes de operación nominal.
- Sobrevoltajes de frecuencia industrial en seco
- Sobrevoltajes de frecuencia industrial en húmedo.
- Sobrevoltajes por maniobra.
- Sobrevoltajes por descargas atmosféricas.

Para escoger los aisladores que cumplan con el nivel del aislamiento necesario para líneas de subtransmisión de 69KV, se debe analizar los siguientes parámetros:

- Distancia de fuga requerida.
- Sobretensión a frecuencia industrial
- Sobretensión a alta frecuencia por maniobra
- Sobretensión a alta frecuencia por descargas atmosféricas.

La distancia de fuga requerida es la distancia superficial que debe tener el aislador para poder evitar flameos por causa de la contaminación ambiental.

La sobretensión de frecuencia industrial son sobre voltajes que se presentan cuando el sistema trabaja a 60Hz, que puede generarse en la línea.

La sobretensión de frecuencia industrial por maniobra y de alta frecuencia, son aquellas que aparecen en caso muy extremos, es aceptado aplicar valores estándares recomendados por normativas.

- **Distancia de fuga total necesaria ($D_{fuga-total}$)**

Para poder determinar la distancia de fuga total es necesario tener el aislamiento de la línea de 69KV, la ecuación que recomienda utilizar las normas IEC o IEEE es:

NORMA: IEEE – STD 1313.2 – 1999 [13]

$$D_{fuga-total} = \frac{VLL_{max} * Kc (IEEE)}{\sqrt{3} * \sqrt{Ka}} \quad (10)$$

Donde:

$D_{fuga-total}$: Distancia de fuga total del aislador (mm)

VLL_{max} : Voltaje nominal *1,05 = 69KV * 1,05 = 72,5KV

$Kc (IEEE)$: Factor de contaminación ambiental (IEEE).

Ka : Factor de correccion por densidad relativa del aire.

NORMA: IEC – 60071.2 - 2018 [14]

$$D_{fuga-total} = \frac{VLL_{max} * Kc (IEC)}{\sqrt{Ka}} \quad (11)$$

Donde:

$D_{fuga-total}$: Distancia de fuga total del aislador (mm)

VLL_{max} : Voltaje nominal *1,05 = 69KV * 1,05 = 72,45KV

$Kc (IEC)$: Factor de contaminación ambiental (IEC).

Ka : Factor de correccion por densidad relativa del aire.

Para un nivel de contaminación fuerte y una h = 10 m.s.n.m

De acuerdo con la tabla 4:

$Kc (IEEE)$ = 43,3 mm/KV

$Kc (IEC)$ = 25 mm/KV

h = 10 m.s.n.m

Ka = 1

Distancia de fuga total según IEEE

$$D_{fuga-total}(IEEE) = \frac{VLL_{max} * Kc (IEEE)}{\sqrt{3} * Ka} = \frac{72,5KV * 43,3 mm/KV}{\sqrt{3} * 1} = 1812,44mm$$

Distancia de fuga total según IEC

$$D_{fuga-total}(IEC) = \frac{VLL_{max} * Kc (IEC)}{\sqrt{Ka}} = \frac{72,5KV * 25 mm/KV}{\sqrt{1}} = 1812,5mm$$

Para un nivel de contaminación fuerte y una h = 2500 m.s.n.m

De acuerdo con la tabla 4:

$Kc (IEEE)$ = 43,3 mm/KV

$Kc (IEC)$ = 25 mm/KV

h = 2500 m.s.n.m

Ka = 0,85

Distancia de fuga total según IEEE

$$D_{fuga-total}(IEEE) = \frac{VLL_{max} * Kc (IEEE)}{\sqrt{3} * \sqrt{Ka}} = \frac{72,5KV * 43,3 mm/KV}{\sqrt{3} * \sqrt{0,85}} = 1965,9mm$$

Distancia de fuga total según IEC

$$D_{fuga-total}(IEC) = \frac{VLL_{max} * Kc (IEC)}{\sqrt{Ka}} = \frac{72,5KV * 25 mm/KV}{\sqrt{0,85}} = 1965,9mm$$

Tomando los datos de distancia de fuga según la IEC, IEEE; se calcula el número de aisladores tipos disco que se van a utilizar, utilizando la siguiente ecuación con los

parámetros que tomaremos de la tabla 5.

$$N_{aisl} = \frac{D_{fuga-total (IEEE-IEC)}}{D_{fuga disco ANSI 52-3}} \quad (12)$$

Donde:

$D_{fuga-total (IEEE-IEC)}$: Distancia de fuga total, se puede usar el valor de IEEE o IEC.

$D_{fuga disco ANSI 52-3}$: Distancia de fuga del disco según el catálogo.

*Tabla 5. Aislador tipo disco de porcelana - Tipo ANSI
Referencia: Hivolt Power Sistem [15]
Adaptación: Autores*

| Tipo | | Unidades | 52-3 |
|--|---------------------|-------------------|-------------|
| Altura (H) | | mm | 146 |
| Diámetro (D) | | mm | 255 |
| Distancia de fuga | | mm | 291 |
| Voltaje de descarga disruptiva de baja frecuencia | Seco | KV | 80 |
| | Húmedo | KV | 50 |
| voltaje de descarga de impulso crítico | Positivo (+) | KV | 125 |
| | Negativo (-) | KV | 130 |
| Normativa | | ANSI C29-2 | |

Para h = 10 m.s.n.m

Disco ANSI 52-3 Norma IEEE:

$$N_{aisl} = \frac{D_{fuga-total (IEEE)}}{D_{fuga disco ANSI 52-3}} = \frac{1812,44 \text{ mm}}{291 \text{ mm}} = 6,22 \approx 6$$

Disco ANSI 52-3 Norma IEC:

$$N_{aisl} = \frac{D_{fuga-total (IEC)}}{D_{fuga disco ANSI 52-3}} = \frac{1812,5 \text{ mm}}{291 \text{ mm}} = 6,22 \approx 6$$

Para $h = 2500$ m.s.n.m

Disco ANSI 52-3 Norma IEEE:

$$N_{aisl} = \frac{D_{fuga-total} (IEEE)}{D_{fuga\ disco\ ANSI\ 52-3}} = \frac{1965,9\ mm}{291\ mm} = 6,75 \approx 7$$

Disco ANSI 52-3 Norma IEC:

$$N_{aisl} = \frac{D_{fuga-total} (IEEE)}{D_{fuga\ disco\ ANSI\ 52-3}} = \frac{1865,9\ mm}{291\ mm} = 6,41 \approx 7$$

- **Sobretensión de frecuencia industrial**

Las estructuras deben de ser capaces de soportar la máxima sobretensión de frecuencia industrial o de baja frecuencia en las fases de la línea, normalmente las causas que generan este tipo de sobretensiones son:

- Fallas a tierra.
- Rechazos de cargas entrantes al sistema.
- Perdida de neutro
- Etc. [16]

Si una de estas sobretensiones es generada en una de las fases sanas por falla a tierra que es la de mayor amplitud de onda, se determina con la siguiente ecuación:

$$SV_{fre-ind} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * 1,05 * VLL_{nom} * Ke \quad (13)$$

Donde:

$SV_{fre-ind}$: Sobrevoltaje de frecuencia industrial.

VLL_{nom} : Voltaje nominal del sistema.

Ke : Factor de falla a tierra.

La tabla 6, nos muestra los valores del factor de falla a tierra en diversos casos:

Tabla 6. Factor de falla a tierra (K_e)
Adaptación: Autores

| Factor de falla a tierra | Valores | Casos |
|--------------------------|---------|--|
| K_e | 1,35 | Para sistemas en neutro multiaterrizados (Sólidamente aterrizados) |
| | 1,40 | Para sistemas con neutro aterrizado a fuente |
| | 1,73 | Para sistemas con neutro aterrizado con impedancias |
| | 1,73 | Para sistemas sin neutro |

Para un sistema con un $K_e = 1,73$:

$$SV_{fre-ind} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * 1,05 * VLL_{nom} * K_e = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * 1,05 * 69KV * 1,73 = 102,34KV$$

Si ya tenemos calculado la sobretensión de frecuencia industrial, se debe de hacerle una corrección por número de estructuras y la ecuación que se utiliza es:

$$SV_{fre-ind}^* = \frac{SV_{fre-ind}}{K_p} \quad (14)$$

Donde:

$SV_{fre-ind}^*$: Sobrevoltaje de frecuencia industrial con correccion por número de estructura.

K_p : Factor de correccion por el número de estructuras que tiene la linea y la confiabilidad del aislamiento.

Colocando un valor de $K_p = 0,8$ que es un valor aceptable nos queda:

$$SV_{fre-ind}^* = \frac{SV_{fre-ind}}{K_p} = \frac{102,34KV}{0,8} = 127,93KV$$

Una vez que ya tenemos el valor de Sobrevoltaje de frecuencia industrial con corrección por número de estructura, se tiene que calcular la tensión critica de flameo estándar lo que se realiza de la siguiente manera.

$$SV_{fre-ind}^* = TCF_{corregida} = TCF_{st} \frac{K_a * K_{ll}}{KH}$$

Despejando la ecuación se obtiene:

$$TCF_{st} = SV_{fre-ind}^* \frac{KH}{Ka * Kll} \quad (15)$$

Para h = 10 m.s.n.m – Ke = 1,73 – 6 discos:

$$TCF_{st} = SV_{fre-ind}^* \frac{KH}{Ka * Kll} = 127,93KV \frac{0,93}{1 * 0,70} = 169,96KV$$

Para h = 2500 m.s.n.m – Ke = 1,73 – 7 discos:

$$TCF_{st} = SV_{fre-ind}^* \frac{KH}{Ka * Kll} = 127,93KV \frac{1}{0,85 * 0,74} = 203,4KV$$

De acuerdo con la tabla 7, nos muestra los parámetros de diferentes cadenas de aisladores tipo ANSI 52-3, con lo que se puede realizar una comparación entre el valor estándar que da el catálogo y el valor estándar calculado de la tensión crítica de flameo.

Tabla 7. Voltajes de flameos para cadena de aisladores tipo disco ANSI 52-3
Referencia: Maclean Power Systems [17]
Adaptación: Autores

| # de aisladores | Cadenas de aisladores ANSI 52-3: H = 146mm D = 255mm | | | |
|-----------------|--|-------------|-----------------------------|-------------------|
| | Flashover - Baja frecuencia | | Flashover - Alta frecuencia | |
| | Seco (KV) | Húmedo (KV) | Positivo (+) (KV) | Negativo (-) (KV) |
| 2 | 145 | 90 | 220 | 225 |
| 3 | 205 | 130 | 315 | 320 |
| 4 | 270 | 170 | 410 | 420 |
| 5 | 325 | 215 | 500 | 510 |
| 6 | 380 | 255 | 595 | 605 |
| 7 | 435 | 295 | 670 | 695 |
| 8 | 485 | 335 | 760 | 780 |
| 9 | 540 | 375 | 845 | 960 |
| 10 | 590 | 415 | 930 | 945 |

Para h = 10 m.s.n.m – Ke = 1,73 – 6 discos:

$$TCF_{st}(\text{humedo}) = 255KV$$

$$TCF_{st} = 169,69KV$$

La cadena formada por 6 aisladores ANSI 52-3 si cumple con la tensión crítica de flameo.

Para $h = 2500$ m.s.n.m – $K_e = 1,73$ – 7 discos:

$$TCF_{st}(\text{humedo}) = 295KV$$

$$TCF_{st} = 203,4KV$$

La cadena formada por 7 aisladores ANSI 52-3 si cumple con la tensión crítica de flameo

5. MODELADO

En la búsqueda constante de incrementar la eficiencia y seguridad en las infraestructuras eléctricas, este capítulo se enfoca en la mejora del apantallamiento y el sistema de puesta a tierra en el pie de torre de una línea de subtransmisión de 69 kV. Abordaremos este desafío mediante un detallado caso de estudio, donde los datos específicos de la torre, conductores y componentes del sistema de puesta a tierra servirán como base para una evaluación exhaustiva.

La importancia de garantizar un suministro eléctrico confiable se manifiesta en la atención específica a la torre de soporte, elemento clave en la transmisión de energía. Con el propósito de optimizar tanto la eficiencia operativa como la seguridad del sistema, este capítulo se adentrará en el análisis de datos concretos provenientes de una línea de subtransmisión de 69 kV.

A través de la presentación de un caso de estudio detallado, exploraremos las dimensiones específicas de la torre, características de los conductores y parámetros del sistema de puesta a tierra. Este enfoque detallado nos permitirá identificar oportunidades de mejora en el apantallamiento y en la conexión a tierra, con el objetivo de mitigar riesgos operativos y elevar la confiabilidad de la infraestructura eléctrica.

5.1 Caso de estudio

Tenemos como caso de estudio un sistema de subtransmisión de 69KV, a la que le realizara el estudio de la estructura tipo torre, el sistema de puesta a tierra y el apantallamiento, los datos que usaremos para esto son:

DATOS:**1) Torre Metálica:**

$$h_1 = 2,50m$$

$$h_2 = 2,75m$$

$$h_3 = 2,75m$$

$$h_4 = 18m$$

$$h = 26m$$

$$2r_1 = 1,5m$$

$$2r_2 = 1,5m$$

$$2r_3 = 5,7m$$

2) Conductores de fase:

$$R_1 = S_1 = T_1 = R_2 = S_2 = T_2$$

Cable:

477MCM/ACSR – 26/7 (hilos)

$$\text{radio} = r = 10,9mm$$

$$R_{DC} = 0,113 \frac{\Omega}{Km}$$

$$20^\circ$$

$$h_R = 22,75m = h_{R1}$$

$$h_S = 20,05m$$

$$h_T = 17,3m$$

$$\text{Altura del aislador} = 0,7m$$

1) Hilo de tierra:

tipo = OPGW/24 fibras

$$r = 5,95mm$$

$$h_{g1} = h_{g2} = 26m$$

4) Aislador:

$$Kc_{ft} \rightarrow \text{Alto} = 25mm/KV$$

$$h_{mar} = 10m. s. n. m$$

factores ambientales:

$$Ka = 1$$

$$KH = 0,93$$

$$Kl = 0,7$$

1) Sistema de puesta a tierra:

$$\rho_{suelo} = 500\Omega * m$$

$$\epsilon_{rsuelo} = \epsilon_0 = 8,85 \times 10^{-12} F/m$$

$$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \frac{H}{m}$$

Pica:

Tipo: Copperweld

$$L = 2,40m$$

$$D = 5/8" \rightarrow r = 0,0079m$$

Bajante (cobre)

calibre de conductor = 2/0 AWG

$$D = 6,54mm = 0,00654m$$

$$r = 3,27mm = 0,00327m$$

6) Parámetro de la línea:

$$VLL = 69KV$$

$$fr = 60Hz$$

Tipo de estructura:

doble circuito

Conductor → Electrodo

calibre de conductor = 2/0 AWG

$$D = 9,2\text{mm} = 0,0092\text{m}$$

$$r = 4,6\text{mm} = 0,0046\text{m}$$

Una vez que ya conocemos los parámetros, utilizando las ecuaciones que se presentaron anteriormente, podemos empezar a resolver y a reemplazar datos y posteriormente ingresar los datos obtenidos al software con el vamos a corregir el apantallamiento y sistema de puesta a tierra.

5.1.1 Modelado de la torre

Para poder empezar a modelar la torre debemos de usar la ecuación 1, la cual nos permitirá obtener las impedancias que influyen.

a) Impedancia transitoria de la torre

$$Z_{torre} = 60 \left[\ln \left(\frac{h}{req} \right) - 1 \right] = 60 \left[\ln \left(\frac{26\text{m}}{0,55\text{m}} \right) - 1 \right] = 171,356\Omega$$

$$req = \frac{r1 * h2 + r2 * h + r3 * h1}{2h}$$

$$req = \frac{\left(\frac{1,5}{2} \text{m} * 2,75\text{m} \right) + \left(\frac{1,5}{2} \text{m} * 26\text{m} \right) + \left(\frac{5,7}{2} \text{m} * 2,5\text{m} \right)}{2 * 26\text{m}}$$

$$req = \frac{(0,75\text{m} * 2,75\text{m}) + (0,75\text{m} * 26\text{m}) + (2,85\text{m} * 2,5\text{m})}{2 * 26\text{m}} = 0,55\text{m}$$

$$Z_{h1} = Z_{h2} = Z_{h3} = Z_{h4} = 171,356\Omega$$

b) Impedancia transitoria de los conductores de fase

$$Z_{R1} = Z_{R2} = 60 \left[\ln \left(\frac{2000(h_{R1})}{r_{R1}} \right) - 1 \right] = 60 \left[\ln \left(\frac{2000(22,75\text{m})}{10,9\text{mm}} \right) \right]$$

$$Z_{R1} = Z_{R2} = 500,2\Omega$$

$$Z_{S1} = Z_{S2} = 60 \left[\ln \left(\frac{2000(h_{S1})}{r_{S1}} \right) - 1 \right] = 60 \left[\ln \left(\frac{2000(20,05\text{m})}{10,9\text{mm}} \right) \right]$$

$$Z_{S1} = Z_{S2} = 492,62\Omega$$

$$Z_{T1} = Z_{T2} = 60 \left[\ln \left(\frac{2000(h_{T1})}{r_{T1}} \right) - 1 \right] = 60 \left[\ln \left(\frac{2000(17,3\text{m})}{10,9\text{mm}} \right) \right]$$

$$Z_{T1} = Z_{T2} = 483,77\Omega$$

c) Impedancia transitoria de hilo de tierra

$$Zh_{g1} = Zh_{g2} = 60 \left[\ln \left(\frac{2000(h_{g1}^m)}{r_{g1}} \right) - 1 \right] = 60 \left[\ln \left(\frac{2000(26m)}{5,95mm} \right) \right]$$

$$h_{g1} = Zh_{g2} = 544,53\Omega$$

d) Resistencia transitoria de la torre

$$Ri = \frac{-2 * Z_{torre} * \ln(\sqrt{\gamma}) * hi}{(h1 + h2 + h3)}; i = 1,2,3$$

$$\gamma = 0,75(\text{torres metalicas})$$

$$R1 = \frac{-2 * Z_{torre} * \ln(\sqrt{\gamma}) * h1}{(h1 + h2 + h3)} = \frac{-2 * 171,356\Omega * \ln(\sqrt{0,75}) * 2,5m}{(2,5m + 2,75m + 2,75m)}$$

$$R1 = 15,40\Omega$$

$$R2 = \frac{-2 * Z_{torre} * \ln(\sqrt{\gamma}) * h2}{(h1 + h2 + h3)} = \frac{-2 * 171,356\Omega * \ln(\sqrt{0,75}) * 2,75m}{(2,5m + 2,75m + 2,75m)}$$

$$R2 = 16,94\Omega$$

$$R3 = \frac{-2 * Z_{torre} * \ln(\sqrt{\gamma}) * h1}{(h1 + h2 + h3)} = \frac{-2 * 171,356\Omega * \ln(\sqrt{0,75}) * 2,75m}{(2,5m + 2,75m + 2,75m)}$$

$$R3 = 16,94\Omega$$

$$R4 = -2 * Z_{torre} * \ln(\sqrt{\gamma}) = 49,29\Omega$$

e) Inductancia transitoria de la torre

$$Li = \frac{Ri * 2h}{c}; i = 1,2,3$$

$$c = \text{Velocidad de la luz} = 300 \text{ m}/\mu\text{s}$$

$$L1 = \frac{R1 * 2h}{c} = \frac{15,40\Omega * 2 * 26m}{300 \text{ m}/\mu\text{s}} = 2,66m/\mu\text{s}$$

$$L2 = \frac{R2 * 2h}{c} = \frac{16,94\Omega * 2 * 26m}{300 \text{ m}/\mu\text{s}} = 2,93m/\mu\text{s}$$

$$L3 = \frac{R3 * 2h}{c} = \frac{16,94\Omega * 2 * 26m}{300 \text{ m}/\mu\text{s}} = 2,93\mu\text{H}$$

$$L4 = \frac{R4 * 2h}{c} = \frac{49,29\Omega * 2 * 26m}{300 \text{ m}/\mu\text{s}} = 8,54\mu\text{H}$$

5.1.2 Aislador

$$D_{fuga(f-t)} = \frac{Kc_{f-t} - VLL_{max}}{\sqrt{Ka}}$$

$$Ka = (1,02) * e^{-m * \frac{h_{m.s.n.m} - 1000}{8150}}$$

$$Ka = 1 \text{ para } h < 1000m$$

$$m = 1 \text{ tipo rayo}$$

$$h_{m.s.n.m} = 10 \text{ m. s. n. m}$$

$$VLL_{max} = (1,05)(69KV) = 72,5KV$$

$$D_{fuga(f-t)} = \frac{25mm/KV - 72,5KV}{\sqrt{1}} = 1812,5mm$$

se calcula el número de aisladores tipos disco que se van a utilizar, utilizando la siguiente ecuación con los parámetros que tomaremos de la tabla 5.

$$N_{aisl} = \frac{D_{fuga-total} (IEEE-IEC)}{D_{fuga \text{ disco ANSI 52-3}}} = \frac{1812,5mm}{292mm} = 6,2 \approx 6 \text{ Discos}$$

$$Longitud \text{ de cadena} = Lc = N_{aisl} * Altura = 6 * 146mm = 876mm = 0,876m$$

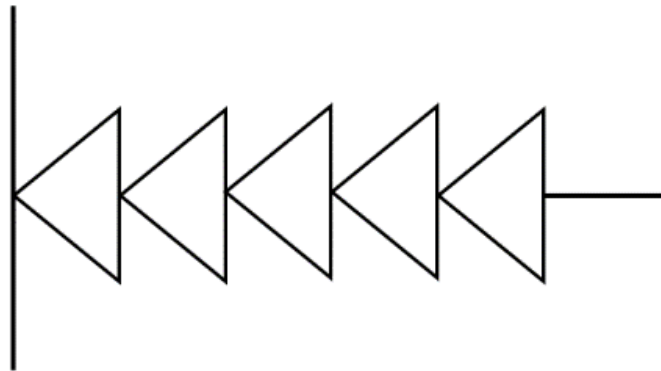


Figura 13. Cadena de aisladores tipo ANSI 52-3
Adaptación: Autores

$$V_{flameo} = \left(400 + \frac{710}{t^{0,75}}\right) * Lc$$

$$Curva \text{ de soportabilidad} = V_{ft.corregida} = V_{ft.st} * \frac{Ka * Kl}{KH}$$

Cálculo de R y C

$$R = \left(\frac{\rho}{2 * \pi * Df}\right) * \ln\left(\frac{2 * Df}{r}\right) = \left(\frac{7 * 10^{12}}{2 * \pi * 1,8125m}\right) * \ln\left(\frac{2 * 1,8125m}{0,1275}\right)$$

$$R = 2,057 * 10^{12} \Omega$$

$$C = \left(\frac{\varepsilon_r * Df}{2 * \ln \left(2 * \frac{Df}{r} \right)} \right) * \left(\frac{1 * 10^{-9}}{9} \right) = \left(\frac{6 * 1,8125}{2 * \ln \left(2 * \frac{1,8125}{0,1275} \right)} \right) * \left(\frac{1 * 10^{-9}}{9} \right)$$

$$C = 1,804 * 10^{-10} F = 180,4 pF$$

$$\text{Curva de soportabilidad} = V_{ft.corregida} = V_{ft.st} * \frac{Ka * Kll}{KH}$$

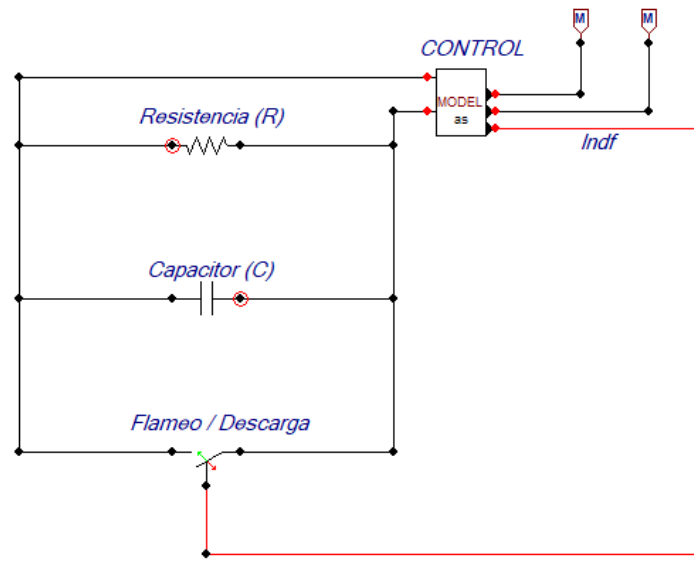


Figura 14. Modelo de aislador en ATP – DRAW
Adaptación: Autores

5.1.3 Apantallamiento

Apantallamiento de una línea aérea con un hilo de guarda.

Formulas a implementar:

$$rgm = \frac{2y1 + y2}{2(1 - \text{sen}(\alpha))} \quad (16)$$

$$y2 = \frac{x}{tg} \alpha \quad (17)$$

$$Im = \left[\frac{rgm}{8} \right]^{1,54} \quad (18)$$

$$P(I_o < I_m) = 1 - \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{I_m}{I_{prom}}\right)^{2.6}\right]} \quad (19)$$

Donde:

α = Angulo de apantallamiento

r_{gm} = radio de atracción a tierra para corriente de falla apantallamiento máximo

I_m = corriente de falla de apantallamiento máximo

$P(I_o < I_m)$ = Probabilidad de corriente de rayo $I_o < I_m$, impacten sobre los conductores de fase

Para una torre con las siguientes características en donde:

$y_1 = 22,60$ m

$x = 1,80$ m

$I_{promed} = 37$ kA / Ecuador

Entonces se realiza el planteamiento de las fórmulas para los diferentes ángulos de apantallamiento a utilizar.

Tabla 8. Corriente máxima de apantallamiento
Adaptación: Autores

| α | y_2 | r_{gm} (m) | I_m (kA) | $P(I_o < I_m)$ |
|----------|-------|--------------|------------|----------------|
| 15° | 6,72 | 35,02 | 9,72 | 3% |
| 20° | 4,95 | 38,1 | 11,06 | 4,15% |
| 25° | 3,86 | 42,48 | 13,08 | 6,3% |
| 30° | 3,12 | 48,32 | 15,95 | 10% |
| 35° | 2,57 | 56,01 | 20,02 | 16,84% |
| 40° | 2,15 | 66,28 | 25,95 | 28,45% |
| 45° | 1,80 | 80,23 | 34,83 | 46% |

Que la corriente máxima de falla de apantallamiento es de 15,95 kA

Calculo:

Para el caso de que $\alpha = 15^\circ$

$$y_2 = \frac{1,80 \text{ m}}{\operatorname{tg}(15^\circ)} = 6,72 \text{ m}$$

$$r_{gm} = \frac{2y_1 + y_2}{2(1 - \operatorname{sen}(\alpha))} = \frac{2(22,6) + y_2}{2(1 - \operatorname{sen}(15^\circ))} = 35,02 \text{ m}$$

$$I_m = \left[\frac{r_{gm}}{8} \right]^{1,54} = \left[\frac{35,02}{8} \right]^{1,54} = 9,72 \text{ kA}$$

$$P(I_o < 9,72) = \left[1 - \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{I_m}{I_{prom}} \right)^{2,6} \right]} \right] * 100$$

$$P(I_o < 9,72) = \left[1 - \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{9,72}{37} \right)^{2,6} \right]} \right] * 100 = 3\%$$

¿Qué significa una $I_m = 15,95 \text{ kA}$?

- Que la corriente máxima de falla de apantallamiento es 15,95 kA.
- Toda I_o . rayo $> I_m$ en este caso cuando I_o . rayo $> 15,95 \text{ kA}$ en este caso va a impactar en el hilo de guarda o cae a tierra.
- Toda I_o . rayo $< I_m$ para este caso es I_o . rayo $< 15,95 \text{ kA}$ ya para este caso se va a tener una probabilidad del 10 % en impactar en un conductor de fase.

Recomendación:

- Instalar un hilo de guarda con una probabilidad de falla de apantallamiento del 10%, para lo cual se utiliza un ángulo de apantallamiento $\alpha = 30^\circ$.
- El hilo de guarda debe colocarse a una altura $y_2 = 3,12 \text{ m}$ con respecto al conductor de la torre más alta.

Apantallamiento de una línea aérea con doble hilo de guarda

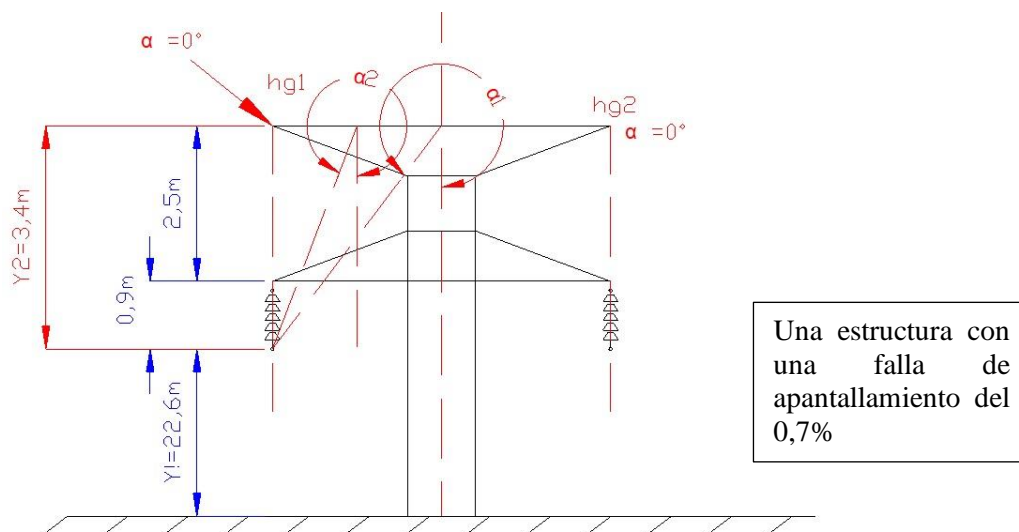


Figura 15. Apantallamiento de una línea aérea con doble hilo de guarda
Adaptación: Autores

$$rgm = \frac{(2y1 + y2)}{2 * [1 - \text{sen}(\alpha)]} \quad (20)$$

Donde:

rgm = Radio a tierra para falla máxima de apantallamiento.

$y1$ = distancia de tierra a hg1 (hilo de guarda 1)

$y2$ = distancia de la fase a hg1 (hilo de guarda 1)

α = ángulo de apantallamiento.

$$rgm = \frac{(2(22,60m) + (2,5 + 0,90))}{2 * [1 - \text{sen}(0^\circ)]} = 24,3 \text{ m}$$

Corriente máxima de falla de apantallamiento

$$Im = [rgm/8]^{1,54} = 5,54 \text{ kA}$$

- A) Todo I_o . rayo $> 5,53 \text{ kA}$ si impacta sobre los hilos de guarda o caen directamente a tierra.
- B) Todo I_o . rayo $< 5,53 \text{ kA}$ va a tener una probabilidad de 0,7% en impactar sobre un conductor de fase lo que se da ve como falla de apantallamiento.

Probabilidad de que: I_o . rayo $< Im$

$$P(I_o.\text{rayo} < Im) = \left[1 - \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{Im}{I_{prom}} \right)^{2,6} \right]} \right] * 100$$

$$P(Io.rayo < Im) = \left[1 - \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{5,53}{37} \right)^{2.6} \right]} \right] * 100 = P(Io.rayo < Im) = 0,7 \%$$

6. SIMULACIÓN DE LAS PRUEBAS

En esta parte se demuestra las diferentes pruebas de los sistemas que intervienen en líneas de subtransmisión

de 69 kV. Es importante representar como se va comportando una estructura de 69 kV ante una descarga atmosférica, para este caso se va a presentar como está representado el sistema de transmisión. Se observa el comportamiento de dicho sistema al momento que la descarga tiene impacto en el hilo de guarda, además de ver cómo actúa los aisladores ante dicha descarga, pero teniendo en cuenta que se trabaja con diferentes sistemas de puesta a tierra a pie de torre.

En la figura16, se muestra la torre de 69 kV, la misma que está compuesta de una impedancia que se encuentra en el piso uno y por lo tanto en los siguientes niveles de la torre también sin olvidar las resistencia e inductancia correspondiente, como se conoce que es una torre de doble circuito entonces vamos a tener la impedancia característica de la parte frontal de la línea y la posterior de la línea que suspende del aislador en el mismo caso sería para los seis aisladores que posee la torre.

Como se muestra en la figura.... en la que se representa lo antes explicado de que se va a trabajar con diferentes tipos de puesta a tierra y así poder comprender y comparar de cómo va a reaccionar el hilo de guarda y los aisladores al momento de que se dé el impacto tipo rayo, la misma que es representada por fuente de corriente tipo Heider, la que representa una descarga de tipo rayo y así ir modelando diferentes casos de impacto de acuerdo a lo que se necesita para el estudio, también antes debemos de conocer cuál es la onda que se va a utilizar.

Con en esta fuente se va a realizar diferentes variaciones de impactos tanto en los hilos de guarda, como también en las fases de circuito, se debe de tener presente que se va a requerir otra fuente de tipo Heider para poder ver cuál es la representación del tipo de onda que vamos se nos va a presentar, esta fuente está colocada en la parte superior de la torre nos va a dar una simulación de un impacto directo a la torre.

Sin olvidar que la otra fuente de tipo Heider para impacto de tipo rayo se va a ir colocando en diferentes lugares del sistema para poder tener así las simulaciones correspondientes ya sea en los hilos de guardas, como en las fases.

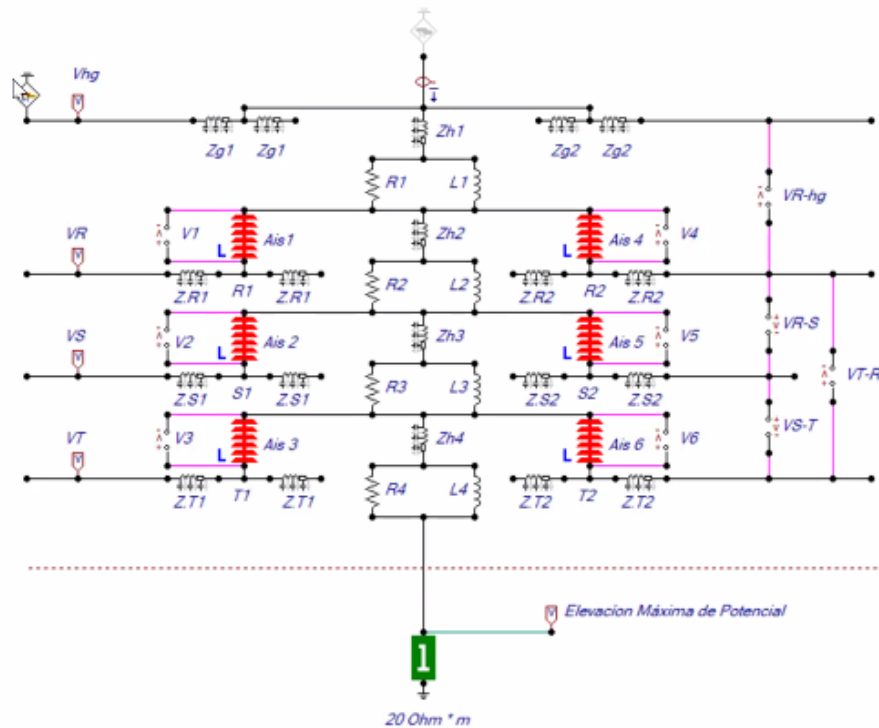


Figura 16. Circuito de torre multipiso con sistema de puesta a tierra
Adaptación: Autores

En la figura 17, se muestra cual es el pulso tipo rayo que se va a utilizar y al momento de realizar la debida simulación se muestra que por la norma de IEEE de impulso 8/20 μ s, sabemos que va hacer de este tipo ya que el 8 es el frente de onda lo que nos referimos es que el pulso tipo rayo va alcanzar el pico máximo en 8 μ s y los 20 μ s va hacer el tiempo de cola, según la norma IEEE los 20 μ s que es el tiempo de cola el rayo va alcanzar su 50% de su valor pico, si en el ejemplo colocamos un rayo de ejemplo de 60 kA al 50% va alcanzar un valor de 30 kA.

Las corrientes tipo rayo 8/20, 10/350, 4/10 se van a utilizar para otro tipo de pruebas para este análisis particular.

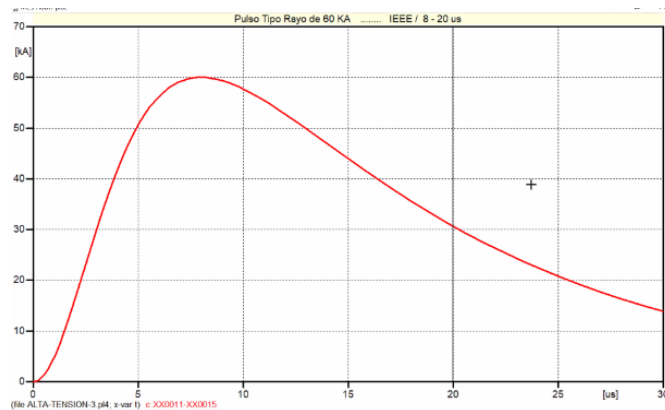


Figura 17. Pulso tipo rayo de 60kV...IEEE/8-20us
Adaptación: Autores

Características:

Resistividad del suelo: 20 ohm*m

Permeabilidad del suelo (ϵ_r): 12

Longitud (L_g): 2,40 m

Radio (r): 0,0079 m

Empotrado (h): 0,3 m

Configuración Rtr: Irayo vs Rtr

Parámetros:

$R_o = 7,25$ ohm

$G_s = 458,92$ kV/m

$I_g = 27,79$ kA

$L = 0,0026$ mH

$C = 0,00029$ μ F

ELECTRODO VERTICAL CON EMPOTRAMIENTO**CARACTERÍSTICAS :**

Rsv.suelo = 20 Ohm * m
 Perm. Relativa (ϵ_r) = 12
 Longitud (L_g) = 2.40 m
 Radio (r) = 0.0079 m
 Empotrado (h) = 0.3 m
 Configuración Rtr = Irayo vs V.Rtr

PARÁMETROS :

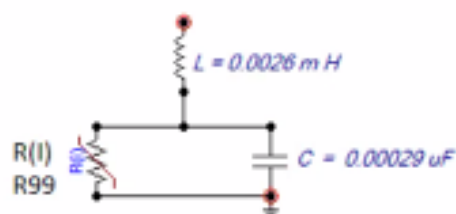
$R_o = 7.25$ Ohm RLAT

$G_s = 458.92$ KV / m

$I_g = 27.79$ KA

$L = 0.0026$ mH

$C = 0.00029$ uF



[$R_o = 7.25$ Ohm]

Figura 18. Sistema de puesta a tierra 1 – $R_0 = 7,25 \Omega$
 Adaptación: Autores

En la figura 19, se puede observar que el hilo de guarda 1 va a alcanzar su pico máximo de 141,39 kV cuando se induce un pulso tipo rayo de 5 kA antes de los 5 μ s.

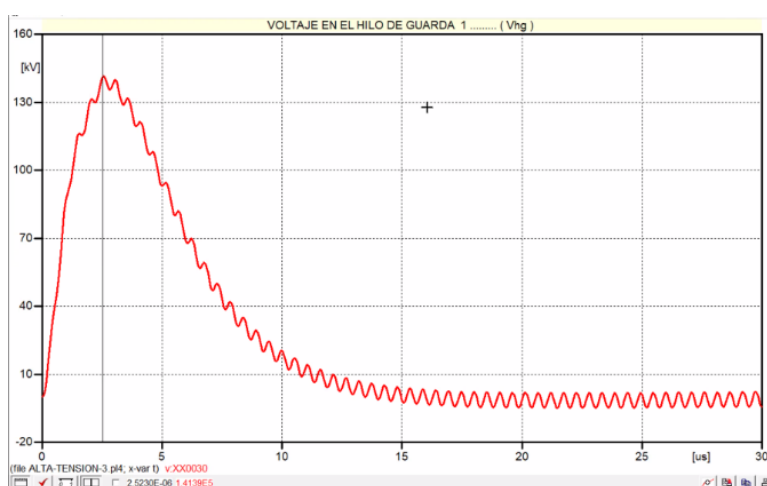
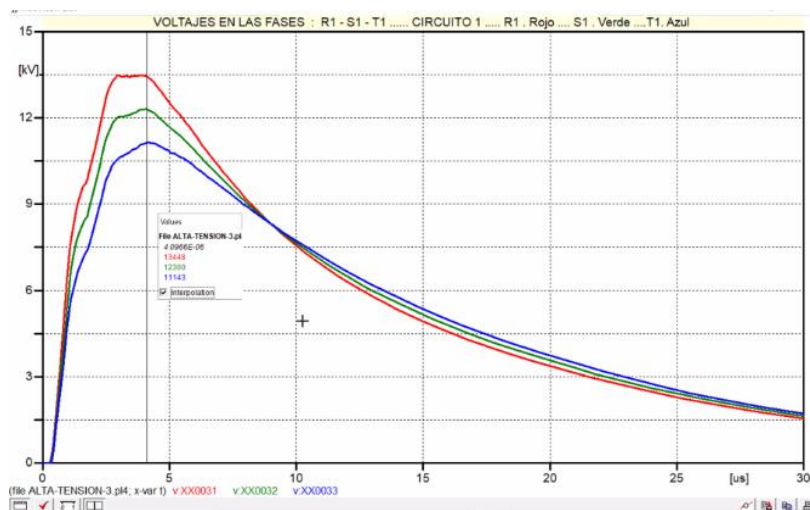


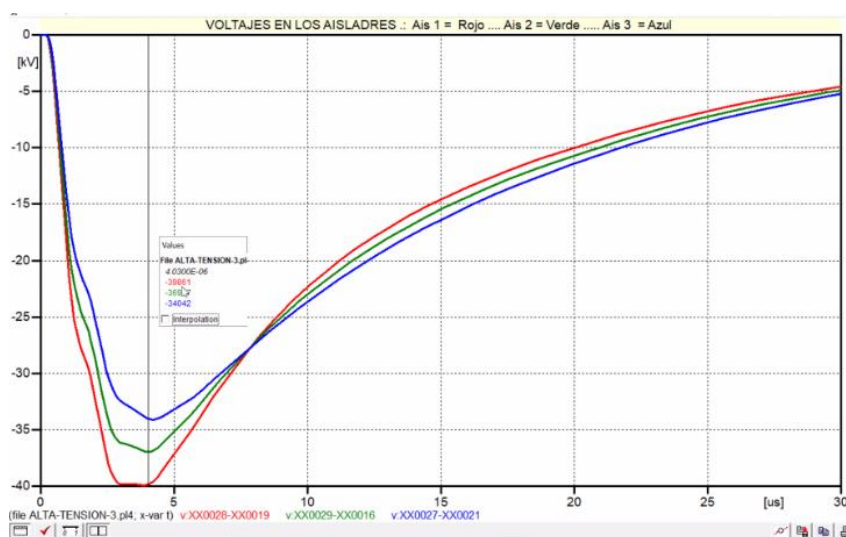
Figura 19. Voltaje de hilo de guarda Vhg
 Adaptación: Autores

Lo que muestra la figura 20, nos representa el voltaje cuando se induce a un pulso tipo rayo de 5kA el mismo que en este caso impacta en el hilo de guarda y se ve reflejado en las fases del circuito R1, S1 y T1 que son las mismas que comprenden al circuito uno.



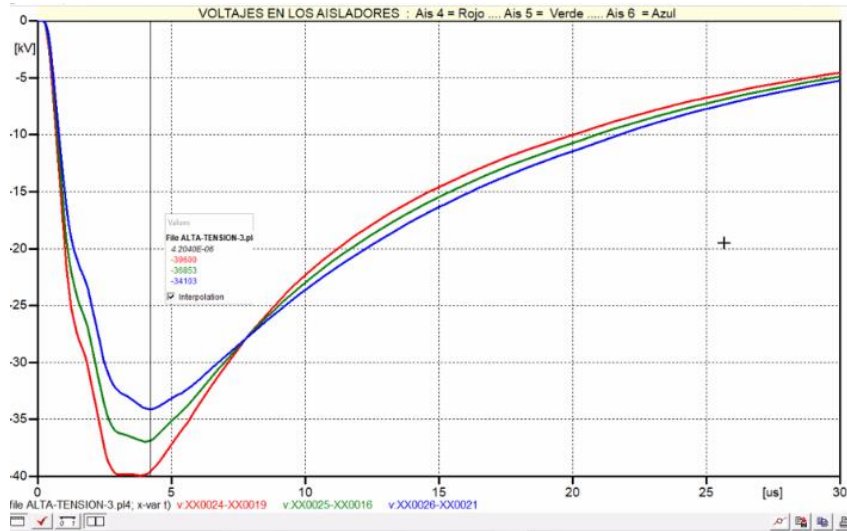
*Figura 20. Voltaje en las fases: R1 - S1 - T1
Adaptación: Autores*

En la figura 21, que nos representa el voltaje que vamos a tener ante el comportamiento de los aisladores ante un impacto tipo rayo de 5 kA, e identificar si existe flameo tanto sea por el rayo inducido o por el sistema de puesta a tierra.



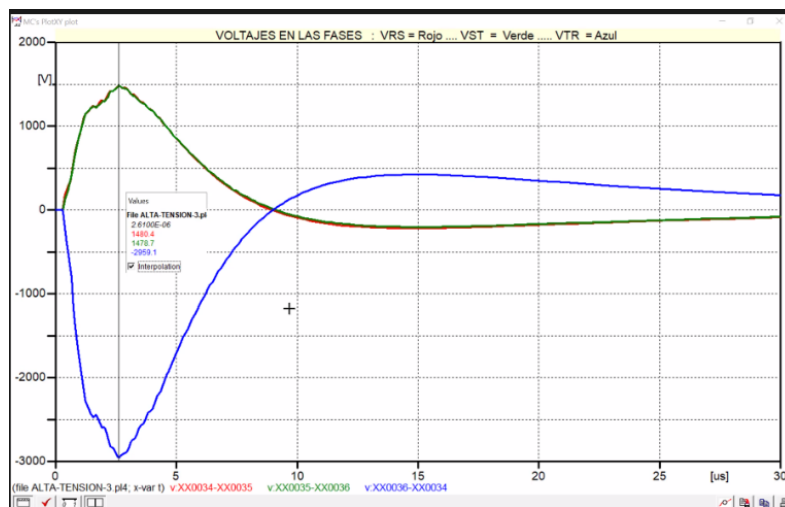
*Figura 21. Voltaje en los aisladores 1 – 2 - 3
Adaptación: Autores*

Se observa en la figura 22, el voltaje que ocurre en los aisladores 4 – 5 – 6 ante un impulso tipo rayo y cuáles son los sus voltajes pico respectivamente.



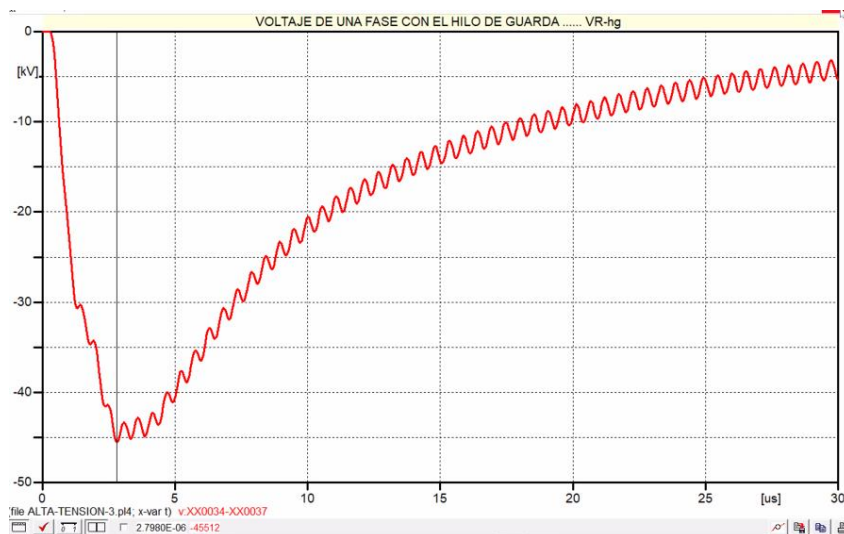
*Figura 22. Voltaje en los aisladores 4 - 5 - 6
Adaptación: Autores*

Se observa en la figura 23, cuál es el voltaje presente en las líneas RS – ST – RT, ante una descarga tipo rayo de 5 kA, y con un sistema de puesta tierra específico.



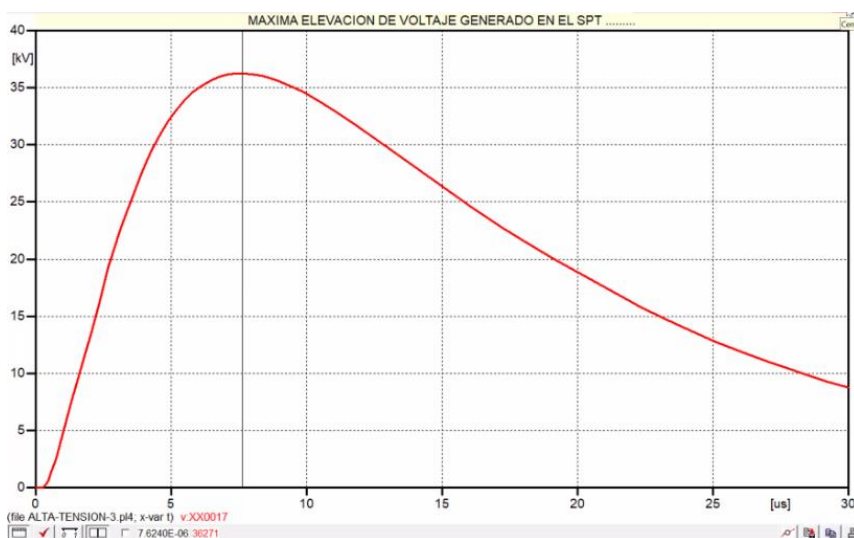
*Figura 23. Voltaje en las fases RS - ST - TR
Adaptación: Autores*

En la figura 24, se observa cual es el voltaje que ocurre entre el hilo de guarda con respecto a una línea en este caso R, además de conocer como va actuar ante la descarga tipo rayo y el sistema de puesta a tierra que actúan en este caso.



*Figura 24. Voltaje de una fase con el hilo de guarda VRhg
Adaptación: Autores*

En la figura 25, muestra cuál es la máxima elevación del volate generado por el sistema de puesta a tierra, frente a impulso tipo rayo.



*Figura 25. Máxima elevación de voltaje generado en el SPT
Adaptación: Autores*

En la figura 26, se muestra el sistema de puesta tierra 2, el mismo que tiene una resistencia de 18,13 ohm y una resistencia al terreno de 50 Ohm * m

ELECTRODO VERTICAL CON EMPOTRAMIENTO

CARACTERÍSTICAS :

Rsv.suelo = 50 Ohm * m
 Perm. Relativa (Er) = 12
 Longitud (Lg) = 2.40 m
 Radio (r) = 0.0079 m
 Empotrado (h) = 0.3 m
 Congfiguración . Rtr = Irayo vs V.Rtr

PARÁMETROS :

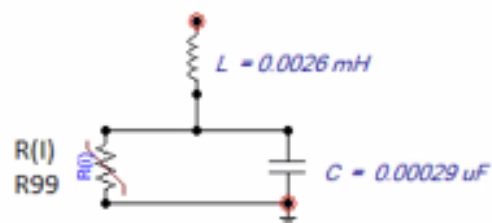
Ro = 18.13 Ohm RLAT

Gs = 558.85 KV / m

Ig = 13.53 KA

L = 0.0026 mH

C = 0.00029 uF



[Ro = 18.13 Ohm]

Figura 26. Sistema de puesta a tierra 2 - $R_0 = 18,15\Omega$
Adaptación: Autores

En la figura 27, se muestra el sistema de puesta tierra 3, el mismo que tiene una resistencia de 36,25 ohm y una resistencia al terreno de 100 Ohm * m

ELECTRODO VERTICAL CON EMPOTRAMIENTO

CARACTERÍSTICAS :

Rsv.suelo = 100 Ohm * m
 Perm. Relativa (Er) = 17
 Longitud (Lg) = 2.40 m
 Radio (r) = 0.0079 m
 Congfiguración . Rtr = Irayo vs V.Rtr

PARÁMETROS :

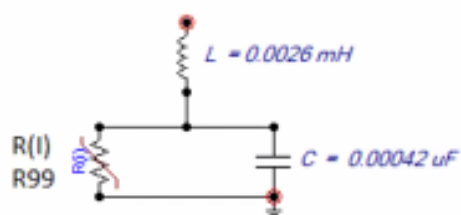
Ro = 36.25 Ohm RLAT

Gs = 648.66 KV / m

Ig = 7.85 KA

L = 0.0026 mH

C = 0.00042 uF



[Ro = 36.25 Ohm]

Figura 27. Sistema de puesta a tierra 3 - $R_0 = 36,25\Omega$
Adaptación: Autores

En la figura 28, se muestra el sistema de puesta tierra 4, el mismo que tiene una resistencia de 54,38 ohm y una resistencia al terreno de 150 Ohm * m

ELECTRODO VERTICAL CON EMPOTRAMIENTO

CARACTERÍSTICAS :

Rsv.suelo = 150 Ohm * m
 Perm. Relativa (Er) = 25
 Longitud (Lg) = 2.40 m
 Radio (r) = 0.0079 m
 Empotrado (h) = 0.3 m
 Congiguración . Rtr = Irayo vs V.Rtr

PARÁMETROS :

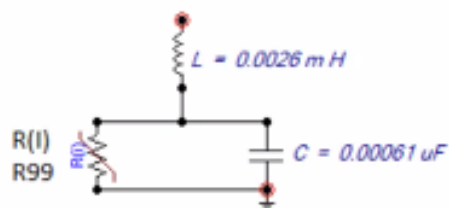
Ro = 54.38 Ohm RLAT

Gs = 707.74 KV / m

Ig = 5.71 KA

L = 0.0026 mH

C = 0.00061 uF



[Ro = 54.38 Ohm]

Figura 28. Sistema de puesta a tierra 4 - $R_0 = 54,38\Omega$

Adaptación: Autores

En la figura 29, se muestra el sistema de puesta tierra 5, el mismo que tiene una resistencia de 72,51 ohm y una resistencia al terreno de 200 Ohm * m

ELECTRODO VERTICAL CON EMPOTRAMIENTO

CARACTERÍSTICAS :

Rsv.suelo = 200 Ohm * m
 Perm. Relativa (Er) = 25
 Longitud (Lg) = 2.40 m
 Radio (r) = 0.0079 m
 Empotrado (h) = 0.3 m
 Congiguración . Rtr = Irayo vs V.Rtr

PARÁMETROS :

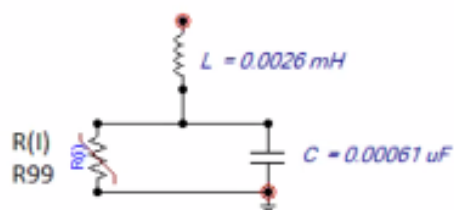
Ro = 72.51 Ohm RLAT

Gs = 752.9 KV / m

Ig = 4.56 KA

L = 0.0026 mH

C = 0.00061 uF



[Ro = 72.51 Ohm]

Figura 29. Sistema de puesta a tierra 5 - $R_0 = 72,51\Omega$

Adaptación: Autores

En la figura 30, se muestra el sistema de puesta tierra 6, el mismo que tiene una resistencia de 362,02 ohm y una resistencia al terreno de 1000 Ohm * m

ELECTRODO VERTICAL CON EMPOTRAMIENTO

CARACTERÍSTICAS :

Rsv.suelo = 1000 Ohm * m
 Perm. Relativa (Er) = 25
 Longitud (Lg) = 2.40 m
 Radio (r) = 0.0079 m
 Empotrado (h) = 0.3 m
 Congiguración .Rtr = lrayo vs V.Rtr

PARÁMETROS :

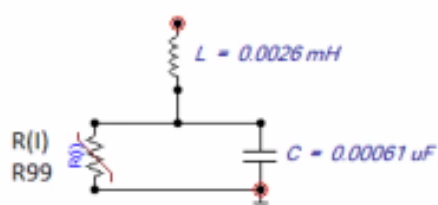
Ro = 362.2 Ohm RLAT

Gs = 1064.2 KV / m

Ig = 1.29 KA

L = 0.0026 mH

C = 0.00061 uF



[Ro = 362.2 Ohm]

Figura 30. Sistema de puesta a tierra 6 - $R_0 = 362,2\Omega$
 Adaptación: Autores

En la figura 31, se muestra la curva, la cual va a representar a nuestro sistema de puesta tierra 1, el mismo que tiene una resistencia de 7,25 ohm y una resistencia al terreno de 20 Ohm * m

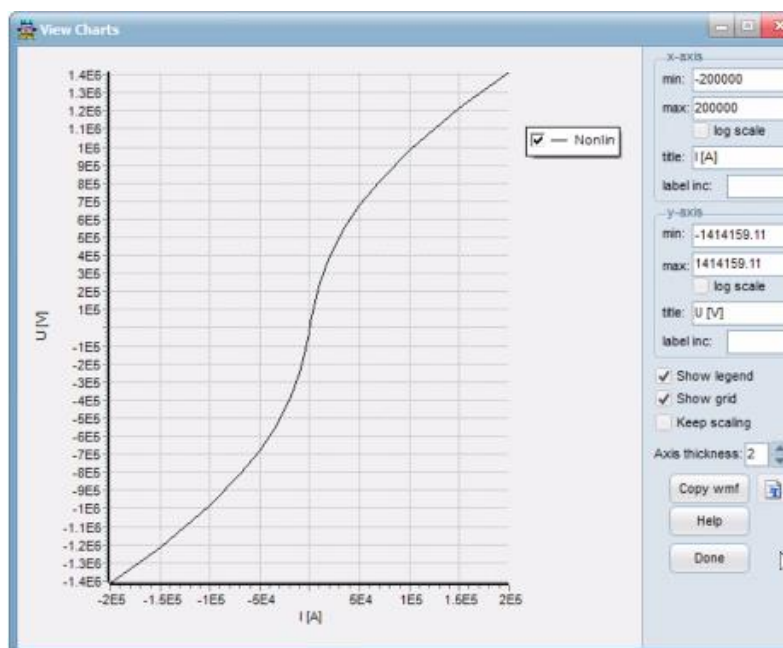


Figura 31. Curva de sistema de puesta a tierra 1 - $R_0 = 7,25\Omega$
 Adaptación: Autores

En la figura 32, se muestra la curva, la cual va a representar a nuestro sistema de puesta tierra 2, el mismo que tiene una resistencia de 18,13 ohm y una resistencia al terreno de 50 Ohm * m

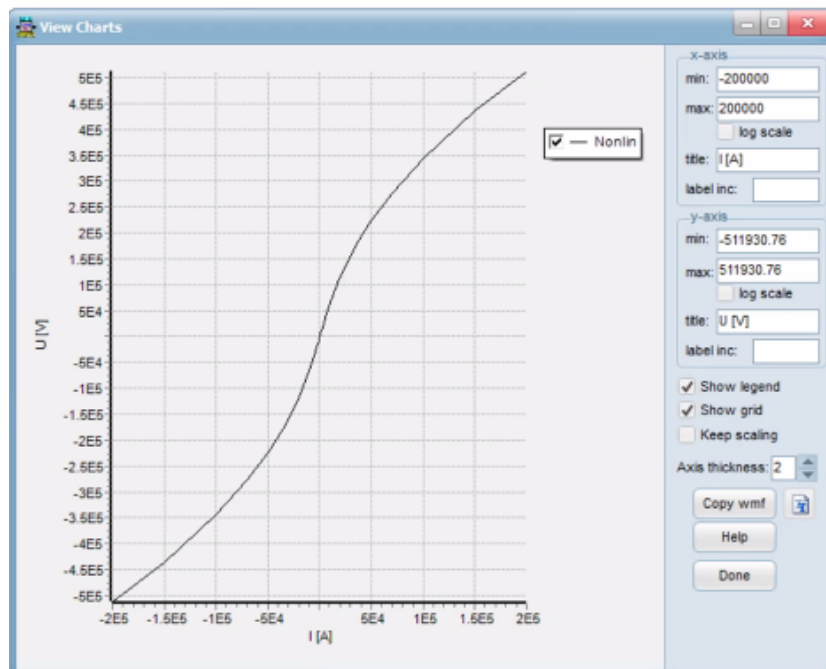


Figura 32. Curva de sistema de puesta a tierra 2 - $R_0 = 18,13\Omega$
Adaptación: Autores

En la figura 33, se muestra la curva, la cual va a representar a nuestro sistema de puesta tierra 3, el mismo que tiene una resistencia de 36,25 ohm y una resistencia al terreno de 100 Ohm * m

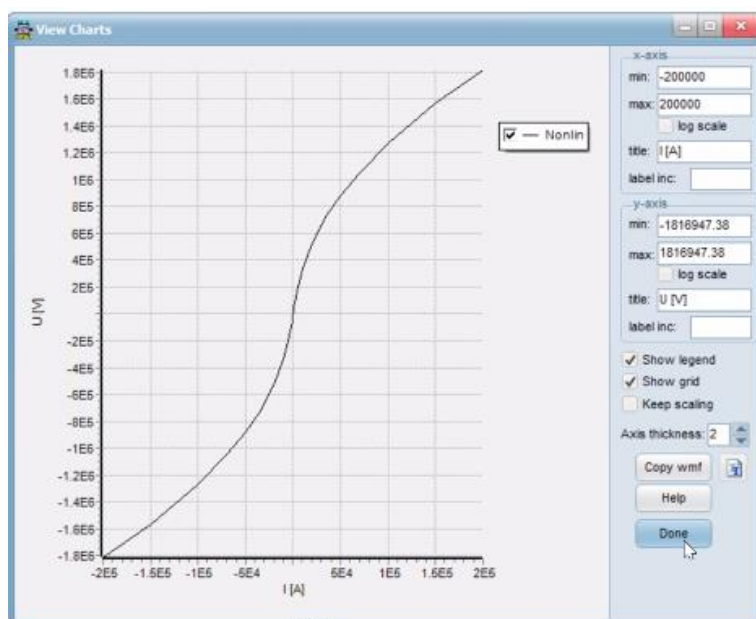


Figura 33. Curva de sistema de puesta a tierra 3 - $R_0 = 36,25\Omega$
Adaptación: Autores

En la figura 34, se muestra la curva, la cual va a representar a nuestro sistema de puesta tierra 4, el mismo que tiene una resistencia de $54,38 \text{ ohm}$ y una resistencia al terreno de $150 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$

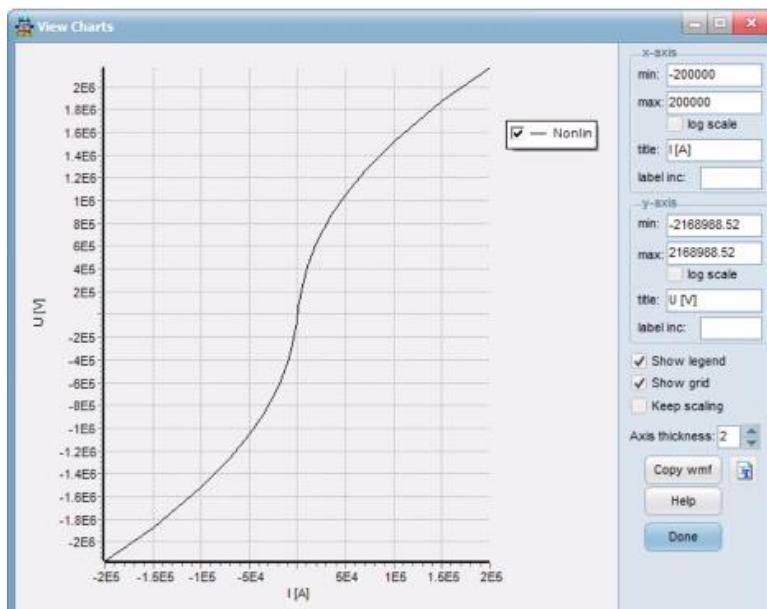


Figura 34. Curva de sistema de puesta a tierra 4 - $R_0 = 54,38\Omega$
Adaptación: Autores

En la figura 35, se muestra la curva, la cual va a representar a nuestro sistema de puesta tierra 5, el mismo que tiene una resistencia de $72,51 \text{ ohm}$ y una resistencia al terreno de $200 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$

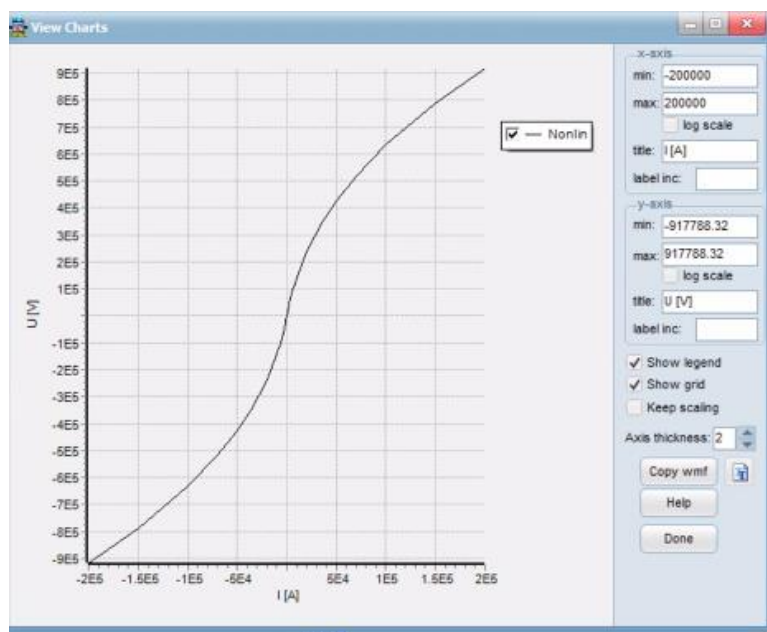


Figura 35. Curva de sistema de puesta a tierra 5 - $R_0 = 72,51\Omega$
Adaptación: Autores

En la figura 36, se muestra la curva, la cual va a representar a nuestro sistema de puesta tierra 6 el mismo que tiene una resistencia de 362,02 ohm y una resistencia al terreno de 1000 Ohm * m

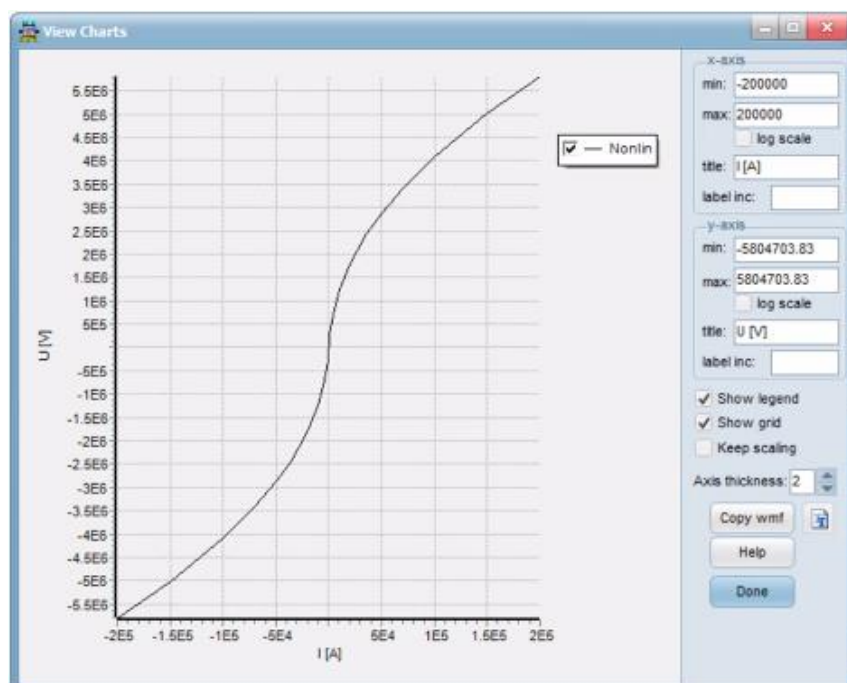


Figura 36. Curva de sistema de puesta a tierra 6 - $R_0 = 362,02\Omega$
Adaptación: Autores

6.1 Aislador ANSI 52-3

En la figura 37, se conoce cuáles son los parámetros que debe de poseer un aislador para esta simulación, en este caso debemos de tener presente cual es la acción que debe de hacer el aislador o en para este modelo debe de ser una cadena de seis discos.

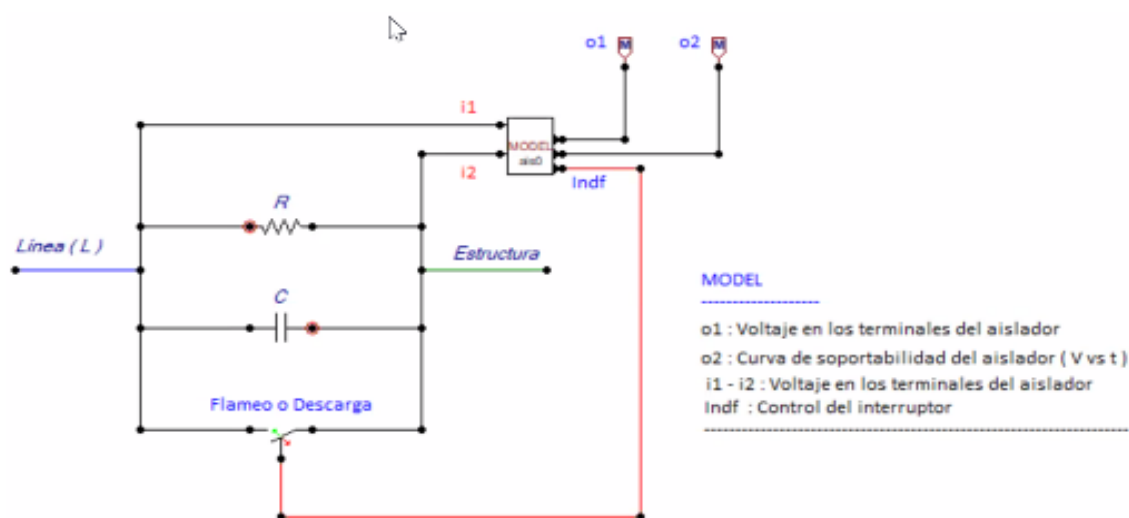
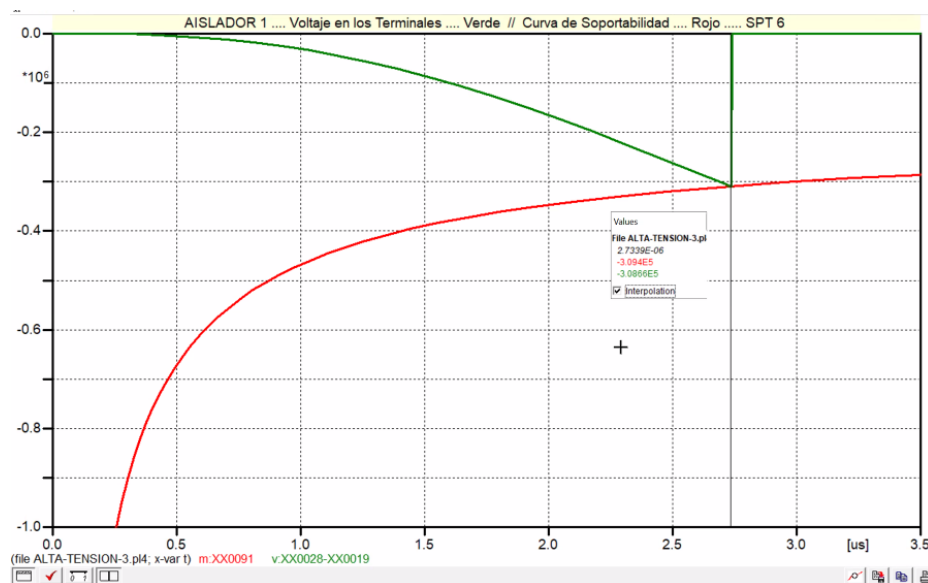


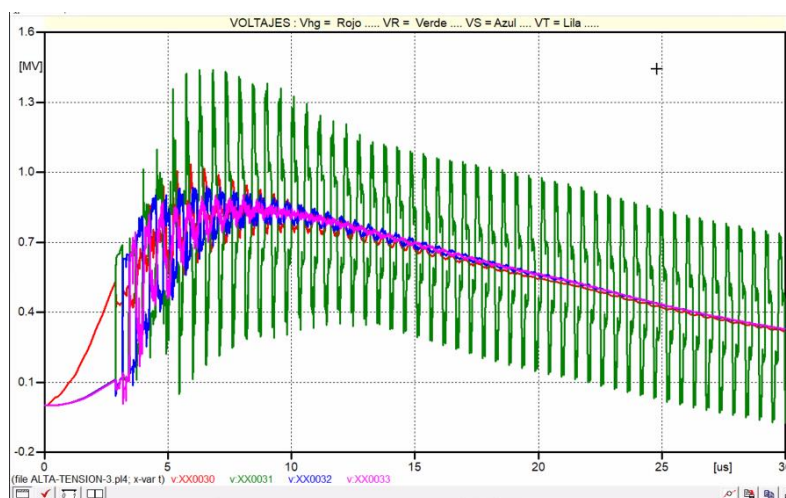
Figura 37. Modelo de aislador en ATP – DRAW
Adaptación: Autores

En la figura 38, cuando el impulso tipo rayo va a afectar a nuestros aisladores, nos referimos que el hilo de guarda no cumplió su objetivo de ser la primera protección para nuestro sistema de transmisión, por lo tanto, debemos de saber cuál es la curva de soportabilidad que debe de tener el aislador para que soporte la descarga atmosférica, a eso nos referimos en esta imagen que si el impacto que se provoca es mayor a lo que puede soportar el aislador es muy probable que exista un arco eléctrico.



*Figura 38. Voltaje del aislador Vs Curva de soportabilidad
Adaptación: Autores*

En la figura 39, se ve la distorsión del voltaje y se genera estados transitorios en alta frecuencia al momento de que existe un impacto en el hilo de guarda con un sistema de puesta a tierra tipo 4 y es la representación de los voltajes en el hilo de guarda, en R, S, T, nos referimos a la prueba 2.



*Figura 39. Distorsión del voltaje en hilo de guarda - fase R - fase S - fase T
Adaptación: Autores*

En la figura 40, se muestra un pulso transitorio de alta frecuencia son los voltajes en los cuales los aisladores después del flameo las líneas RS, ST, RT se presenta un sobrevoltaje muy elevado y se da el caso de que va a pasar de estado transitorio, como se observa en las láminas anteriores se da que los aisladores van a dar su flameo antes de los 5 μ s, antes de este tiempo los aisladores van a soportar el sobrevoltaje que se está presentando a lo que nos referimos que su voltaje se va a mantener.

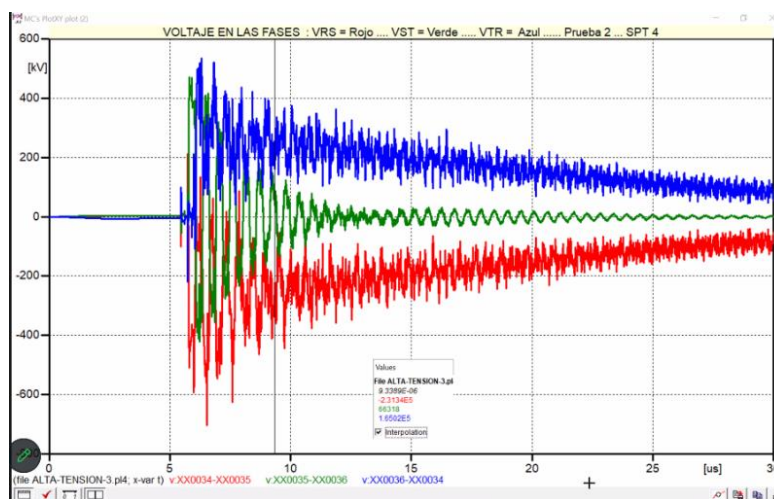


Figura 40. Distorsión de los voltajes entre las líneas RS - ST – TR
Adaptación: Autores

En la figura 41, se muestra de cómo se va a comportar el voltaje de fase – hilo de guarda (VR – hg), al momento del impacto del rayo, se va a dar impulsos de sobre voltajes, esto ocurre cuando contamos con un sistema de puesta tierra 6, que es unos de los tipos de sistemas que estamos analizando.

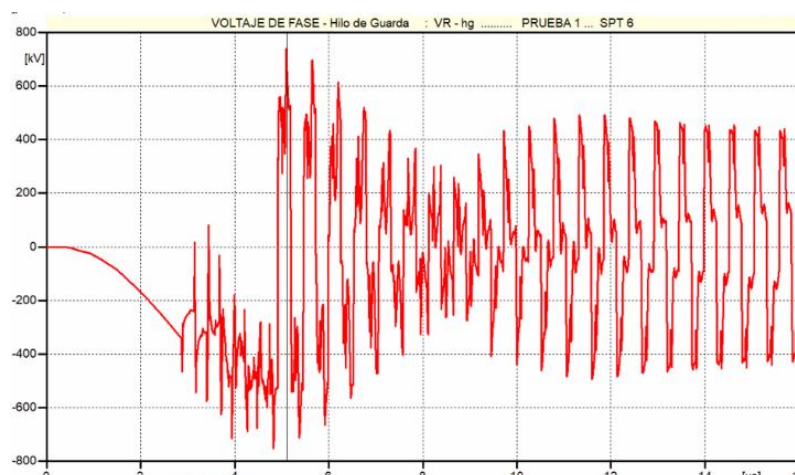
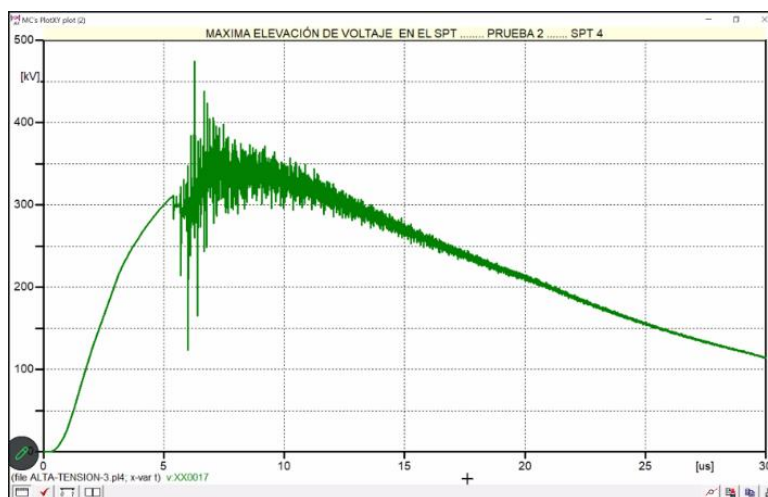


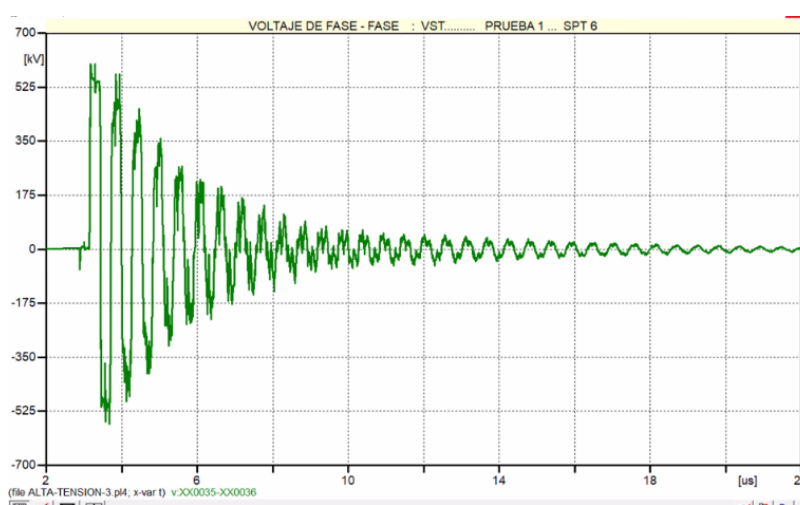
Figura 41. Distorsión en el voltaje hilo de guarda
Adaptación: Autores

En la figura 42, observamos la máxima elevación de voltaje, con respecto a la imagen nos damos cuenta de cómo se va dando el comportamiento del voltaje del aislador y que antes de los 5 μs el aislador resiste luego de ese tiempo ya comienza a darse el flameo, posterior a lo ocurrido comienza el estado transitorio de sobrevoltaje.



*Figura 42. Máxima elevación de voltaje en el sistema de puesta a tierra
Adaptación: Autores*

En la figura 43, se observa el comportamiento del voltaje de fase – fase cuando se da una descarga tipo rayo en el hilo de guarda con un sistema de puesta a tierra 4.



*Figura 43. Voltaje de fase ST
Adaptación: Autores*

6.2 Impacto en torre de 69kV

En la figura 44, se observa cuáles son los aisladores que van a flamear y a que corriente van a flamear eso nos quiere decir que para el SPT 1 va a existir un flameo cuando tenemos una descarga de 40 kA y también cuántos aisladores van a flamear.

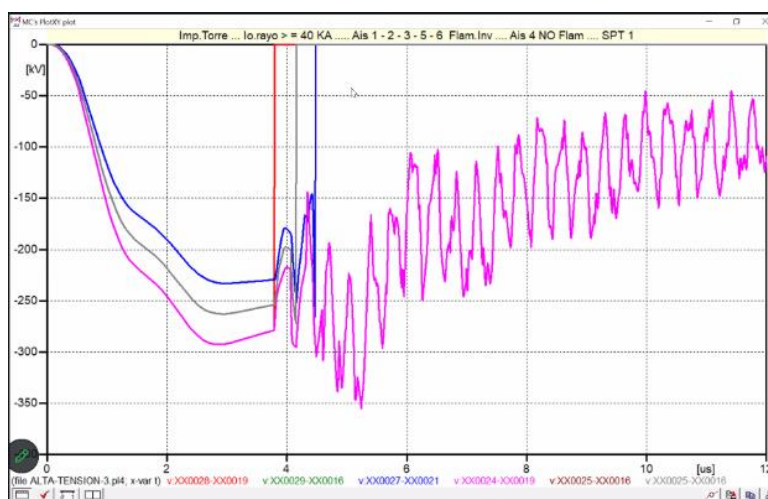


Figura 44. Impacto en torre de 40kA es aislador 1 - 2 - 3 - 5 - 6
Adaptación: Autores

En la figura 45, se observa cuáles son los aisladores que van a flamear y a que corriente van a flamear eso nos quiere decir que para el SPT 2 va a existir un flameo cuando tenemos una descarga de 26 kA y también cuántos aisladores van a flamear.

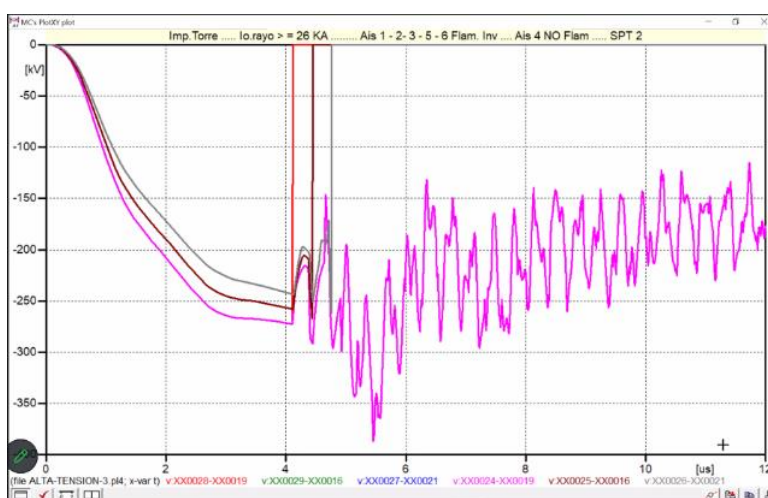


Figura 45. Impacto en torre de 26kA en aislador 1 - 2 - 3 - 5 - 6
Adaptación: Autores

En la figura 46, se observa cuáles son los aisladores que van a flamear y a que corriente van a flamear eso nos quiere decir que para el SPT 3 va a existir un flameo cuando tenemos una descarga de 14 kA y también cuantos aisladores van a flamear.

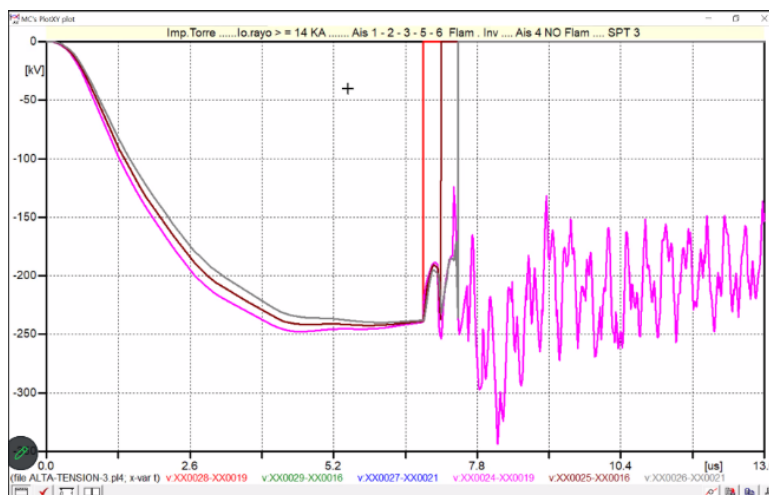


Figura 46. Impacto en torre de 14kA en aislador 1 - 2 - 3 - 5 - 6
Adaptación: Autores

En la figura 47, se observa cuáles son los aisladores que van a flamear y a que corriente van a flamear eso nos quiere decir que para el SPT 4 va a existir un flameo cuando tenemos una descarga de 9 kA y también cuantos aisladores van a flamear.

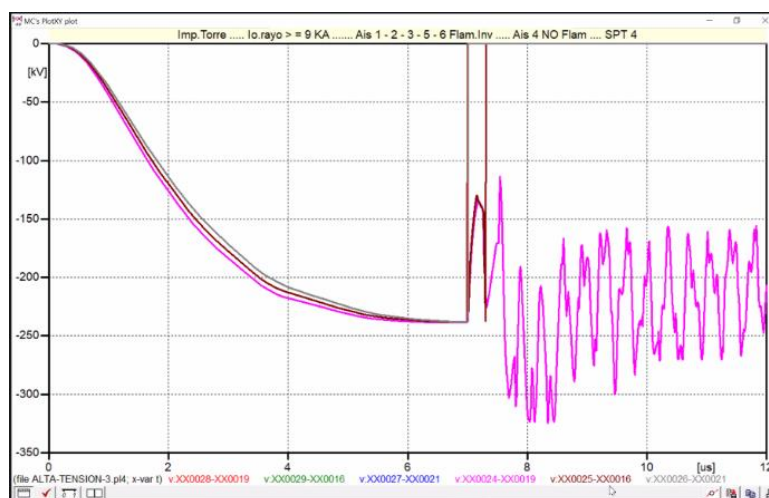
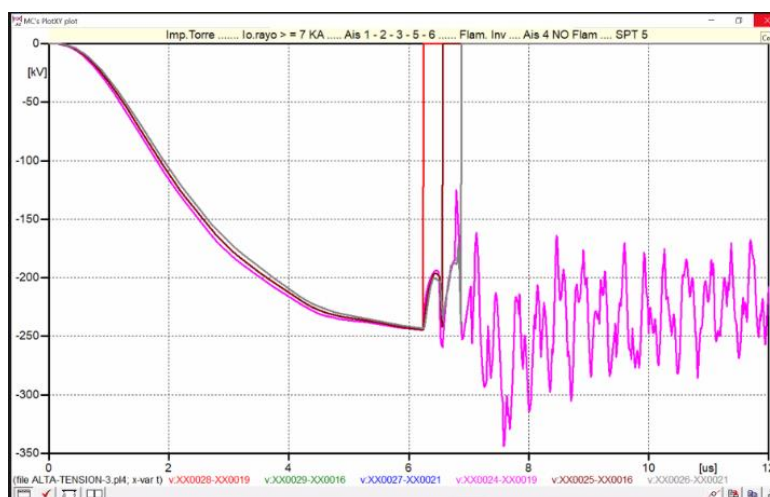


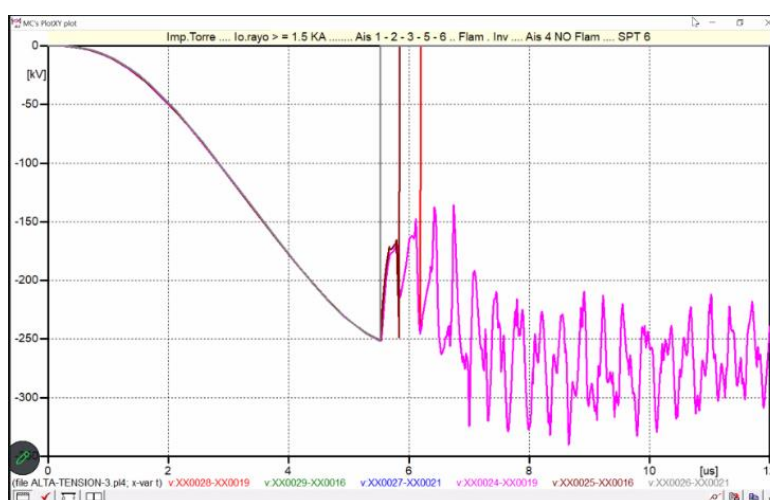
Figura 47. Impacto en torre de 9kA en aislador 1 - 2 - 3 - 5 - 6
Adaptación: Autores

En la figura 48, se observa cuáles son los aisladores que van a flamear y a que corriente van a flamear eso nos quiere decir que para el SPT 5 va a existir un flameo cuando tenemos una descarga de 7 kA y también cuantos aisladores van a flamear.



*Figura 48. Impacto en torre de 7kA en aislador 1 - 2 - 3 - 5 – 6
Adaptación: Autores*

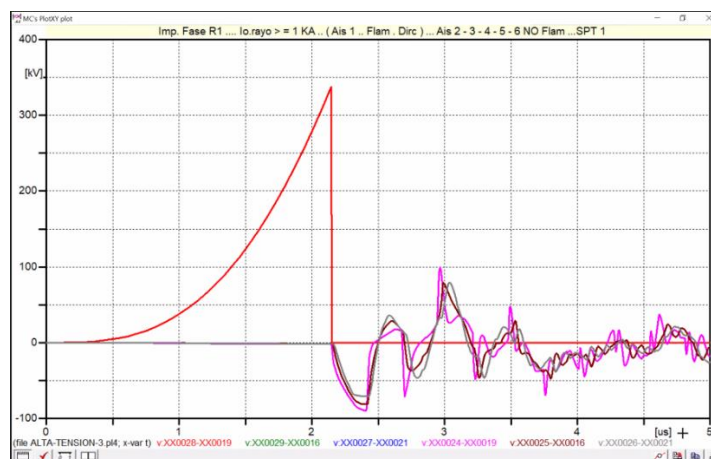
En la figura 49, se observa cuáles son los aisladores que van a flamear y a que corriente van a flamear eso nos quiere decir que para el SPT 6 va a existir un flameo cuando tenemos una descarga de 1,5 kA y también cuantos aisladores van a flamear.



*Figura 49. Impacto en torre de 1,5kA en aislador 1 - 2 - 3 - 5 – 6
Adaptación: Autores*

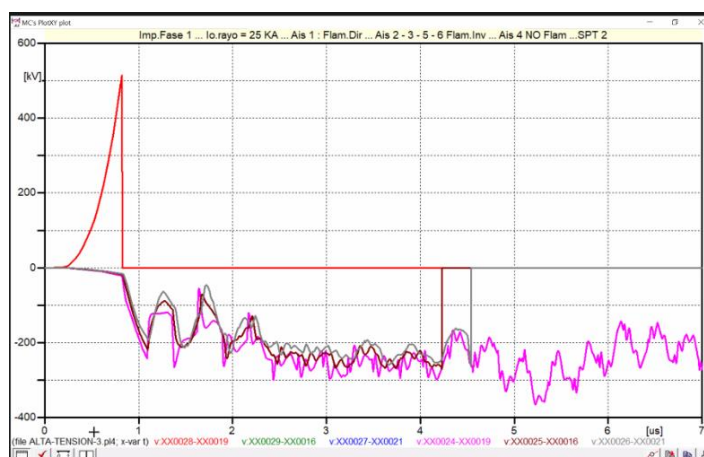
6.3 Flameo directo en la línea R1

En las siguientes representaciones gráficas se muestra el comportamiento de los aisladores ante un impacto directo en el sistema. En el caso de un impacto de 25 kA, se observa que, independientemente del sistema de puesta a tierra utilizado, el primer aislador en la cadena experimentará flameo directo. Para los aisladores subsiguientes, el tipo de sistema de puesta a tierra será determinante. Como se ve en la figura 50 para el sistema de puesta a tierra 1 solo se va a dar flameo en el primero de ahí en los otros no llega a flamear.



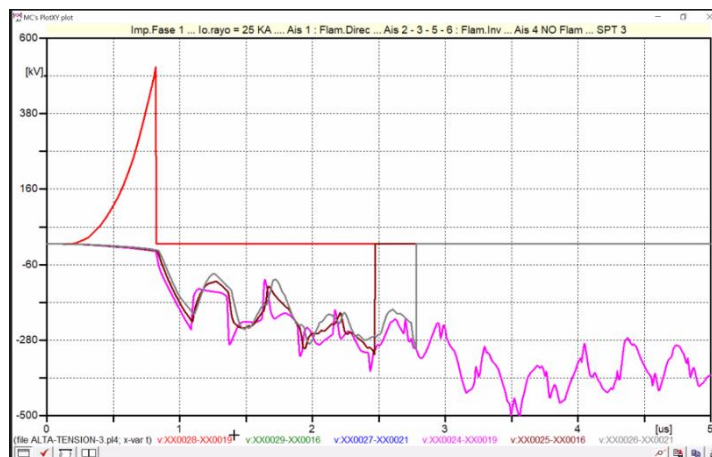
*Figura 50. Impacto en fase R1 de 1kA - FlameoDirec. aislador 1
- Flameo Inver. Aislador 2 - 3 - 4 - 5 - 6
Adaptación: Autores*

En la figura 51 como se puede observar ya va a existir flameo tanto inverso como directo, como se puede observar en el aislador 4 no va a presentarse flameo, y debemos de tener presente cual es el tiempo de flameo en lo que los aisladores siguientes flamean.



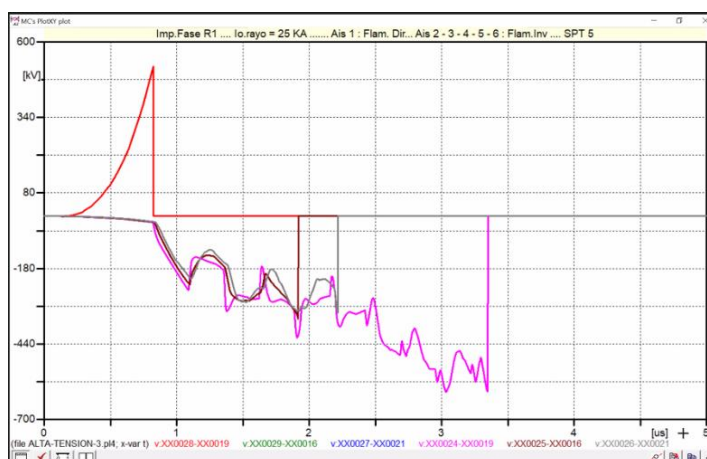
*Figura 51. Impacto en fase R1 de 25kA - FlameoDirec. aislador 1 - Flameo
Inver. Aislador 2 - 3 - 5 - 6
Adaptación: Autores*

Como se observa en la figura 52 como en el otro caso de la figura 51 va a ocurrir lo mismo con los aisladores y así mismo el aislador 4 no va a flamear, pero en este caso debemos de tener presente que el tiempo en que los aisladores van a flamear va a hacer menor.



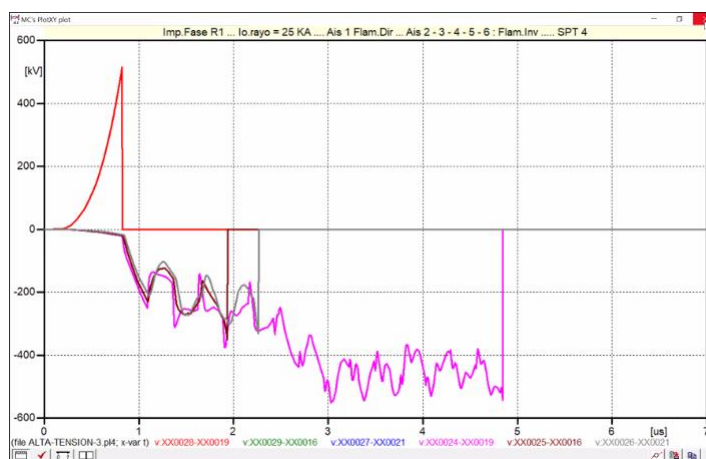
*Figura 52. Impacto en fase R1 de 25kA - aislador 1 – Flameo Direc. aislador 2 - 3 - 5 - 6, Flameo Inver. aislador 4 NO Flameo. SPT 3
Adaptación: Autores*

En la figura 53 se entiende que va a suceder en los casos anteriores que el aislador 1 va a flamear de manera directa y los otros aisladores van a flamear, pero en este caso el aislador 4 ya va a presentar flameo y eso se debe también al sistema de puesta a tierra que vamos a implementar.



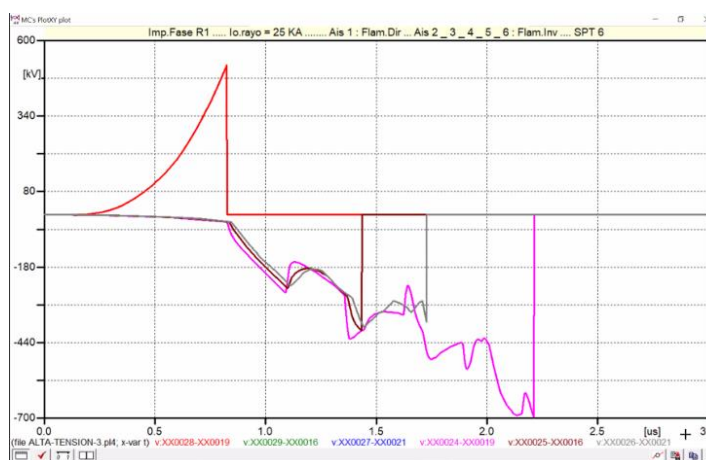
*Figura 53. Impacto en fase R1 de 25kA, aislador 1 – Flameo Direc., aislador 2 - 3 - 4 - 5 - 6, Flameo Inver., SPT 5
Adaptación: Autores*

Para la figura 54 se va a tener que ya todos los aisladores van a flamear y además observamos que el tiempo en el que van a flamear los otros aisladores con respecto al 4 es el tiempo de flameo eso quiere decir que se tomó más tiempo el mismo para que se dé flameo.



*Figura 54. Impacto en fase R1 de 25kA, aislador 1 – Flameo Direc., aislador 2 - 3 - 4 - 5 - 6, Flameo Inver., SPT 4
Adaptación: Autores*

Para el caso de que tengamos un sistema de puesta a tierra 6 observamos en la figura 55 como en los casos anteriores que va a presentar tanto flamao directo como inverso, además de que el tiempo de flamao va a ser menor.

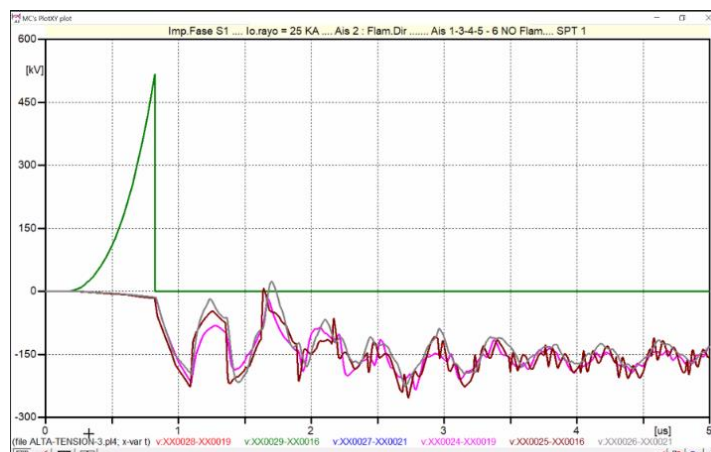


*Figura 55. Impacto en fase R1 de 25kA, aislador 1 – Flameo Direc., aislador 2 - 3 - 5 - 6, Flameo Inver., SPT 6
Adaptación: Autores*

6.4 Flameo directo en la línea S1

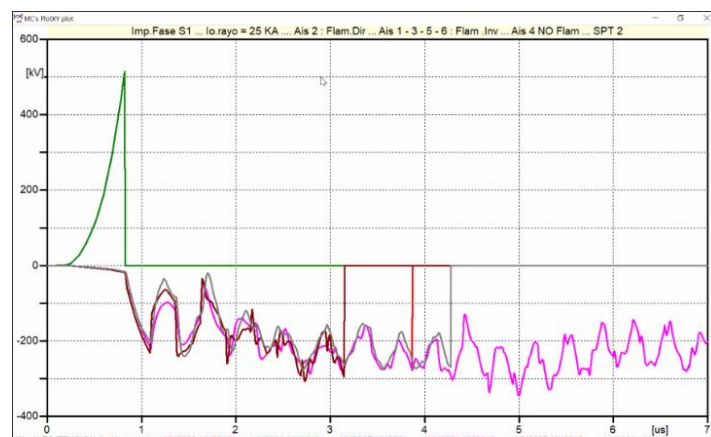
En las siguientes figuras nos dan a entender cuando existe un impacto directo en el sistema los aisladores se van a comportar de la siguiente manera en el caso de que se dé un impacto de 25 kA se va a obtener primero que en todos los casos indiferente el sistema de puesta a tierra que se utilice el aislador uno que se encuentra en la cadena va a presentar flamao

directo. En la figura 56 observamos que va a ver flamer directo en el aislador 1, pero los demás aisladores no van a presentar flameo.



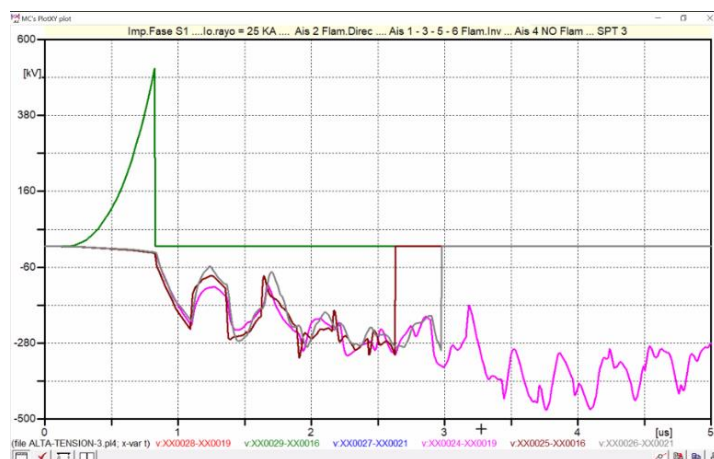
*Figura 56. Impacto en fase S1 de 25kA, aislador 2 - Flameo Direc., aislador 1 - 3 - 5, aislador 6 - no flameo, SPT 1
Adaptación: Autores*

Observamos que en la figura 57 aparte del flameo directo en el aislador uno, va a existir un flameo inverso en los siguientes aisladores presentes en la cadena, pero para el aislador 4 no va a presentar flameo.



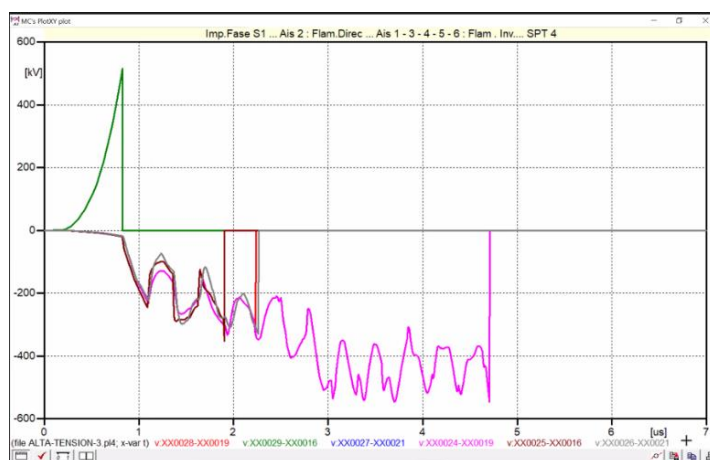
*Figura 57. Impacto en fase S1 de 25kA, aislador 2 - Flameo Direc., aislador 1 - 3 - 5 - 6 Flameo Inverso, aislador 4 - no flameo, SPT 2
Adaptación: Autores*

En la figura 58 como se observa va a existir flameo inverso y directo respectivamente en cada aislador y a la vez el aislador 4 no va a flamear con este sistema de puesta a tierra.



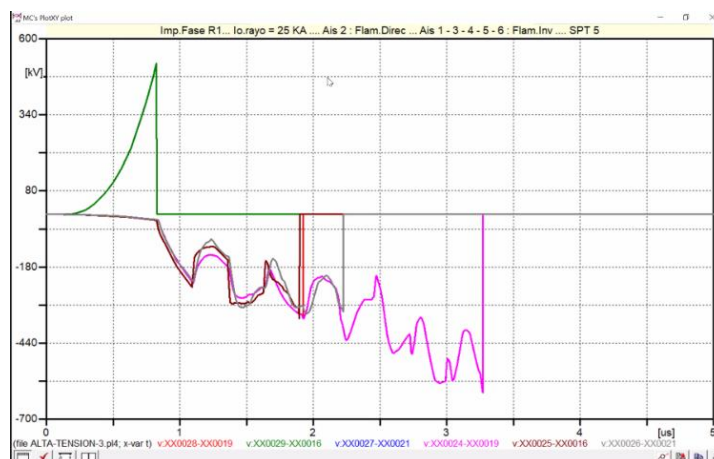
*Figura 58. Impacto en fase S1 de 25kA, aislador 2 - Flameo Direc., aislador 1 - 3 - 5 - 6 - Flameo Inverso, aislador 4 - no flameo, SPT 3
Adaptación: Autores*

En la figura 59 se puede observar que ya con el sistema de puesta a tierra y con el mismo impacto de rayo el único aislador que no flameaba ya presento flameo, claro está que el tiempo es más largo.



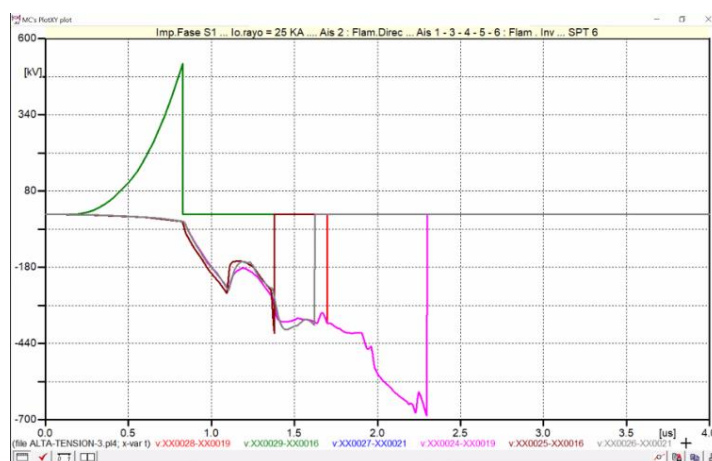
*Figura 59. Impacto en fase S1, aislador 2 - Flameo Direc., aislador 1 - 3 - 4 - 5 - 6 - Flameo Inverso, SPT 4
Adaptación: Autores*

En la siguiente figura 60 se puede ver que con un sistema de puesta a tierra 5 el tiempo de flameo del aislador 4 va a ser más corto con respecto al tiempo de flameo de los otros aisladores y ya sabemos que el aislador 1 es el único que va a presentar flameo directo.



*Figura 60. Impacto en fase R1 de 25kA, aislador 2 - Flameo Direc.,
aislador 1 - 3 - 4 - 5 - 6 - Flameo Inverso, SPT 5
Adaptación: Autores*

Se puede observar que en la figura 61, que ya va a existir el flameo en todos los aisladores tanto inverso como directo, con un sistema de puesta a tierra 6 y se ve también que el tiempo de flameo inverso entre los aisladores va a ser más corto entre sí.



*Figura 61. Impacto en fase S1 de 25kA, aislador 2 - Flameo Direc.,
aislador 1 - 3 - 4 - 5 - 6 - Flameo Inverso, SPT 6
Adaptación: Autores*

6.5 Corrientes de flameo mínimo ante un rayo de 40 KA

En la figura 62, se puede observar las corrientes de flameo mínimas ante rayos de 40 Ka, que representan los aisladores 1, 2 y 3 en el SPT1, brindando una visión fundamental del rendimiento de los aisladores frente a descargas eléctricas de alta intensidad.

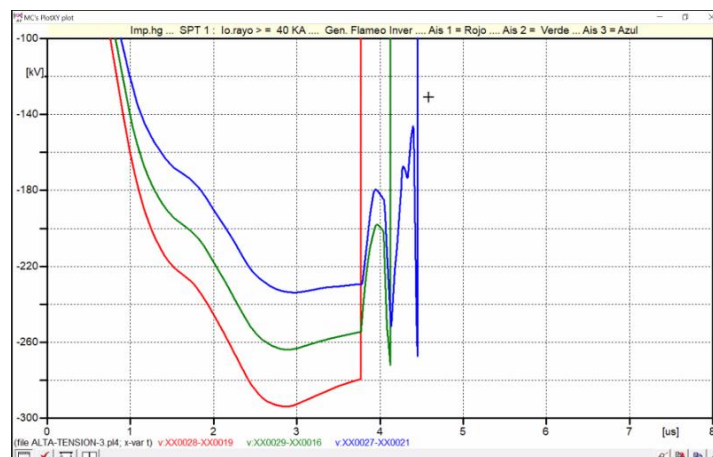


Figura 62. Impacto hg de 40 kA, Gen. Flameo Inverso, aislador 1 - rojo, aislador 2 - verde, aislador 3 – azul
Adaptación: Autores

La figura 63, muestra las corrientes de flameo mínimas ante rayos de 40 Ka, representando los aisladores 4, 5 y 6 en el SPT1, proporcionando información esencial sobre la resistencia y la capacidad de los aisladores para soportar condiciones extremas de sobretensión eléctrica.

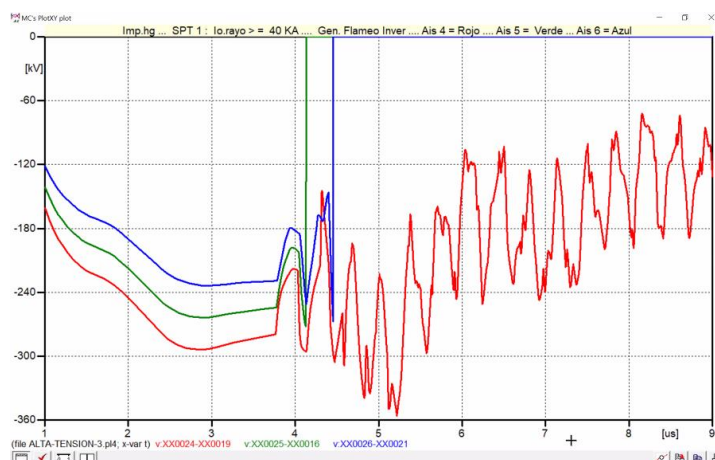
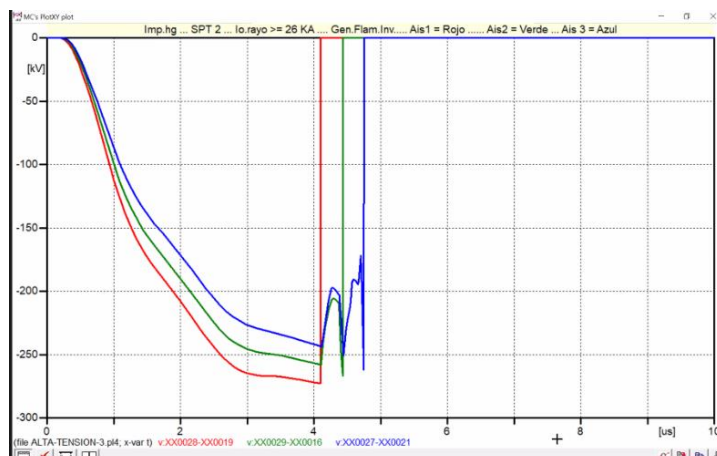


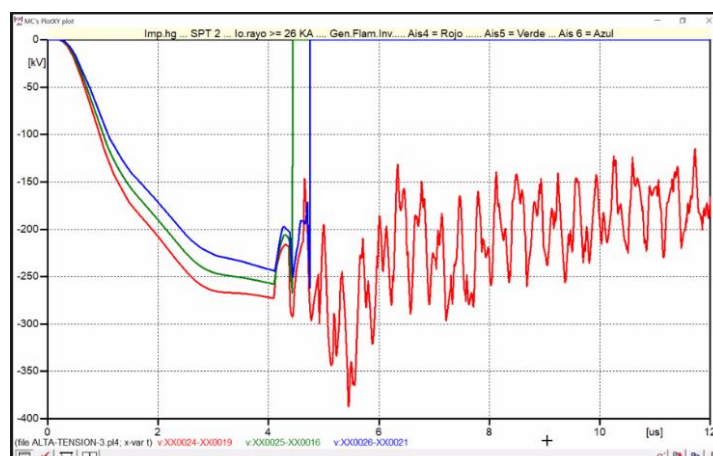
Figura 63. Impacto hg de 40 kA, Gen. Flameo Inverso, aislador 4 - rojo, aislador 5 - verde, aislador 6 – azul
Adaptación: Autores

Se observan en la figura 64, las corrientes de flameo mínimas inducidas por rayos de 26 Ka, las cuales reflejan los aisladores 1, 2 y 3 en el SPT2, proporcionando una visión detallada del comportamiento de los aisladores ante descargas eléctricas de alta intensidad.



*Figura 64. SPT 2, Impacto hg de 26 kA, Gen. Flameo Inverso, aislador 1 - rojo, aislador 2 - verde, aislador 3 – azul
Adaptación: Autores*

La representación gráfica 65, ilustra las corrientes de flameo mínimas frente a descargas de 26 Ka, destacando los aisladores 4, 5 y 6 en el SPT2, ofreciendo una perspectiva crucial del comportamiento de los aisladores bajo condiciones extremas de sobrecarga eléctrica.



*Figura 65. SPT 2, Impacto hg de 26 kA, Gen. Flameo Inverso, aislador 4 - rojo, aislador 5 - verde, aislador 6 – azul
Adaptación: Autores*

En la figura 66, se aprecian las corrientes de flameo mínimas en respuesta a descargas de 14 Ka, relacionadas con los aisladores 1, 2 y 3 en el SPT3, proporcionando información esencial sobre la resistencia y el rendimiento de los aisladores ante eventos de alta intensidad.

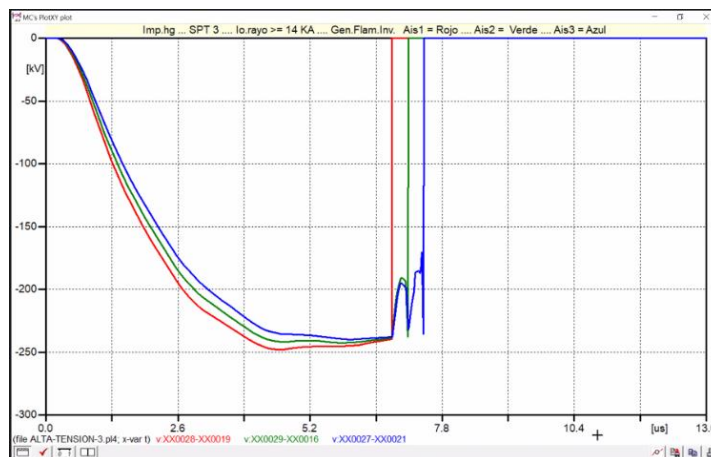


Figura 66. SPT 3, Impacto hg de 14 kA, Gen. Flameo Inverso, aislador 1 - rojo, aislador 2 - verde, aislador 3 – azul
Adaptación: Autores

La figura 67, exhibe las corrientes de flama mínimas generadas por rayos de 14 Ka, reflejando los aisladores 4, 5 y 6 en el SPT3, lo cual ofrece una visión crítica del comportamiento de los aisladores frente a descargas eléctricas de alta intensidad.

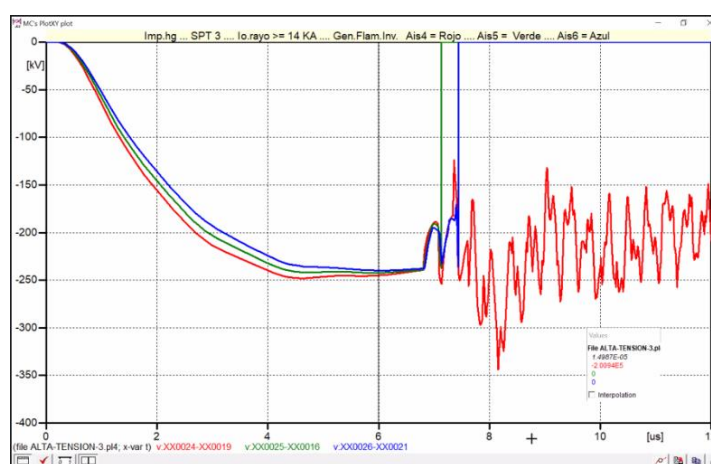
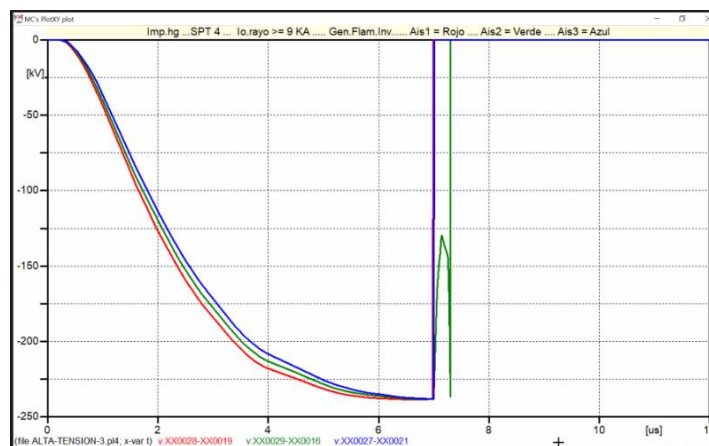


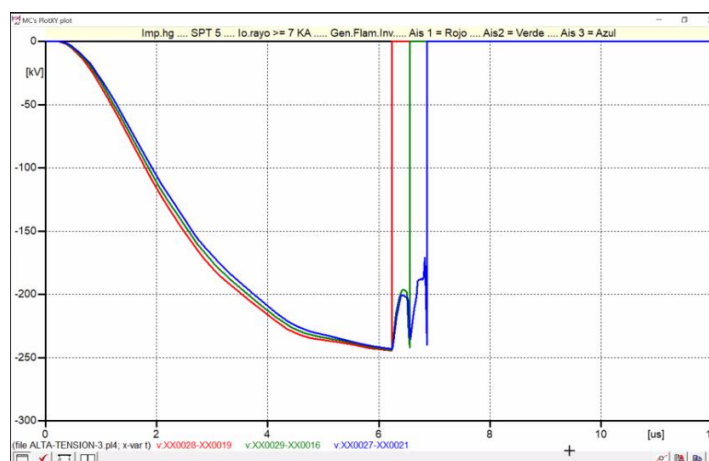
Figura 67. SPT 3, Impacto hg de 14 kA, Gen. Flameo Inverso, aislador 4 - rojo, aislador 5 - verde, aislador 6 – azul
Adaptación: Autores

Las corrientes de flama mínimas ante descargas de 9 Ka se aprecian en la figura 68, representando los aisladores 1, 2 y 3 en el SPT4 y proporcionando una visión clave del rendimiento de los aisladores ante condiciones extremas de sobretensión.



*Figura 68. SPT 4, Impacto hg de 9 kA, Gen. Flameo Inverso, aislador 1 - rojo, aislador 2 - verde, aislador 3 – azul
Adaptación: Autores*

La figura 69, ofrece una representación de las corrientes de flamao mínimas causadas por rayos de 7 Ka, destacando los aisladores 1, 2 y 3 en el SPT5, lo que proporciona información crucial sobre la resistencia de los aisladores frente a descargas eléctricas de alta intensidad.



*Figura 69. SOT 5, Impacto hg de 7 kA, Gen. Flameo Inverso, aislador 1 - rojo, aislador 2 - verde, aislador 3 – azul
Adaptación: Autores*

Se pueden observar en la figura 70, las corrientes de flamao mínimas inducidas por rayos de 1.5 Ka, reflejando los aisladores 1, 2 y 3 en el SPT6, proporcionando una visión detallada del comportamiento de los aisladores bajo condiciones de descarga atmosférica baja.

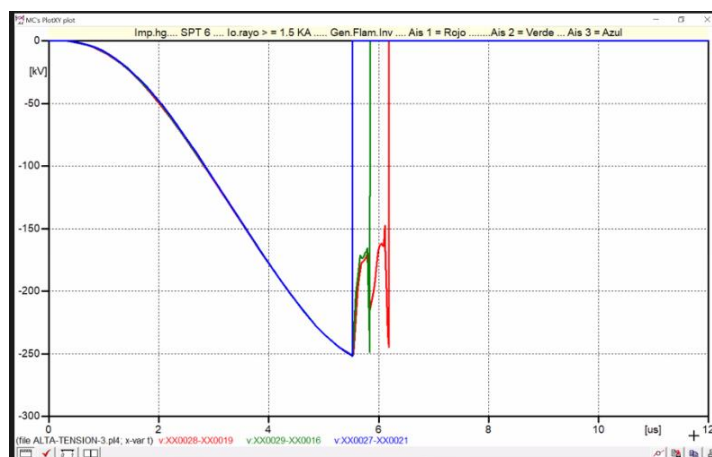


Figura 70. SPT 6, Impacto hg de 1,5 kA, Gen. Flameo Inverso, aislador 1 - rojo, aislador 2 - verde, aislador 3 – azul
Adaptación: Autores

La figura 71, presenta las corrientes de flamao mínimas generadas por rayos de 7 Ka, que corresponden a los aisladores 4, 5 y 6 en el SPT5, ofreciendo información crítica sobre la resistencia de los aisladores frente a sobretensiones extremas.

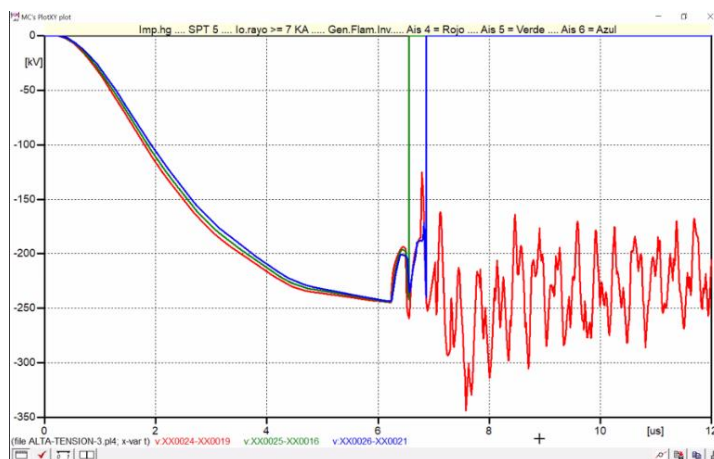


Figura 71. SPT 5, Impacto hg de 7 kA, Gen. Flameo Inverso, aislador 4 - rojo, aislador 5 - verde, aislador 6 – azul
Adaptación: Autores

En la figura 72, se muestran las corrientes de flamao mínimas ante descargas de 1.5 Ka, relacionadas con los aisladores 4, 5 y 6 en el SPT6, proporcionando datos esenciales para evaluar la resistencia de los aisladores y mejorar la protección del sistema eléctrico.

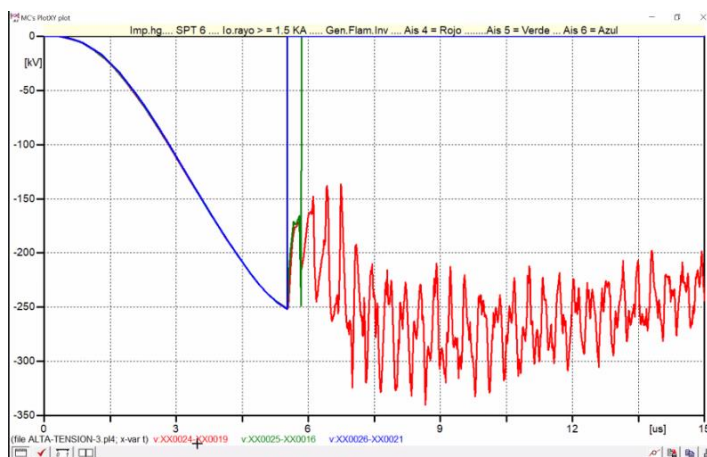


Figura 72. SPT 6, Impacto hg de 1,5 kA, Gen. Flameo Inverso, aislador 4 - rojo, aislador 5 - verde, aislador 6 – azul
Adaptación: Autores

6.6 Apantallamiento

Como un último paso para conocer que es el sistema de apantallamiento, un sistema de apantallamiento es el encargado de definir cuál es la zona en el que la torre se encuentre seguro, eso quiere decir que va a presentar un radio para la estructura.

El sistema de apantallamiento nos da la referencia de cuál es el ángulo correcto que debemos tener para que así nuestro sistema esté protegido ante una descarga atmosférica, otro dato es el que apantallamiento va a estar diseñan a soportar un rayo de cierto kA, digamos que vamos a tener un ángulo de apantallamiento 45° con las fórmulas aplicadas conocemos que para este ángulo va a soportar una descarga atmosférica de 34,83 kA.

Por lo cual se va a tener el siguiente modelo para la configuración del apantallamiento.

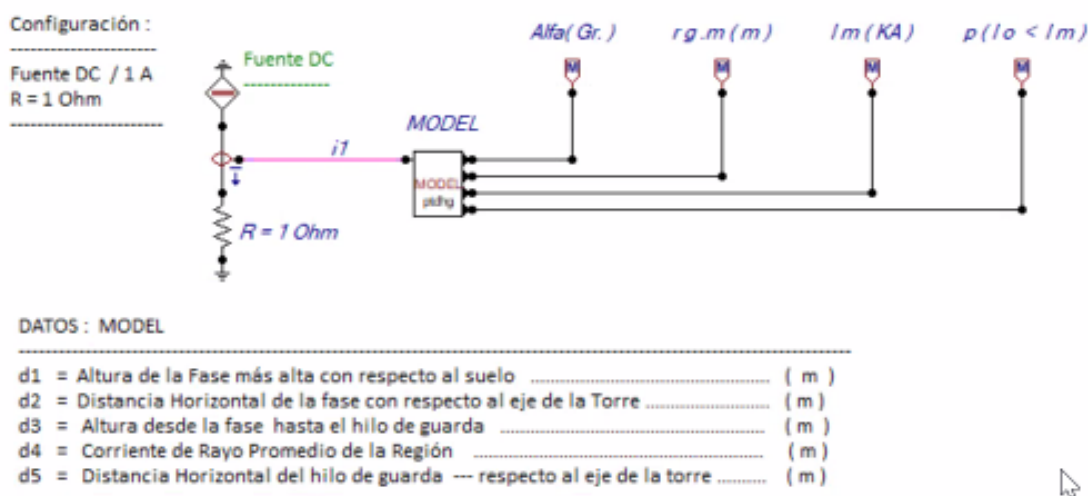
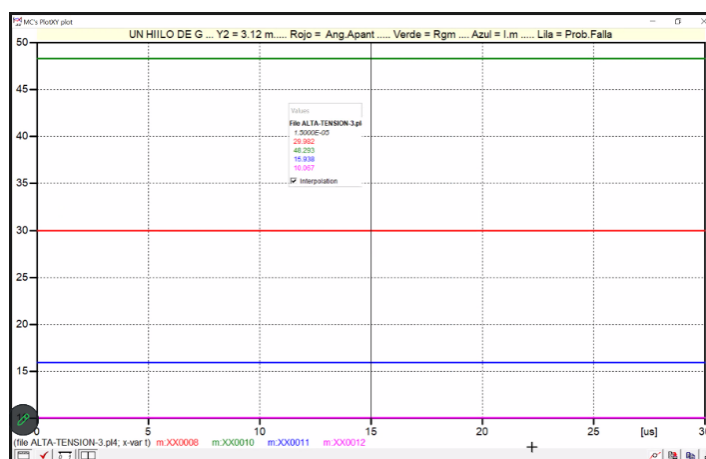
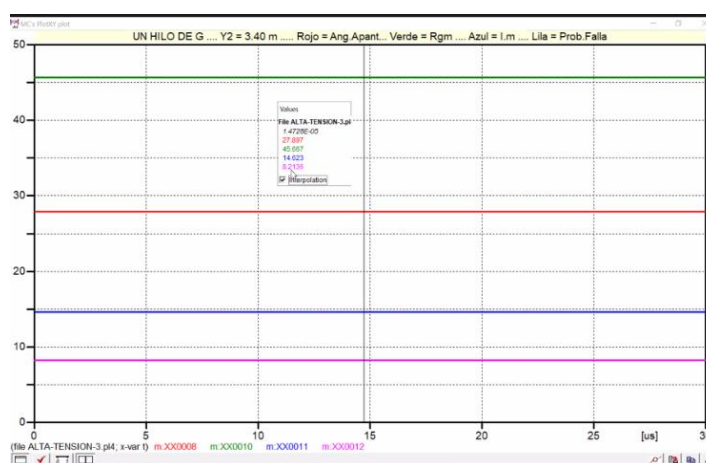


Figura 73. Modelo del apantallamiento de la torre de 69kV en ATP DRAW
Adaptación: Autores

En las figuras se puede comprobar si los cálculos sacados sobre el apantallamiento, y de que los datos tomados son con las medidas ya antes estipuladas de la torre, además de que se puede comparar cual es la diferencia entre la figura 74, y la figura 75, cuando en una solo se va a tener un hilo de guarda lo que va a cambiar va hacer la altura en lo que se lo va a colocar eso nos da una conclusión de que si subimos la altura del hilo de guarda la probabilidad de que un rayo impacte la fase va hacer menor con respecto a su porcentaje.



*Figura 74. Un hilo de G, Y2 = 3,12 m, Rojo - Ang. Apant, Verde - Rgm, Azul - I.m, Lila - Prob. Falla
Adaptación: Autores*



*Figura 75. Un hilo de G, Y2 = 3,40 m, Rojo - Ang. Apant, Verde - Rgm, Azul - I.m, Lila - Prob. Falla
Adaptación: Autores*

Si se quiere que los hilos de guarda este en el eje nos daría un ángulo de apantallamiento en 0° a una altura de 3,12 m nos daría el caso de la anterior de la figura 76, que quedaría

con los mismos valores que estaban eso lo vemos en la figura 77, pero si lo comparamos con la figura 75 en la que vamos a colocar dos hilos de guarda, pero ya no comenzando del centro de la torre si no que a una distancia de 1,8 m nos daría que la probabilidad de que impacte un rayo en una de las fases va a disminuir significativamente.

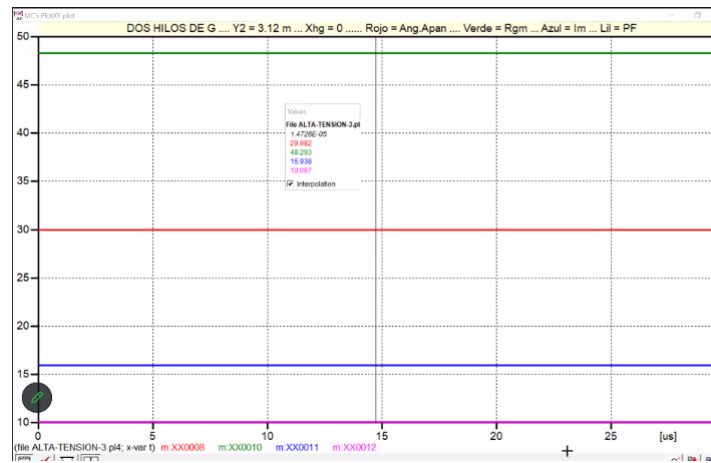


Figura 76. Dos hilos de G, Y2 = 3,12 m, Xhg = 0, Rojo - Ang. Apant, Verde - Rgm, Azul - I.m, Lila - Prob. Falla Adaptación: Autores

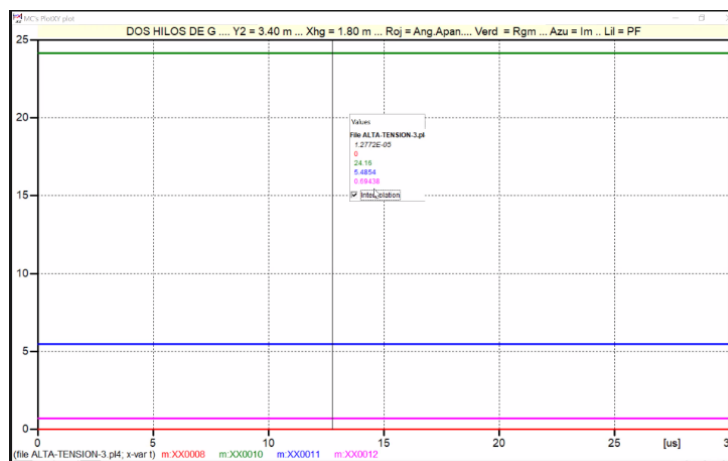


Figura 77. Dos hilos de G, Y2 = 3,40 m, Xhg = 1,80 m, Rojo - Ang. Apant, Verde - Rgm, Azul - I.m, Lila - Prob. Falla Adaptación: Autores

7. RESULTADOS

Datos referentes a las pruebas antes expuestas sobre los diferentes casos que pueden existir ante una descarga atmosférica en una estructura de 69 Kv.

Los datos obtenidos, se tratan de exponer que ocurre ya sea en el hilo de guarda, los aisladores, el sistema de puesta a tierra y el apantallamiento, ante varios tipos de descargas atmosféricas.

a) Prueba 1: Impacto en el hilo de guarda 1 (hg1) con rayo de 5 kA

*Tabla 9. Prueba 1. impacto en el hilo de guarda – rayo =5KA
Adaptación: Autores*

| SISTEMA DE PUESTA A TIERRA - Io. rayo = 5KA | | | | | | |
|--|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| Resit.terr. (Ohm x m) | 20Ω*m | 50Ω*m | 100Ω*m | 150Ω*m | 200Ω*m | 1000Ω*m |
| Ro (ohm) | 7,25 | 18,13 | 36,25 | 54,38 | 72,51 | 362,02 |
| Vhg (KV) | 141,39 | 165 | 209,7 | 249,07 | 292,6 | 978,4 |
| VR (KV) | 13,448 | 22,7 | 38,46 | 44,25 | 66,11 | 1421,8 |
| VS (KV) | 12,3 | 21,9 | 37,45 | 42,6 | 65,05 | 934,3 |
| VT (KV) | 11,143 | 21,09 | 36,45 | 40,87 | 63,86 | 891,82 |
| V1 (KV) | 39,86 | -67 | -114,79 | -147,7 | -196 | 309,11/Fi |
| V2 (KV) | 36,57 | -65 | -114,2 | -157,943 | -197,42 | 2,36/Fi |
| V3 (KV) | 34,042 | -53 | -114 | -158,17 | -197 | 266,89 |
| V4 (KV) | -39,6 | -67 | -114,5 | -157,76 | -196,6 | -533,52 |
| V5 (KV) | 36,85 | -65 | -114,41 | -157,73 | -182,5 | -288,88 |
| V6 (KV) | 34,1 | -53 | -114,1 | -157,67 | 192 | 281,96 |
| VRS (KV) | -14,8 | 1,52 | 1,59 | 1,71 | 1,83 | 656,88 |
| VST (KV) | 1,52 | 1,52 | 1,62 | 1,78 | 1,91 | 592,56 |
| VTR (KV) | -3,05 | -3,05 | -3,2 | -3,49 | -3,74 | 647,46 |
| VR-hg (KV) | -45,45 | -69,2 | -115,68 | -159,39 | -198,35 | 577,25 |
| VEMP (KV) | 36,26 | 83 | 150 | 208,58 | 261,68 | 849,96 |

- En la tabla de las pruebas 1, nos muestra cómo actúa el sistema eléctrico de 69 kV frente a una descarga en este caso de 5 kA, además de que tenemos presente que en esta tabla se muestra los diferentes tipos de sistemas de puestas a tierras que vamos a utilizar para ver los diferentes casos que se pueden presentar en las líneas, en los aisladores, entre líneas y líneas, entre línea e hilo de guarda.

Por lo que si en nuestro sistema colocamos un sistema de puesta a tierra y estamos con esa descarga se va a tener diferentes valores presentes que van a representar el comportamiento que va a ocurrir en cada punto.

b) Prueba 2: Impacto en el hilo de guarda 1 (hg1) con rayo de 10 kA

*Tabla 10. Prueba 2. impacto en el hilo de guarda – rayo =10KA
Adaptación: Autores*

| SISTEMA DE PUESTA A TIERRA - Io. rayo = 10KA | | | | | | |
|---|--------------|-------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|
| Resit.terr. (Ohm x m) | 20Ω*m | 50Ω* m | 100Ω* m | 150Ω*m | 200Ω*m | 1000Ω*m |
| Ro (ohm) | 7,25 | 18,13 | 36,25 | 54,38 | 72,51 | 362,02 |
| Vhg (KV) | 281,79 | 323,61 | 391,6 | 589,8 | 666.81 | 318 |
| VR (KV) | 26,74 | 41,48 | 65,62 | 755,5 | 848.88 | 1645.6 |
| VS (KV) | 23,67 | 39,37 | 64,02 | 669,19 | 674.4 | 1377,1 |
| VT (KV) | 20,82 | 37,21 | 62,35 | 563,7 | 619.8 | 1286,9 |
| V1 (KV) | -78,44 | - 121,52 | -194,36 | -253,84 /Fi/5,27μs | -277/Fi/3,84μs | -342.78/Fi/2μs |
| V2 (KV) | -71,72 | - 118,66 | -193 | -242,8 /Fi/5,62μs | 261.61/Fi/4,16μ s | 328.77/Fi/2.26μ s |
| V3 (KV) | -65,57 | -114,8 | -191,78 | -247,34/Fi/5,94μs | 321,09/Fi/4,47μ s | -329.8/Fi/2.26μs |
| V4 (KV) | -78,73 | - 122,73 | -194 | -366,67 | -414,7 | -602,56/Fi/3,3μs |
| V5 (KV) | -78,75 | - 128,42 | -192,26 | -254,54/Fi/5,63μs | 271,34/Fi/4,18μ s | -329/Fi/2,26μs |
| V6 (KV) | -65,57 | - 114,14 | -190,25 | -247,4/Fi/5,95μs | -258,85/Fi/4,5μs | -329,7/Fi/2,64μs |
| VRS (KV) | 2,96 | 3,05 | 3,16 | -703,55 | -747.13 | 908,23 |
| VST (KV) | 2,96 | 3,05 | 3,16 | 455,02 | -426,8 | -373,04 |
| VTR (KV) | -5,95 | -6,01 | -6,32 | 534,39 | 567,66 | 967,45 |
| VR-hg (KV) | -89,3 | - 131,05 | -199 | 34,37 | 989,93 | 885,98 |
| VEMP (KV) | 66,84 | 144,47 | 250 | -516,39 | 529,6 | 1255,7 |

Se realizó una prueba donde se puede observar cómo el sistema eléctrico de 69 kV responde a una descarga de 10 kA, a continuación, se presenta la tabla de prueba 2, que muestra los diferentes tipos de sistemas de puesta a tierra utilizados para analizar distintos escenarios en las líneas, aisladores y conexiones entre líneas y entre líneas e hilos de guarda. La tabla ofrece valores que

representan el comportamiento esperado en cada punto del sistema cuando se implementa un sistema de puesta a tierra en presencia de la descarga mencionada.

c) Prueba 3: Impacto en el hilo de guarda 1 (hg1) con un rayo de 20 kA

*Tabla 11, Prueba 3. impacto en el hilo de guarda – rayo =20KA
Adaptación: Autores*

| SISTEMA DE PUESTA A TIERRA - Io. rayo = 20KA | | | | | | |
|---|-------------------|-------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Resit.terr. (Ohm x m) | 20Ω* m | 50Ω* m | 100Ω*m | 150Ω*m | 200Ω*m | 1000Ω*m |
| Ro (ohm) | 7,25 | 18,13 | 36,25 | 54,38 | 72,51 | 362,02 |
| Vhg (KV) | 557,91 | 628 | 864,89 | 971,67 | 1120,7 | 2000 |
| VR (KV) | 505,61 | 73,5 | 910,59 | 1036 | 1359,9 | 2358,9 |
| VS (KV) | 446 | 68,079 | 746,59 | 839 | 918,42 | 1874,8 |
| VT (KV) | 354 | 62,6 | 694,35 | 742,4 | 870,1 | 1831,4 |
| V1 (KV) | - 152,09 | - 217,67 | - 293,8/Fi/3,17μs | -314,34 /Fi/2,55μs | - 330,8/Fi/2,25μs | - 379,49/Fi/1,57μs |
| V2 (KV) | - 137,69 | - 205,32 | - 279,86/Fi/3,49μs | -297,97 /Fi/2,87μs | - 313,15/Fi/2,55μs | - 378,56/Fi/1,57μs |
| V3 (KV) | - 123,19 | - 192,97 | - 262,4/Fi/3,79μs | - 291,66/Fi/3,17μs | -299/Fi/2,84μs | - 345,49/Fi/1,89μs |
| V4 (KV) | - 152,09 | - 217,67 | -452,52 | -513,22 | -509,21/Fi/3μs | -650/Fi/2,38μs |
| V5 (KV) | - 137,69 | - 205,32 | - 285,69/Fi/3,49μs | - 302,57/Fi/2,87μs | - 280,19/Fi/2,53μs | -368/Fi/1,69μs |
| V6 (KV) | - 123,19 | - 192,97 | - 277,42/Fi/3,8μs | - 275,41/Fi/3,16μs | - 280,38/Fi/2,83μs | - 350,57/Fi/1,90μs |
| VRS (KV) | 5,09 | 6,04 | -831,01 | -751,59 | -1003,8 | 876,84 |
| VST (KV) | 5,86 | 6,01 | 527 | 487 | -528,63 | 702,91 |
| VTR (KV) | -11,57 | -12,05 | 630,31 | 722,69 | 784,65 | 1169,4 |
| VR-hg (KV) | - 167,18 | - 237,35 | -720,8 | -800 | 565,76 | 789,9 |
| VEMP (KV) | 116,59 | 238,43 | 442,43 | 495,15 | 700 | 1817,6 |

El parte se detalla la reacción del sistema eléctrico de 69 kV frente a una descarga de 20 kA. Asimismo, lo que se muestra en la tabla de pruebas 3, que exhibe diversas modalidades de sistemas de puesta a tierra empleados para examinar diversos escenarios en las líneas, aisladores y conexiones entre líneas, así como entre líneas e hilos de guarda. Dicha tabla proporciona valores que representan la respuesta anticipada en cada punto del sistema cuando se instala un sistema de puesta a tierra en presencia de la descarga mencionada.

8. CONCLUSIONES

- Al analizar cómo una línea de subtransmisión de 69 kV responde a descargas eléctricas tipo rayo mediante ATP-DRAW, se ha logrado comprender mejor cómo estas descargas afectan la integridad de la infraestructura eléctrica. La simulación con ATP-DRAW no solo nos da información sobre los efectos de las descargas, sino que también nos ayuda a evaluar funciones y estrategias para hacer que el sistema sea más resistente y confiable frente a estos eventos.
- En cuanto al sistema de puesta a tierra de pie de torre, ATP-DRAW ha mejorado su respuesta al simular diferentes configuraciones y parámetros. Esto nos ha permitido determinar cuál es el mejor enfoque para aumentar la capacidad de disipación de corriente en casos de fallos o descargas eléctricas.
- Asimismo, al analizar y mejorar el ángulo de apantallamiento de los hilos de guarda con ATP-DRAW, hemos encontrado una estrategia efectiva para reducir los efectos negativos de las interferencias electromagnéticas. Al simular diversas configuraciones y geometrías de los hilos de guarda, podemos identificar la disposición más adecuada para maximizar la protección contra interferencias y reducir los riesgos de daños en los equipos y sistemas eléctricos. En resumen, ATP-DRAW se destaca por su utilidad en el análisis y diseño de sistemas eléctricos más resilientes.

9. RECOMENDACIONES

- Se sugiere realizar análisis periódicos de modelado utilizando ATP-DRAW para mantener actualizada la evaluación de la vulnerabilidad del sistema de subtransmisión frente a descargas atmosféricas y otras amenazas.
- Se aconseja implementar mejoras en el diseño y la instalación del sistema de puesta a tierra de pie de torre de acuerdo con las recomendaciones derivadas de las simulaciones en ATP-DRAW para optimizar su eficacia y fiabilidad.
- Se recomienda que se siga conociendo cuales son las estrategias de protección contra descargas atmosféricas que puedan integrarse con éxito en el diseño y la operación de sistemas de subtransmisión utilizando herramientas como ATP-DRAW.
- Establecer un plan de mantenimiento preventivo que incluya inspecciones regulares del ángulo de apantallamiento de los hilos de guarda y su ajuste según sea necesario, basado en las recomendaciones derivadas de simulaciones en ATP-DRAW.

10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] “DESCARGAS ATMOSFERICAS... TEORIA Y DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA. Roberto Ruelas.” Accessed: Aug. 16, 2023. [Online]. Available: <https://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe50.html>
- [2] “Sistema de protección contra descargas atmosféricas | KINENERGY.” Accessed: Aug. 16, 2023. [Online]. Available: <https://www.kin.energy/blogs/post/sistema-de-proteccion-contra-descargas-atmosfericas>
- [3] “Descargas Electroatmosfericas en Redes Electricas | PDF | Relámpago | Corriente eléctrica.” Accessed: Aug. 16, 2023. [Online]. Available: <https://es.scribd.com/document/153541695/Descargas-Electroatmosfericas-en-Redes-Electricas#>
- [4] “Impulsos Tipo Rayo Tipo Maniobra | PDF | Impedancia eléctrica | voltaje.” Accessed: Aug. 16, 2023. [Online]. Available: <https://es.scribd.com/doc/100566504/Impulsos-Tipo-Rayo-Tipo-Maniobra>
- [5] G. Alberto Santiago Lasso Mendoza, A. Enrique Borrero Vega, F. Santos Alvite, E. Patricia Carrión Quezada, and L. Jorge Maingón, “República del Ecuador”.
- [6] “Tipos y Características de Conductores de Alta Tensión - ZMS.” Accessed: Dec. 12, 2023. [Online]. Available: <https://zmscable.es/tipos-conductores-alta-tension/>
- [7] “Aisladores de alta tensión: características, tipos y uso | Poinsa.” Accessed: Dec. 12, 2023. [Online]. Available: <https://poinsa.com/aisladores-alta-tension/>
- [8] “IEEE PC62.82.1/D5, July 2010: IEEE Draft Standard for Insulation Coordination - Definitions, Principles, and Rules.,” 2010.
- [9] C. F. Salinas Gatica, “Determinación de la Resistencia de Puesta a Tierra en Torres de AT en Función del Arco Inverso,” 2012, Accessed: Jan. 22, 2024. [Online]. Available: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/104410>
- [10] L. Castellano, “EPRI Transmission Line Reference Book - 345 kV and above,” *EPRI Transmission Line Reference Book*, Jan. 1982, Accessed: Jan. 22, 2024. [Online]. Available: https://www.academia.edu/41079824/EPRI_Transmission_Line_Reference_Book_345_kV_and_above
- [11] “Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions BSI Standards Publication,” 2016.
- [12] “UNE-EN 60099-4:2016 Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido m...” Accessed: Jan. 28, 2024. [Online]. Available: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0057527>
- [13] “IEEE PC62.82.1/D5, July 2010: IEEE Draft Standard for Insulation Coordination - Definitions, Principles, and Rules.,” 2010.
- [14] “UNE-EN IEC 60071-2:2018 Coordinación de aislamiento. Parte 2: ...” Accessed: Jan. 28,

2024. [Online]. Available: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0060703>
- [15] “Dalian Hivolt Power System Co.Ltd.” Accessed: Jan. 28, 2024. [Online]. Available: <https://www.hivoltinsulators.com/detailx.php?id=30>
- [16] “1313.2-1999 IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination.”.
- [17] “MacLean Power Systems - Electric Power Utility Product Manufacturer.” Accessed: Jan. 28, 2024. [Online]. Available: <https://www.maclepower.com/>
- [18] “Weather Atlas | Pronóstico del tiempo global e información climática.” Accessed: Jan. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.weather-atlas.com/es>
- [19] D. DE Sobrevoltajes En El Aislamiento De and E. Pablo Xavier Pérez Montalvo, “ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA TORRES DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO LA VARIACIÓN ALEATORIA SIMULTÁNEA DE LOS PARÁMETROS DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO”.

ANEXOS

- ANEXO 1 - PRUEBAS CON VARILLA COPPERWELD

1. VARILLA 1 DE 5/8" - 2,44m ... $\rho_{\text{suelo}} = 20(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 12$... PANTANOSO/ARCILLA HUMEDA

| # | I0 (A) | VRT (V) | L (H) - L (mH) | | C (F) - C (μF) | |
|----|--------|---------|----------------|----------|-----------------------------|-----------|
| | | | | | | |
| 1 | 1000 | 7814 | 2,65E-06 | 0,002648 | 2,66E-10 | 0,0002661 |
| 2 | 2500 | 18950 | | | | |
| 3 | 5000 | 36164 | | | | |
| 4 | 7500 | 51970 | | | | |
| 5 | 10000 | 66610 | | | | |
| 6 | 12500 | 80271 | | | | |
| 7 | 15000 | 93096 | | | | |
| 8 | 17500 | 105200 | | | | |
| 9 | 20000 | 116670 | | | | |
| 10 | 22500 | 127600 | | | | |
| 11 | 25000 | 138030 | | | | |
| 12 | 27500 | 148020 | | | | |
| 13 | 30000 | 157610 | | | | |
| 14 | 32500 | 166850 | | | | |
| 15 | 35000 | 175770 | | | | |
| 16 | 37500 | 184380 | | | | |
| 17 | 40000 | 192730 | | | | |
| 18 | 45000 | 208690 | | | | |
| 19 | 50000 | 223780 | | | | |
| 20 | 55000 | 238130 | | | | |
| 21 | 60000 | 251830 | | | | |
| 22 | 65000 | 264940 | | | | |
| 23 | 70000 | 277540 | | | | |
| 24 | 75000 | 289680 | | | | |
| 25 | 80000 | 301390 | | | | |
| 26 | 85000 | 312720 | | | | |
| 27 | 90000 | 323700 | | | | |
| 28 | 95000 | 334360 | | | | |
| 29 | 100000 | 344730 | | | | |
| 30 | 110000 | 364660 | | | | |
| 31 | 120000 | 383640 | | | | |
| 32 | 130000 | 401790 | | | | |
| 33 | 140000 | 419210 | | | | |
| 34 | 150000 | 435970 | | | | |
| 35 | 160000 | 452150 | | | | |

**2. VARILLA 2 DE 5/8" - 3m ... $\rho_{\text{suelo}} = 20(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 12$...
PANTANOSO/ARCILLA HUMEDA**

| # | I0 (A) | VRT (V) | L (H) - L (mH) | | C (F) - C (μF) | |
|----|--------|---------|----------------|-----------|-----------------------------|------------|
| 1 | 1000 | 6611 | 3,38E-06 | 0,0033796 | 3,16E-10 | 0,00031645 |
| 2 | 2500 | 16170 | | | | |
| 3 | 5000 | 31240 | | | | |
| 4 | 7500 | 45370 | | | | |
| 5 | 10000 | 58680 | | | | |
| 6 | 12500 | 71280 | | | | |
| 7 | 15000 | 83250 | | | | |
| 8 | 17500 | 94660 | | | | |
| 9 | 20000 | 105600 | | | | |
| 10 | 22500 | 116000 | | | | |
| 11 | 25000 | 126100 | | | | |
| 12 | 27500 | 135800 | | | | |
| 13 | 30000 | 145100 | | | | |
| 14 | 32500 | 154200 | | | | |
| 15 | 35000 | 162900 | | | | |
| 16 | 37500 | 171400 | | | | |
| 17 | 40000 | 179600 | | | | |
| 18 | 45000 | 195500 | | | | |
| 19 | 50000 | 210500 | | | | |
| 20 | 55000 | 224800 | | | | |
| 21 | 60000 | 238500 | | | | |
| 22 | 65000 | 251700 | | | | |
| 23 | 70000 | 264400 | | | | |
| 24 | 75000 | 276600 | | | | |
| 25 | 80000 | 288400 | | | | |
| 26 | 85000 | 299800 | | | | |
| 27 | 90000 | 310900 | | | | |
| 28 | 95000 | 321700 | | | | |
| 29 | 100000 | 332100 | | | | |
| 30 | 110000 | 352300 | | | | |
| 31 | 120000 | 371500 | | | | |
| 32 | 130000 | 389900 | | | | |
| 33 | 140000 | 407500 | | | | |
| 34 | 150000 | 424500 | | | | |
| 35 | 160000 | 440800 | | | | |
| 39 | 200000 | 501400 | | | | |

**3. VARILLA 3 DE 3/4" - 3m ... $\rho_{\text{suelo}} = 20(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 12$...
PANTANOSO/ARCILLA HUMEDA**

| # | I0 (A) | VRT (V) | L (H) - L (mH) | | C (F) - C (μF) | |
|----|--------|---------|----------------|-----------|-----------------------------|-----------|
| | | | | | | |
| 1 | 1000 | 6420,8 | 3,27E-06 | 0,0032674 | 3,26E-10 | 0,0003261 |
| 2 | 2500 | 15723 | | | | |
| 3 | 5000 | 30432 | | | | |
| 4 | 7500 | 44267 | | | | |
| 5 | 10000 | 57338 | | | | |
| 6 | 12500 | 69737 | | | | |
| 7 | 15000 | 81541 | | | | |
| 8 | 17500 | 92813 | | | | |
| 9 | 20000 | 103610 | | | | |
| 10 | 22500 | 113970 | | | | |
| 11 | 25000 | 123940 | | | | |
| 12 | 27500 | 133560 | | | | |
| 13 | 30000 | 142840 | | | | |
| 14 | 32500 | 151830 | | | | |
| 15 | 35000 | 160540 | | | | |
| 16 | 37500 | 168990 | | | | |
| 17 | 40000 | 177200 | | | | |
| 18 | 45000 | 192980 | | | | |
| 19 | 50000 | 207970 | | | | |
| 20 | 55000 | 222280 | | | | |
| 21 | 60000 | 235980 | | | | |
| 22 | 65000 | 249140 | | | | |
| 23 | 70000 | 261800 | | | | |
| 24 | 75000 | 274020 | | | | |
| 25 | 80000 | 285830 | | | | |
| 26 | 85000 | 297270 | | | | |
| 27 | 90000 | 308370 | | | | |
| 28 | 95000 | 319150 | | | | |
| 29 | 100000 | 329640 | | | | |
| 30 | 110000 | 349830 | | | | |
| 31 | 120000 | 369070 | | | | |
| 32 | 130000 | 387470 | | | | |
| 33 | 140000 | 405140 | | | | |
| 34 | 150000 | 422150 | | | | |
| 35 | 160000 | 438560 | | | | |

4. VARILLA 1 DE 5/8" - 2,44m ... psuelo = 200(Ω *m) ... $\epsilon_0 = 25$... TERRENO ARENOSO/LIMUS HUMEDO

| # | I0 (A) | VRT (V) | L (H) - L (mH) | | C (F) - C (μ F) | |
|----|--------|---------|----------------|----------|----------------------|-----------|
| 1 | 1000 | 70950 | 2,65E-06 | 0,002648 | 5,54E-10 | 0,0005543 |
| 2 | 2500 | 154700 | | | | |
| 3 | 5000 | 261500 | | | | |
| 4 | 7500 | 346000 | | | | |
| 5 | 10000 | 417300 | | | | |
| 6 | 12500 | 479900 | | | | |
| 7 | 15000 | 536100 | | | | |
| 8 | 17500 | 587500 | | | | |
| 9 | 20000 | 635200 | | | | |
| 10 | 22500 | 679700 | | | | |
| 11 | 25000 | 721700 | | | | |
| 12 | 27500 | 761400 | | | | |
| 13 | 30000 | 799300 | | | | |
| 14 | 32500 | 835500 | | | | |
| 15 | 35000 | 870300 | | | | |
| 16 | 37500 | 903800 | | | | |
| 17 | 40000 | 936100 | | | | |
| 18 | 45000 | 997600 | | | | |
| 19 | 50000 | 1E+06 | | | | |
| 20 | 55000 | 1E+06 | | | | |
| 21 | 60000 | 1E+06 | | | | |
| 22 | 65000 | 1E+06 | | | | |
| 23 | 70000 | 1E+06 | | | | |
| 24 | 75000 | 1E+06 | | | | |
| 25 | 80000 | 1E+06 | | | | |
| 26 | 85000 | 1E+06 | | | | |
| 27 | 90000 | 1E+06 | | | | |
| 28 | 95000 | 1E+06 | | | | |
| 29 | 100000 | 2E+06 | | | | |
| 30 | 110000 | 2E+06 | | | | |
| 31 | 120000 | 2E+06 | | | | |
| 32 | 130000 | 2E+06 | | | | |
| 33 | 140000 | 2E+06 | | | | |
| 34 | 150000 | 2E+06 | | | | |
| 35 | 160000 | 2E+06 | | | | |

5. VARILLA 2 DE 5/8" - 3m ... $\rho_{\text{suelo}} = 200(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 25$... TERRENO ARENOSO/LIMUS HUMEDO

| # | I0 (A) | VRT (V) | L (H) - L (mH) | | C (F) - C (μF) | |
|----|--------|---------|----------------|-----------|-----------------------------|------------|
| 1 | 1000 | 61580 | 3,38E-06 | 0,0033796 | 6,59E-10 | 0,00065928 |
| 2 | 2500 | 138400 | | | | |
| 3 | 5000 | 240900 | | | | |
| 4 | 7500 | 324300 | | | | |
| 5 | 10000 | 395500 | | | | |
| 6 | 12500 | 458400 | | | | |
| 7 | 15000 | 515100 | | | | |
| 8 | 17500 | 567100 | | | | |
| 9 | 20000 | 615300 | | | | |
| 10 | 22500 | 660400 | | | | |
| 11 | 25000 | 702900 | | | | |
| 12 | 27500 | 743000 | | | | |
| 13 | 30000 | 781500 | | | | |
| 14 | 32500 | 818100 | | | | |
| 15 | 35000 | 853300 | | | | |
| 16 | 37500 | 887200 | | | | |
| 17 | 40000 | 919800 | | | | |
| 18 | 45000 | 982100 | | | | |
| 19 | 50000 | 1E+06 | | | | |
| 20 | 55000 | 1E+06 | | | | |
| 21 | 60000 | 1E+06 | | | | |
| 22 | 65000 | 1E+06 | | | | |
| 23 | 70000 | 1E+06 | | | | |
| 24 | 75000 | 1E+06 | | | | |
| 25 | 80000 | 1E+06 | | | | |
| 26 | 85000 | 1E+06 | | | | |
| 27 | 90000 | 1E+06 | | | | |
| 28 | 95000 | 1E+06 | | | | |
| 29 | 100000 | 2E+06 | | | | |
| 30 | 110000 | 2E+06 | | | | |
| 31 | 120000 | 2E+06 | | | | |
| 32 | 130000 | 2E+06 | | | | |
| 33 | 140000 | 2E+06 | | | | |
| 34 | 150000 | 2E+06 | | | | |
| 35 | 160000 | 2E+06 | | | | |

6. VARILLA 3 DE 3/4" - 3m ... $\rho_{\text{suelo}} = 200(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 25$... TERRENO ARENOSO/LIMUS HUMEDO

| # | I0 (A) | VRT (V) | L (H) - L (mH) | | C (F) - C (μF) | |
|----|--------|---------|----------------|-----------|-----------------------------|------------|
| 1 | 1000 | 60036 | 3,27E-06 | 0,0032674 | 6,79E-10 | 0,00067937 |
| 2 | 2500 | 135580 | | | | |
| 3 | 5000 | 237200 | | | | |
| 4 | 7500 | 320190 | | | | |
| 5 | 10000 | 391340 | | | | |
| 6 | 12500 | 454230 | | | | |
| 7 | 15000 | 511020 | | | | |
| 8 | 17500 | 563070 | | | | |
| 9 | 20000 | 611350 | | | | |
| 10 | 22500 | 656520 | | | | |
| 11 | 25000 | 699080 | | | | |
| 12 | 27500 | 739420 | | | | |
| 13 | 30000 | 777840 | | | | |
| 14 | 32500 | 814580 | | | | |
| 15 | 35000 | 849840 | | | | |
| 16 | 37500 | 883770 | | | | |
| 17 | 40000 | 916510 | | | | |
| 18 | 45000 | 978860 | | | | |
| 19 | 50000 | 1037600 | | | | |
| 20 | 55000 | 1093300 | | | | |
| 21 | 60000 | 1146400 | | | | |
| 22 | 65000 | 1197200 | | | | |
| 23 | 70000 | 1245900 | | | | |
| 24 | 75000 | 1292900 | | | | |
| 25 | 80000 | 1338200 | | | | |
| 26 | 85000 | 1382100 | | | | |
| 27 | 90000 | 1424600 | | | | |
| 28 | 95000 | 1465900 | | | | |
| 29 | 100000 | 1506100 | | | | |
| 30 | 110000 | 1583500 | | | | |
| 31 | 120000 | 1657300 | | | | |
| 32 | 130000 | 1727900 | | | | |
| 33 | 140000 | 1795800 | | | | |
| 34 | 150000 | 1861300 | | | | |
| 35 | 160000 | 1924500 | | | | |

7. VARILLA 1 DE 5/8" - 2,44m ... $\rho_{\text{suelo}} = 500(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 6$... CALIZAS AGRIETADAS

| # | I0 (A) | VRT (V) | L (H) - L (mH) | | C (F) - C (μF) | |
|----|--------|---------|----------------|-----------|-----------------------------|------------|
| 1 | 1000 | 160500 | 2,65E-06 | 0,0026479 | 1,33E-10 | 0,00013304 |
| 2 | 2500 | 324400 | | | | |
| 3 | 5000 | 516700 | | | | |
| 4 | 7500 | 663200 | | | | |
| 5 | 10000 | 785300 | | | | |
| 6 | 12500 | 891900 | | | | |
| 7 | 15000 | 987600 | | | | |
| 8 | 17500 | 1076000 | | | | |
| 9 | 20000 | 1156000 | | | | |
| 10 | 22500 | 1232000 | | | | |
| 11 | 25000 | 1304000 | | | | |
| 12 | 27500 | 1372000 | | | | |
| 13 | 30000 | 1436000 | | | | |
| 14 | 32500 | 1498000 | | | | |
| 15 | 35000 | 1558000 | | | | |
| 16 | 37500 | 1615000 | | | | |
| 17 | 40000 | 1671000 | | | | |
| 18 | 45000 | 1776000 | | | | |
| 19 | 50000 | 1876000 | | | | |
| 20 | 55000 | 1971000 | | | | |
| 21 | 60000 | 2061000 | | | | |
| 22 | 65000 | 2148000 | | | | |
| 23 | 70000 | 2231000 | | | | |
| 24 | 75000 | 2311000 | | | | |
| 25 | 80000 | 2389000 | | | | |
| 26 | 85000 | 2464000 | | | | |
| 27 | 90000 | 2537000 | | | | |
| 28 | 95000 | 2608000 | | | | |
| 29 | 100000 | 2677000 | | | | |
| 30 | 110000 | 2810000 | | | | |
| 31 | 120000 | 2937000 | | | | |
| 32 | 130000 | 3058000 | | | | |
| 33 | 140000 | 3175000 | | | | |
| 34 | 150000 | 3288000 | | | | |
| 35 | 160000 | 3397000 | | | | |
| 36 | 170000 | 3503000 | | | | |

8. VARILLA 2 DE 5/8" - 3m ... psuelo = 500(Ω *m) ... $\epsilon_0 = 6$... CALIZAS AGRIETADAS

| # | I0 (A) | VRT (V) | L (H) - L (mH) | | C (F) - C (μ F) | |
|----|--------|---------|----------------|-----------|----------------------|------------|
| 1 | 1000 | 142500 | 3,38E-06 | 0,0033796 | 1,58E-10 | 0,00015823 |
| 2 | 2500 | 299300 | | | | |
| 3 | 5000 | 490200 | | | | |
| 4 | 7500 | 637700 | | | | |
| 5 | 10000 | 761200 | | | | |
| 6 | 12500 | 869100 | | | | |
| 7 | 15000 | 966000 | | | | |
| 8 | 17500 | 1E+06 | | | | |
| 9 | 20000 | 1E+06 | | | | |
| 10 | 22500 | 1E+06 | | | | |
| 11 | 25000 | 1E+06 | | | | |
| 12 | 27500 | 1E+06 | | | | |
| 13 | 30000 | 1E+06 | | | | |
| 14 | 32500 | 1E+06 | | | | |
| 15 | 35000 | 2E+06 | | | | |
| 16 | 37500 | 2E+06 | | | | |
| 17 | 40000 | 2E+06 | | | | |
| 18 | 45000 | 2E+06 | | | | |
| 19 | 50000 | 2E+06 | | | | |
| 20 | 55000 | 2E+06 | | | | |
| 21 | 60000 | 2E+06 | | | | |
| 22 | 65000 | 2E+06 | | | | |
| 23 | 70000 | 2E+06 | | | | |
| 24 | 75000 | 2E+06 | | | | |
| 25 | 80000 | 2E+06 | | | | |
| 26 | 85000 | 2E+06 | | | | |
| 27 | 90000 | 3E+06 | | | | |
| 28 | 95000 | 3E+06 | | | | |
| 29 | 100000 | 3E+06 | | | | |
| 30 | 110000 | 3E+06 | | | | |
| 31 | 120000 | 3E+06 | | | | |
| 32 | 130000 | 3E+06 | | | | |
| 33 | 140000 | 3E+06 | | | | |
| 34 | 150000 | 3E+06 | | | | |
| 35 | 160000 | 3E+06 | | | | |

9. VARILLA 3 DE 3/4" - 3m ... $\rho_{\text{suelo}} = 500(\Omega \cdot \text{m})$... $\epsilon_0 = 6$... CALIZAS AGRIETADAS

| # | I0 (A) | VRT (V) | L (H) - L (mH) | | C (F) - C (μ F) | |
|----|--------|---------|----------------|-----------|----------------------|------------|
| 1 | 1000 | 139450 | 3,27E-06 | 0,0032674 | 1,63E-10 | 0,00016305 |
| 2 | 2500 | 294670 | | | | |
| 3 | 5000 | 485080 | | | | |
| 4 | 7500 | 632710 | | | | |
| 5 | 10000 | 756410 | | | | |
| 6 | 12500 | 864560 | | | | |
| 7 | 15000 | 961640 | | | | |
| 8 | 17500 | 1050400 | | | | |
| 9 | 20000 | 1132600 | | | | |
| 10 | 22500 | 1209400 | | | | |
| 11 | 25000 | 1281900 | | | | |
| 12 | 27500 | 1350500 | | | | |
| 13 | 30000 | 1415900 | | | | |
| 14 | 32500 | 1478600 | | | | |
| 15 | 35000 | 1538700 | | | | |
| 16 | 37500 | 1596500 | | | | |
| 17 | 40000 | 1652400 | | | | |
| 18 | 45000 | 1759000 | | | | |
| 19 | 50000 | 1859500 | | | | |
| 20 | 55000 | 1954900 | | | | |
| 21 | 60000 | 2045900 | | | | |
| 22 | 65000 | 2133000 | | | | |
| 23 | 70000 | 2216800 | | | | |
| 24 | 75000 | 2297500 | | | | |
| 25 | 80000 | 2375400 | | | | |
| 26 | 85000 | 2450900 | | | | |
| 27 | 90000 | 2524200 | | | | |
| 28 | 95000 | 2595400 | | | | |
| 29 | 100000 | 2664700 | | | | |
| 30 | 110000 | 2798200 | | | | |
| 31 | 120000 | 2925600 | | | | |
| 32 | 130000 | 3047700 | | | | |
| 33 | 140000 | 3165000 | | | | |
| 34 | 150000 | 3278200 | | | | |
| 35 | 160000 | 3387700 | | | | |

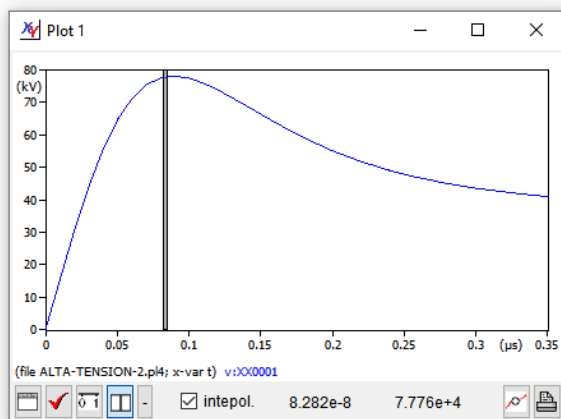
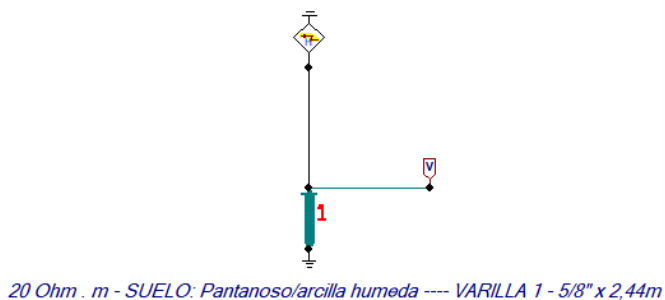


Figura 78. Varilla 1 de 2,44m de 5/8" - Suelo pantanoso/arcilla húmeda
 Adaptación: Autores

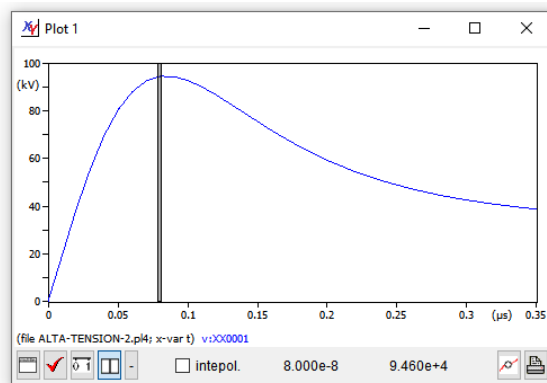
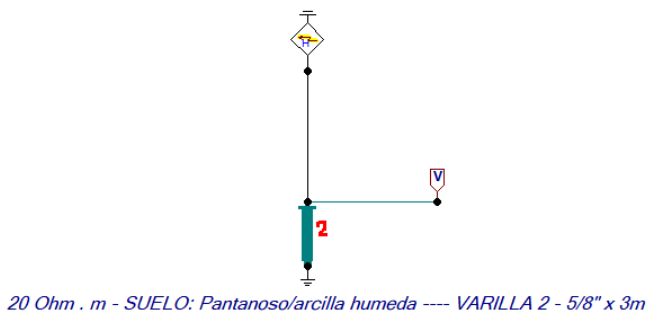


Figura 79. Varilla 2 de 3m de 5/8" - Suelo pantanoso/arcilla húmeda
 Adaptación: Autores

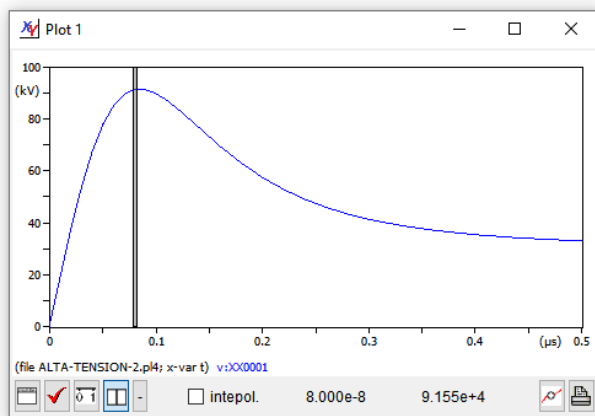
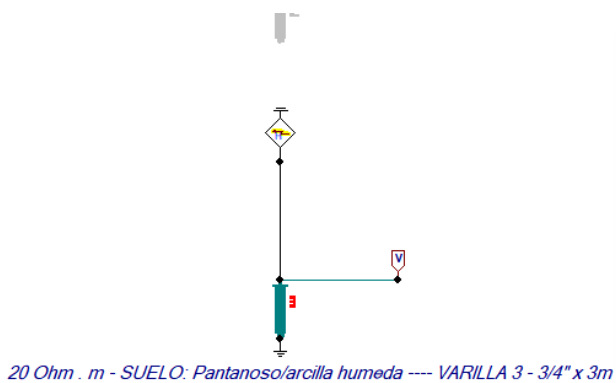
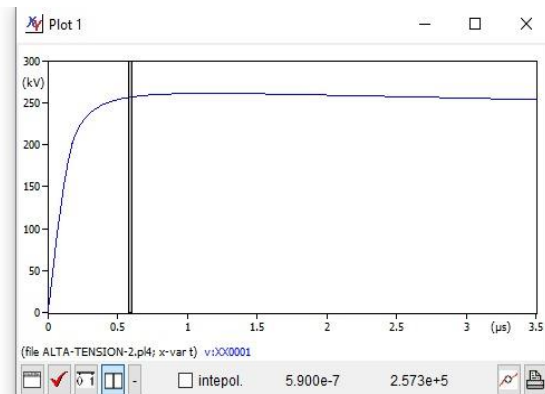
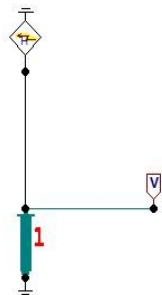
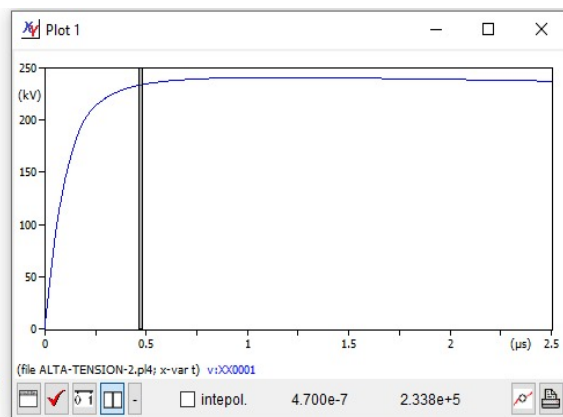
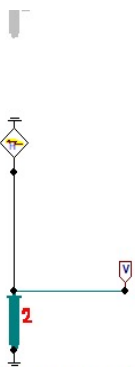


Figura 80. Varilla 3 de 3m de 5/8" - Suelo pantanoso/arcilla húmeda
 Adaptación: Autores



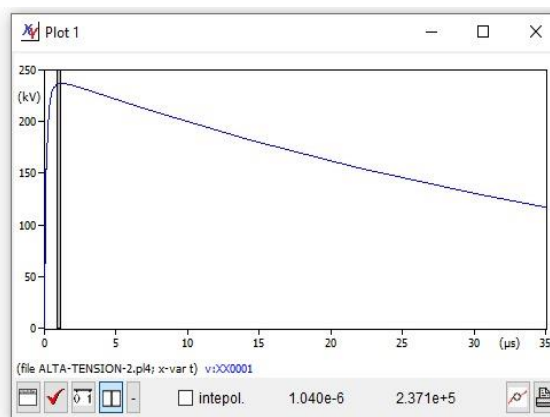
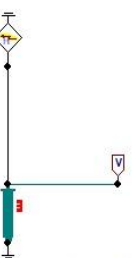
200 Ohm . m - SUELO: Terreno Arenoso/Limus Saturado ---- VARILLA 1 - 5/8" x 2,44m

Figura 81.Varilla 1 de 2,44m de 5/8" - Suelo arenoso/limus húmedo
Adaptación: Autores



200 Ohm . m - SUELO: Terreno Arenoso/Limus Saturado ---- VARILLA 2 - 5/8" x 3m

Figura 82.Varilla 2 de 3m de 5/8" - Suelo arenoso/limus húmedo
Adaptación: Autores



200 Ohm . m - SUELO: Terreno Arenoso/Limus Saturado ---- VARILLA 3 - 3/4" x 3m

Figura 83.Varilla 3 de 3m de 3/4" - Suelo arenoso/limus húmedo
Adaptación: Autores

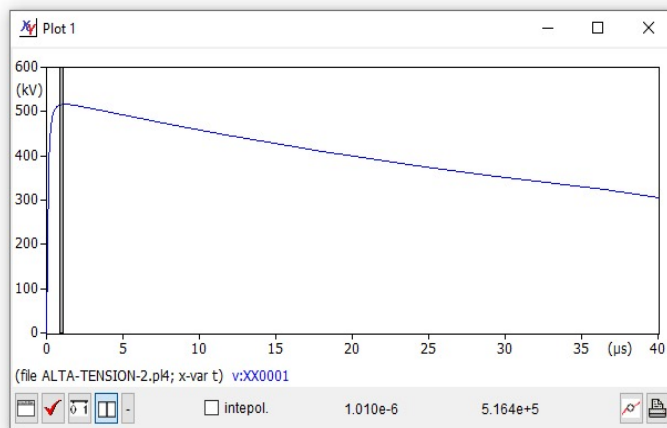


Figura 84. Varilla 1 de 2,44m de 5/8" - Caliza agrietada
 Adaptación: Autores

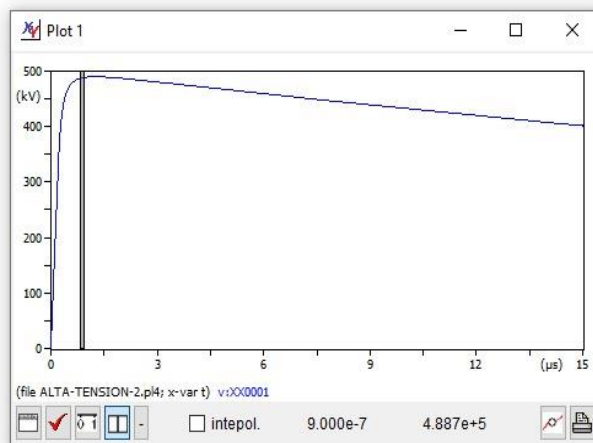
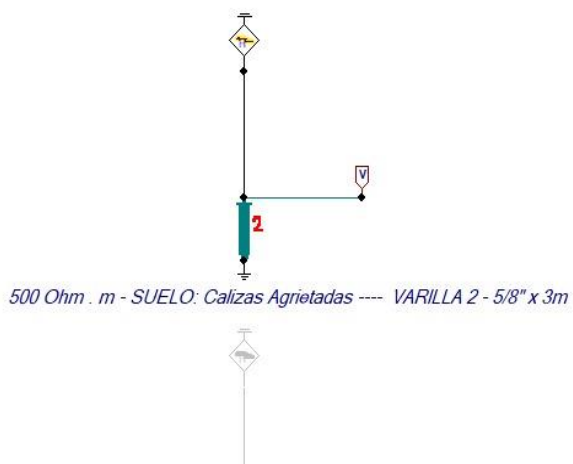


Figura 85. Varilla 2 de 3m de 5/8" - Caliza agrietada
 Adaptación: Autores

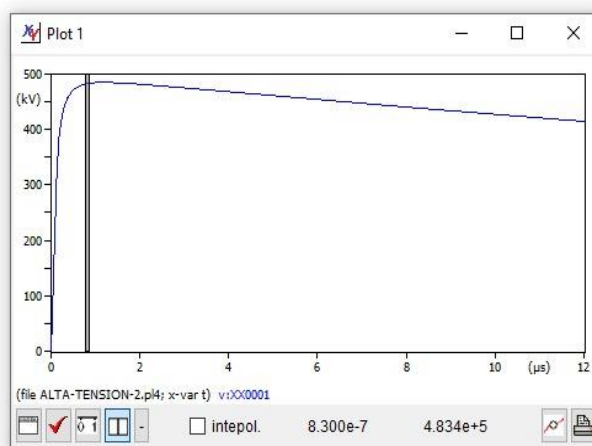


Figura 86. Varilla 3 de 3m de 3/4" - Caliza agrietada
 Adaptación: Autores

1. CALCULOS DE EJEMPLO PARA TORRE DE 69KV ... h = 26m ... TIPO MULTIPISO

| | |
|------------|---------|
| 2r1 | 1,50 m |
| r1 | 0,75 m |
| 2r2 | 1,50 m |
| r2 | 0,75 m |
| 2r3 | 5,70 m |
| r3 | 2,85 m |
| h | 26,00 m |
| h1 | 2,50 m |
| h2 | 2,75 m |
| h3 | 2,75 m |
| h4 | 18,00 m |

$$req = \frac{r1 * h2 + re * h + r3 * h1}{2 * h} = 0,55m$$

$$Z = 60 * \left[\ln\left(\frac{h}{req}\right) - 1 \right] = 171,17\Omega$$

γ = Coeficiente de Propagacion

c = Velocidad de la luz

| | |
|-----------|----------|
| λ | 0,75 |
| c | 300 m/us |

$$Ri = \frac{-2 * Z_{T1} * \ln\sqrt{\gamma}}{(h1 + h2 + h3)} * hi \longrightarrow i = 1, 2, 3$$

| | |
|-----------|--|
| R1 | 15,39 Ω |
| R2 | 16,93 Ω |
| R3 | 16,93 Ω |
| R4 | 49,24 Ω |
| L1 | $L1 = \frac{R1 * 2 * h}{c} = 2,67 \mu F$ |
| L2 | 2,934 uF |
| L3 | 2,934 uF |
| L4 | 8,536 uF |

$$R4 = -2 * Z4 * \ln\sqrt{\gamma}$$

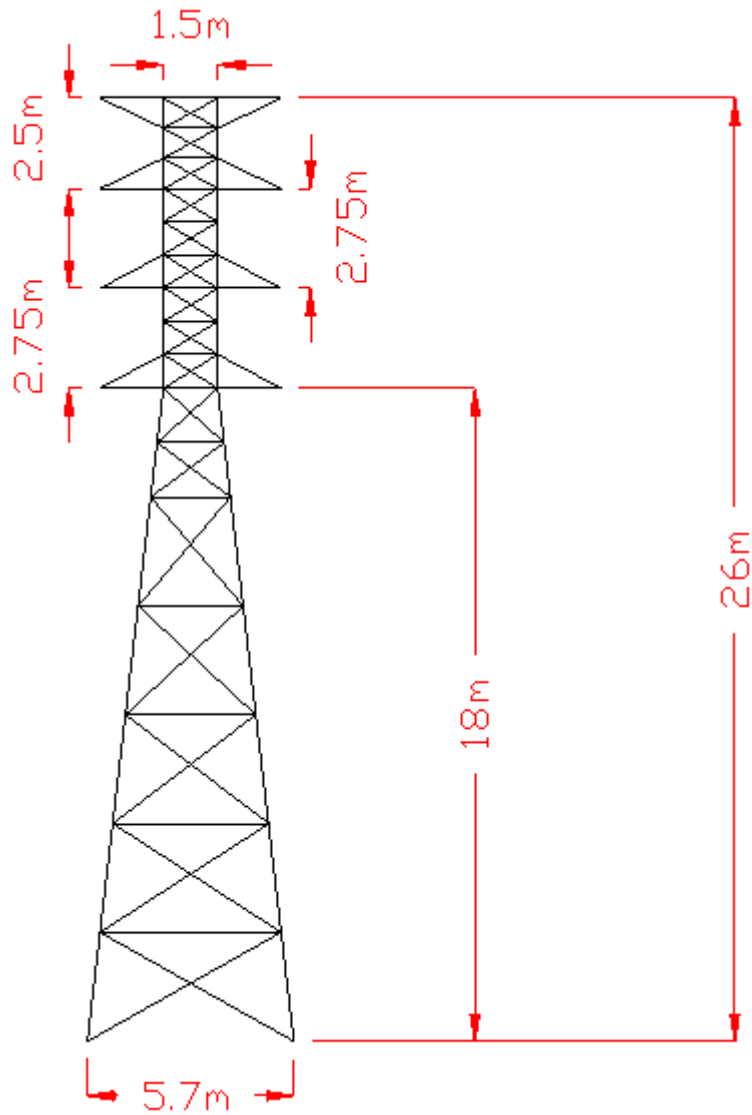


Figura 87. Torre Tipo multipiso de 69kV
Adaptación: Autores

2. FLAMEO POR IMPACTOS INDIRECTOS CON LINEA PROTEGIDA (Fi. Lb)

| I0 - K1 | |
|---------------|--------------------|
| VALOR INICIAL | NUMERO DE TERMINOS |
| 1 | 200 |

| | |
|------------------|-------|
| Im | 37 |
| Zv | 0,544 |
| DDT | 2,81 |
| Sf | 0,5 |
| Constante | 0,001 |

| SUMATORIA K1 | MULTIPLICACION DE VALORES | Fii (Lp) = Flam. /Km/AÑO | Fii (Lp) = Flam. /100Km/AÑO |
|--------------|---------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| 0,987790352 | 0,00076432 | 7,5498792E-04 | 0,075498792 |

SUMATORIA K1



0,987790351803698

Aceptar

Figura 88. Sumatoria automática en Excel de 1 a 200 - Variable K1
Adaptación: Autores

Fii(Lp) = FALMEO./Km/AÑO



7,549879832068E-04

Aceptar

Figura 89, Flameo por impacto directo con línea protegida - Fii (Lp) ... Km/año
Adaptación: Autores

Fii(Lp) = FALMEO./100Km/AÑO ×



0,07549879832068

Aceptar

Figura 90. Flameo por impacto directo con linea protegida - Fii (Lp) ... 100Km/año
Adaptación: Autores

3. FLAMEO POR IMPACTOS INDIRECTOS A CAMPO ABIERTO (Fii. ca)

| I0 - K | |
|---------------|--------------------|
| VALOR INICIAL | NUMERO DE TERMINOS |
| 58 | 200 |

| | |
|-------------------|-------------|
| h | 10,1 |
| TCF (-) | 190 |
| VLL (kV) | 13,8 |
| Vfase (kV) | 7,967433715 |

| SUMATORIA K | MULTIPLICACION DE VALORES | Fii (Ca) = Flam. /Km/AÑO | Fii (Ca) = Flam. /100Km/AÑO |
|-------------|---------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| 5,055802163 | 0,00562 | 0,028413608 | 2,841360816 |

SUMATORIA K ×



5,05580216294776

Aceptar

Figura 91. Sumatoria automática en Excel de 58 a 200 - Variable K

Adaptación: Autores

Fii(Ca) = FALMEO./Km/AÑO ×



2,84136089267497E-02

Aceptar

*Figura 92.Flameo por impacto indirecto a campo abierto - Fii (Ca) ... Km/año
Adaptación: Autores*

Fii(Ca) = FALMEO./100Km/AÑO ×



2,84136089267497

Aceptar

*Figura 93.Flameo por impacto indirecto a campo abierto - Fii (Ca) ... 100Km/año
Adaptación: Autores*

IMPACTO DIRECTO SOBRE UNA FASE

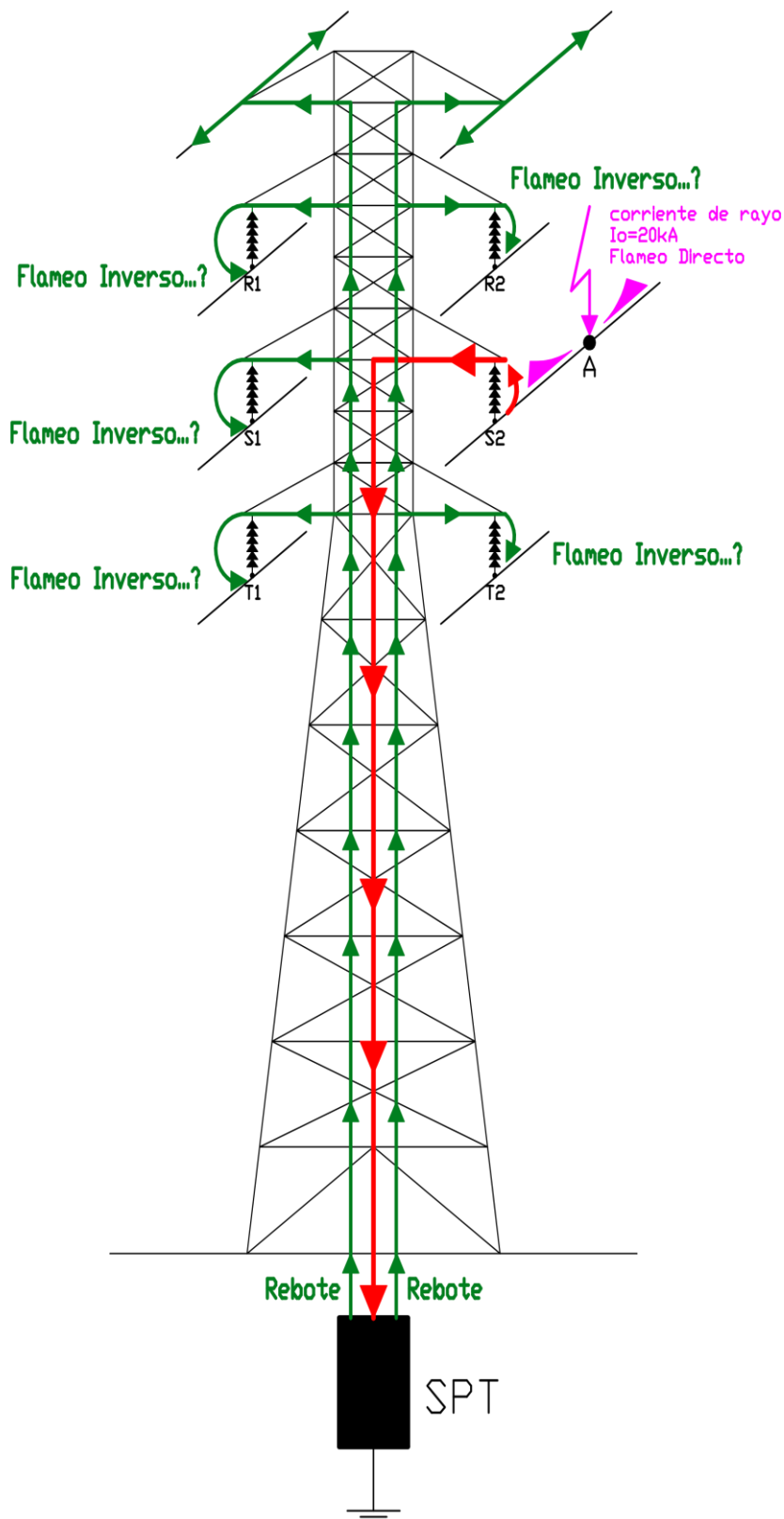


Figura 94. Impacto directo de rayo sobre una fase
Adaptación: Autores

IMPACTO DIRECTO SOBRE EL HILO DE GUARDA

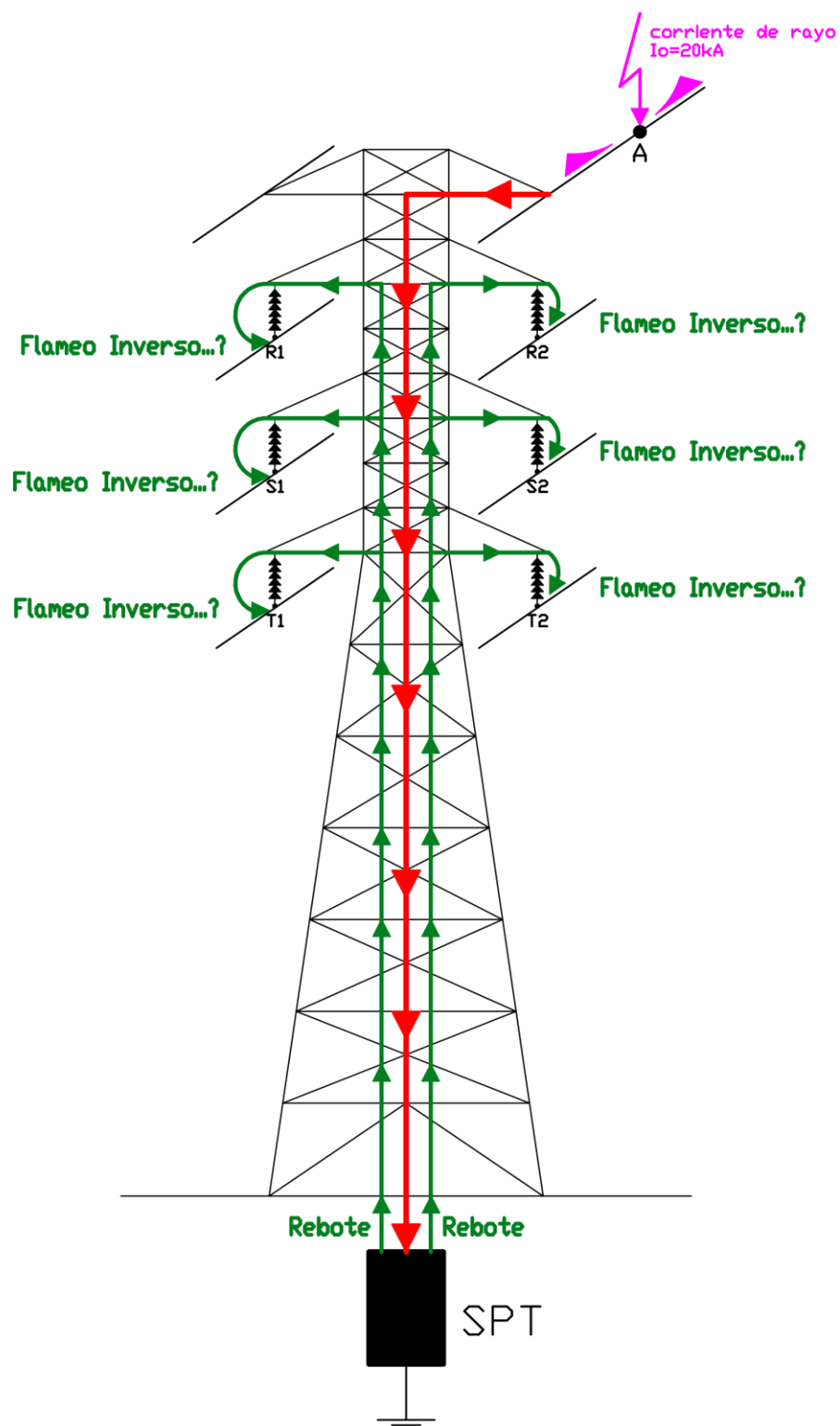


Figura 95. Impacto directo de rayo sobre la línea de guarda
Adaptación: Autores

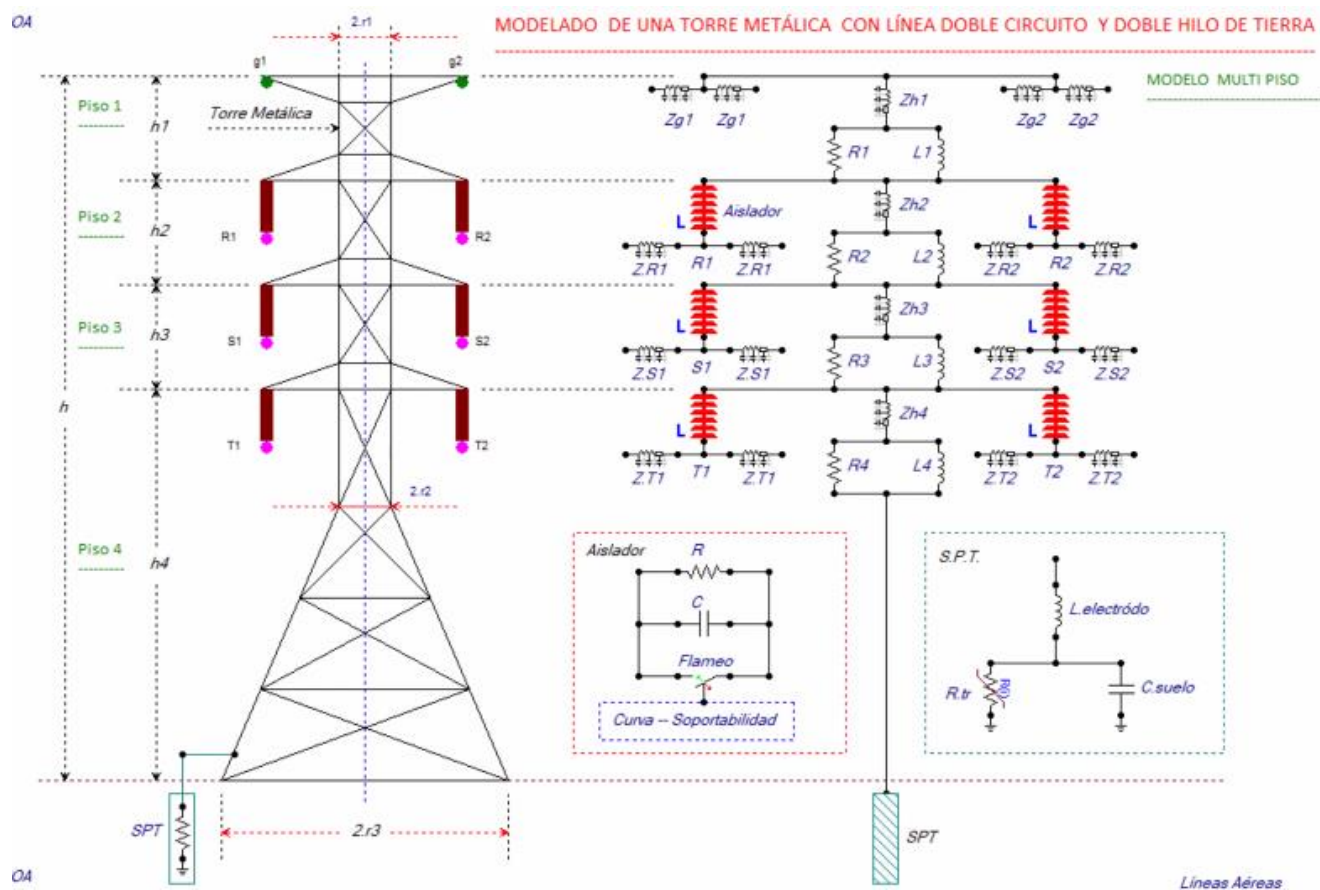


Figura 96. Modelado de torre multipiso de 69kV en ATP DRAW
Adaptación: Autores