

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**“ESTUDIO DE SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFERICO Y
COORDINACION DE AISLAMIENTO DE LA LINEA DE
TRANSMISION 220 kV SURIRAY - ABANCAY NUEVA -
COTARUSE”**

Presentado por:

Br. KELVIN CARRASCO CONDORI

Para optar al título profesional de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Asesor de tesis:

**Ing. MARY ELISA BARRIONUEVO
PRADO**

**CUSCO-PERÚ
2020**

PRESENTACIÓN

Señor Decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, y distinguidos miembros del jurado.

Con la finalidad de optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista, presento ante ustedes la tesis intitulada “ESTUDIO DE SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO Y COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 kV SURIRAY - ABANCAY NUEVA - COTARUSE”, trabajo de investigación en el cual se desarrolla el análisis de la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión en doble terna, frente a las sobretensiones transitorias generadas por descargas atmosféricas ocurridos entre los años 2015 al 2018; así mismos se plantea la solución para reducir el número de interrupciones o cortes debido a este fenómeno, los cuales deberán cumplir con los valores máximos permisibles en las normas y procedimientos establecidos por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). El análisis de la coordinación de aislamiento y las sobretensiones transitorias por descargas atmosféricas, fueron realizadas mediante simulaciones en el software ATPDraw en su versión 5.9, con lo que se obtuvo las corrientes críticas que ocasionan la ruptura dieléctrica de los aisladores y por consiguiente las interrupciones de la línea.

El Alumno.

DEDICATORIA

A mis amados padres José G. Carrasco Colque y Bárbara Condori Chino, quienes siempre me apoyaron incondicionalmente, y quienes me motivan para alcanzar cada una de mis metas. Con su ejemplo, honestidad y humildad; me han forjado para seguir adelante y sobre todo vivir la vida con alegría.

Los amo muchísimo.

AGRADECIMIENTO

A Dios por darme la oportunidad, de poder disfrutar de este mundo y estar siempre a mi lado.

A mis hermanos Miryan, Nadia, José Gil y Yuri, por todos esos bellos momentos que disfrutamos juntos; por su apoyo e incansable aliento.

A mi hermano Ronnie, quien desde el cielo me acompaña en todo momento, y estoy seguro que él es más feliz con cada logro alcanzado.

A mi esposa Cleofe, por su enorme apoyo y paciencia, quien me impulsa todos los días.

A los docentes de la escuela profesional de Ingeniería Eléctrica, por sus enseñanzas y amistad.

RESUMEN

El presente trabajo de tesis intitulado “Estudio de Sobretensiones de Origen Atmosférico y Coordinación de Aislamiento de la Línea de Transmisión 220 kV Suriray - Abancay Nueva - Cotaruse”, trata sobre el estudio de las sobretensiones causadas por el impacto de descargas atmosféricas en una línea de transmisión de 220 kV, así como la coordinación de aislamiento y el planteamiento de alternativas para mejora el número excesivo de interrupciones ocurridos desde el año 2015 al 2018. El estudio de sobretensiones transitorios se ciñe a simulaciones digitales empleando el software ATPDraw en su versión 5.9.

El trabajo de tesis contiene cinco capítulos en los cuales se desarrolla lo siguiente:

- **CAPITULO I:** Se desarrolla aspectos generales como antecedentes, planteamiento y formulación del problema, objetivos, justificación, hipótesis, alcances y limitaciones y la metodología de investigación que se aplicada durante el proceso de elaboración de la tesis.
- **CAPITULO II:** Se desarrolla el fundamento teórico, definiciones y ecuaciones relacionados a coordinación de aislamiento, tipos y características de sobretensiones, proceso de generación del rayo y sus parámetros de incidencia, medios para limitar y evitar sobretensiones por descargas atmosféricas, apantallamiento de líneas, el modelo electrogeométrico, tasas de cebados, y descripción de la estructura e implementación de una línea de transmisión en el software ATPDraw.
- **CAPITULO III:** Se desarrolla el diagnostico histórico de la coordinación de aislamiento y las fallas debido a descargas atmosféricas ocurridas desde el año 2015 al 2018. Así mismo, se realiza una descripción de la geografía y clima del trazo de ruta, descripción y evaluación de los componentes de la línea, y la evaluación estadística de interrupciones.

- **CAPITULO IV:** Se realiza el modelamiento de los componentes de la línea y la corriente del rayo en el software ATPDraw, se realiza simulaciones de sobretensiones considerando descargas atmosféricas sobre conductores de fase, torres y cables de guarda, y se calcula la tasa de salidas promedio para los años 2015 al 2018.
- **CAPITULO V:** Se plantea el mejoramiento de los deficientes sistemas de puesta a tierra, e instalación de pararrayos en zonas con mayor densidad de descarga, se procede a implementar y modelar en el software ATPDraw, y se calcula la nueva tasa de salidas promedio, resultando acorde a las tolerancias establecidas de acuerdo al “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión” OSINERGMIN N° 175-2012-OS-CD-GFE. Finalmente se realiza un análisis de la rentabilidad, elaborando el presupuesto y cálculos del VAN y TIR.

Al final del trabajo se presenta las conclusiones, sugerencias, bibliografía y anexos.

ABSTRACT

The present thesis work entitled "Study of Atmospheric Origin Overvoltages and Isolation Coordination of the 220 kV Suriray - Abancay Nueva - Cotaruse Transmission Line", deals with the study of overvoltages caused by the impact of atmospheric discharges in a 220 kV transmission line, as well as the coordination of isolation and the approach of alternatives to improve the excessive number of interruptions occurred from 2015 to 2018. The study of transient overvoltages is based on digital simulations using ATPDraw software in its version 5.9.

The thesis work contains five chapters in which the following is developed:

- CHAPTER I: It develops general aspects such as background, problem statement and formulation, objectives, justification, hypothesis, scopes and limitations and the research methodology that was applied during the process of elaboration of the thesis.
- CHAPTER II: It develops the theoretical foundation, definitions and equations related to insulation coordination, types and characteristics of overvoltages, lightning generation process and its incidence parameters, means to limit and avoid overvoltages due to atmospheric discharges, line shielding, the electrogeometric model, priming rates, and description of the structure and implementation of a transmission line in the ATPDraw software.
- CHAPTER III: The historical diagnosis of the insulation coordination and failures due to atmospheric discharges occurred from 2015 to 2018 is developed. Likewise, a description of the geography and climate of the route, description and evaluation of the components of the line, and the statistical evaluation of interruptions are made.
- CHAPTER IV: The modeling of the line components and the lightning current in the ATPDraw software is carried out, overvoltage simulations are performed considering

atmospheric discharges on phase conductors, towers and guard cables, and the average outage rate is calculated for the years 2015 to 2018.

- CHAPTER V: The improvement of the deficient grounding systems and the installation of lightning rods in areas with higher density of discharge is proposed, it is implemented and modeled in the ATPDraw software, and the new average outage rate is calculated, resulting in accordance with the tolerances established according to the "Procedure for the Supervision and Inspection of the Performance of Transmission Systems" OSINERGMIN N° 175-2012-OS-CD-GFE. Finally, a profitability analysis is performed, preparing the budget and NPV and IRR calculations.

At the end of the work, conclusions, suggestions, bibliography and annexes are presented.

ÍNDICE GENERAL

PRESENTACIÓN.....	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTO	iii
RESUMEN.....	iv
ABSTRACT.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	viii
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xv
LISTA DE SÍMBOLOS	xviii
GLOSARIO	xix
CAPÍTULO I.	
GENERALIDADES.....	1
1.1. INTRODUCCION.....	1
1.2. AMBITO GEOGRÁFICO.....	2
1.3. EL PROBLEMA	3
1.3.1. ANTECEDENTES	3
1.3.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	5
1.3.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	7
1.3.3.1. PROBLEMA GENERAL.....	7
1.3.3.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS.....	8
1.4. OBJETIVOS	8
1.4.1. OBJETIVO GENERAL	8
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
1.5. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO	8
1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES.....	9
1.6.1. ALCANCE	9
1.6.2. LIMITACIONES.....	10
1.7. HIPÓTESIS	10
1.7.1. HIPÓTESIS GENERAL	10
1.7.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS	10
1.8. VARIABLES E INDICADORES.....	11
1.9. METODOLOGÍA.....	11

1.9.1. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN.....	11
1.9.1.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN	11
1.9.1.2. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN.....	11
1.9.1.3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	11
1.9.2. POBLACIÓN Y MUESTRA	12
1.9.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	12
1.9.4. PROCESAMIENTO DE DATOS.....	12
1.9.5. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS.....	12
1.10. MATRIZ DE CONSISTENCIA.....	12
CAPÍTULO II.	
MARCO TEORICO	14
2.1. INTRODUCCIÓN.....	14
2.2. DEFINICIÓN DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	15
2.3. SOBRETENSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN	15
2.3.1. CLASIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LAS SOBRETENSIONES	16
2.3.2. FORMA DE ONDA NORMALIZADA	18
2.3.3. DISTRIBUCIÓN ESTADÍSTICA DE SOBRETENSIONES.....	19
2.4. AISLAMIENTO ELÉCTRICO	21
2.4.1. RIGIDEZ DIELECTRICA	21
2.4.2. NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS	22
2.5. DESCARGA ATMOSFÉRICA.....	23
2.5.1. PROCESO DE DESCARGA DE UNA NUBE	23
2.5.2. PARÁMETROS DE INCIDENCIA DEL RAYO	25
2.5.2.1. NIVEL ISOCERÁUNICO.....	25
2.5.2.2. DENSIDAD DE DESCARGAS	27
2.5.2.3. POLARIDAD DEL RAYO	28
2.5.3. FORMA DE ONDA DE LA CORRIENTE DEL RAYO	29
2.5.4. AMPLITUD MÁXIMA DE LA CORRIENTE DEL RAYO	29
2.6. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	30
2.6.1. DESCARGA EN LA TORRE DE TRANSMISIÓN	30
2.6.2. DESCARGA EN LOS CONDUCTORES DE FASE	34
2.6.3. DESCARGA EN LOS CABLES DE GUARDA	39
2.7. MEDIOS PARA LIMITAR LAS SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	43
2.7.1. PARARRAYOS	43

2.8. MEDIOS PARA EVITAR LAS SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	45
2.8.1. CABLES DE GUARDA.....	45
2.8.2. PUESTA A TIERRA	46
2.9. APANTALLAMIENTO DE LÍNEAS AÉREAS	46
2.9.1. DISTANCIA CRÍTICA.....	47
2.9.2. MODELO ELECTROGEOMÉTRICO.....	49
2.9.3. INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLA DE APANTALLAMIENTO.....	52
2.10. TASA DE CEBADOS.....	53
2.10.1. TASA DE CEBADOS DIRECTOS	53
2.10.2. TASA DE CEBADOS INVERSOS	54
2.10.3. TASA DE CEBADOS INDUCIDOS.....	55
2.11. EL PROGRAMA DE SIMULACIÓN ATP.....	56
2.11.1. ESTRUCTURA DE FUNCIONAMIENTO DEL ATP.....	56
2.11.2. IMPLEMENTACIÓN DE ELEMENTOS EN ATP.....	58
2.11.3. REPRESENTACIÓN DE COMPONENTES EN FUNCIÓN DEL RANGO DE FRECUENCIAS	61
 CAPÍTULO III. DIAGNOSTICO HISTÓRICO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV SURIRAY – ABANCAY NUEVA – COTARUSE.....	 62
3.1. INTRODUCCIÓN.....	62
3.2. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL SISTEMA.....	63
3.3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	63
3.3.1. DESCRIPCIÓN DEL TRAZO DE RUTA.....	63
3.3.2. PERFIL LONGITUDINAL DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	65
3.3.3. CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS	67
3.3.4. DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	68
3.3.5. TENSIÓN Y NÚMERO DE CIRCUITOS.....	68
3.4. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPAMIENTO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	68
3.4.1. TORRES DE TRANSMISIÓN.....	68
3.4.2. CONDUCTORES	73
3.4.3. CABLE DE GUARDA	74
3.4.4. AISLADORES	75
3.4.5. PUESTA A TIERRA	76
3.4.6. PARARRAYOS	77

3.5. DIAGNÓSTICO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL SISTEMA EN ESTADO OPERATIVO	77
3.5.1. EVALUACIÓN DEL APANTALLAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	77
3.5.2. EVALUACIÓN DE LA CADENA DE AISLADORES.....	82
3.5.3. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.	84
3.5.4. EVALUACIÓN DE LOS PARARRAYOS	91
3.5.5. EVALUACIÓN ESTADÍSTICA DE INTERRUPCIONES	95
3.5.5.1. RESUMEN DE FALLAS DEL AÑO 2015 AL 2018	95
3.5.5.2. FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS AÑO 2015	97
3.5.5.3. FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS AÑO 2016	98
3.5.5.4. FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS AÑO 2017	99
3.5.5.5. FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS AÑO 2018	100
3.5.5.6. UBICACIÓN DE FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DEL AÑO 2015 AL 2018.....	101
3.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS	105
CAPÍTULO IV.	
MODELAMIENTO DE LOS COMPONENTES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y LA CORRIENTE DEL RAYO EN EL SOFTWARE ATPDRAW	108
4.1. INTRODUCCIÓN.....	108
4.2. MODELAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN ATPDRAW	110
4.2.1. MODELO DE DESCARGA ATMOSFÉRICA	110
4.2.2. MODELO DE CONDUCTORES DE FASE Y CABLE DE GUARDA	110
4.2.3. MODELO DE TORRE DE ALTA TENSIÓN.....	114
4.2.3.1. MODELO EXACTO DE TORRE	114
4.2.3.2. MODELO SIMPLE DE TORRE.....	120
4.2.4. MODELO DE CADENA DE AISLADORES	121
4.2.5. MODELO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	122
4.2.6. MODELO DE PARARRAYOS	123
4.2.7. DIAGRAMA COMPLETO PARA SIMULACIÓN.....	125
4.3. SIMULACIÓN DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	126
4.3.1. DESCARGAS EN EL CONDUCTOR DE FASE	126
4.3.2. DESCARGA EN EL CABLE DE GUARDA O EN LA TORRE	129
4.3.3. CORRIENTES CRÍTICAS Y DISTANCIAS DE EXPOSICIÓN.....	130
4.4. CÁLCULO DE TASA DE CEBADOS	131
4.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	133

CAPÍTULO V.

PLANTEAMIENTO DE SOLUCIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL PROBLEMA.....	134
5.1. INTRODUCCIÓN.....	134
5.2. MEJORAMIENTO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	135
5.3. MEJORAMIENTO EN LA DISTRIBUCIÓN DE PARARRAYOS.....	136
5.3.1. MODELAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CON PARARRAYOS.....	137
5.3.2. SIMULACIÓN DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CON PARARRAYOS.....	138
5.3.2.1. DESCARGAS EN EL CONDUCTOR DE FASE.....	138
5.3.2.2. DESCARGAS EN EL CABLE DE GUARDA O EN LA TORRE.....	140
5.3.2.3. CORRIENTES CRÍTICAS Y DISTANCIAS DE EXPOSICIÓN.....	141
5.4. CÁLCULO DE TASAS DE SALIDA CON IMPLEMENTACIÓN DE PARARRAYOS.....	142
5.5. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.....	143
5.5.1. PRESUPUESTO GENERAL.....	143
5.5.2. BENEFICIO POR LA IMPLEMENTACIÓN.....	143
5.5.3. FLUJO DE CAJA.....	145
5.5.4. VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	145
5.5.5. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	146
5.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	147
CONCLUSIONES.....	149
SUGERENCIAS.....	151
BIBLIOGRAFÍA.....	152
ANEXOS.....	154

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características generales de la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse	4
Tabla 2. Resumen de fallas ocurridas entre los años 2015 al 2018	7
Tabla 3. Variables e Indicadores	11
Tabla 4. Matriz de consistencia	13
Tabla 5. Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$).....	22
Tabla 6. Niveles isoceraúnicos en las zonas ecológicas del Perú.....	25
Tabla 7. Clasificación de gamas de frecuencias	61
Tabla 8. Características eléctricas del sistema	63
Tabla 9. Condiciones climatológicas de la línea de transmisión.....	67
Tabla 10. Distancias de seguridad de la línea de transmisión.....	68
Tabla 11. Tipos de torres de transmisión	69
Tabla 12. Conductor tipo CURLEW para altitudes hasta 4500 msnm	74
Tabla 13. Conductor tipo PHEASANT para altitudes mayores a 4500 msnm	74
Tabla 14. Cable de guarda tipo EHS	75
Tabla 15. Aislador polimérico para altitudes hasta 3000 msnm	75
Tabla 16. Aislador polimérico para altitudes de 3000 a 4500 msnm	76
Tabla 17. Pararrayos de oxido metálico (ZnO).....	77
Tabla 18. Evaluación del apantallamiento en torre tipo S1	78
Tabla 19. Evaluación del apantallamiento en torre tipo S2	79
Tabla 20. Evaluación del apantallamiento en torre tipo A1	80
Tabla 21. Evaluación del apantallamiento en torre tipo A2	81
Tabla 22. Resumen evaluación del apantallamiento en torres S1, S2, A1, y A2	81
Tabla 23. Grados de contaminación (norma IEC 815).....	83
Tabla 24. Mediciones de resistencia de puesta a tierra	84
Tabla 25. Pararrayos instalados en la línea de transmisión	92
Tabla 26. Resumen de fallas desde agosto del 2015 a diciembre del 2018.....	95
Tabla 27. Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2015	97
Tabla 28. Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2016	98
Tabla 29. Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2017	99
Tabla 30. Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2018	100
Tabla 31. Ubicación de fallas por descargas atmosféricas año 2015.....	102
Tabla 32. Ubicación de fallas por descargas atmosféricas año 2016.....	102
Tabla 33. Ubicación de fallas por descargas atmosféricas año 2017.....	103

Tabla 34. Ubicación de fallas por descargas atmosféricas año 2018.....	104
Tabla 35. Indicadores de performance de sistemas de transmisión eléctrica.....	108
Tabla 36. Tolerancia de indicadores de performance sistema interconectado	109
Tabla 37. Impedancia de segmentos de torre tipo S1	115
Tabla 38. Impedancia de segmentos de torre tipo S2.....	116
Tabla 39. Impedancia de segmentos de torre tipo A1	116
Tabla 40. Impedancia de segmentos de torre tipo A2.....	117
Tabla 41. Impedancia de modelado simple de torres S1, S2, A1, y A2.....	120
Tabla 42. Resistencias de puesta a tierra para simulación en ATPDraw	126
Tabla 43. Corrientes críticas y distancias de exposición	131
Tabla 44. Tasa de cebados de la línea de transmisión	132
Tabla 45. Puestas a tierra a mejorar.....	136
Tabla 46. Corrientes críticas y distancias de exposición en una línea con pararrayos	142
Tabla 47. Tasa de cebados de la línea de transmisión con implementación de pararrayos ...	142
Tabla 48. Presupuesto general.....	143
Tabla 49. Pérdidas de energía acumulada desde el año 2015 al 2018 sin implementación...	144
Tabla 50. Pérdidas de energía acumulada desde el año 2015 al 2018 con implementación..	144
Tabla 51. Cuadro comparativo de pérdidas acumuladas desde el año 2015 al 2018 sin y con implementación.....	144
Tabla 52. Flujo de caja	145

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica de la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse	3
Figura 2. Diagrama unifilar de la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse	4
Figura 3. Porcentaje de fallas ocurridas entre los años 2015 al 2018.....	7
Figura 4. Clasificación de Sobretensiones.....	17
Figura 5. Formas de Onda de Tensiones y Sobretensiones	19
Figura 6. Distribución de Probabilidad de Descargas Atmosféricas.....	20
Figura 7. Tipos de descargas atmosféricas entre nube y tierra	24
Figura 8. Mapa de niveles isoceraúnicos del Perú	26
Figura 9. Densidad de descargas del Planeta Tierra.....	27
Figura 10. Densidad de descargas Vs nivel isoceraúnico.....	28
Figura 11. Forma de onda del impulso de tensión tipo rayo normalizado	29
Figura 12. Distribución de la corriente de rayo cuando impacta en una torre.....	31
Figura 13. Circuito equivalente de la descarga eléctrica sobre una torre.....	32
Figura 14. Torre de forma cónica	33
Figura 15. Torre de forma cilíndrica.....	33
Figura 16. Torre en terreno plano.....	36
Figura 17. Torre en terreno ondulado.....	37
Figura 18. Torre en terreno montañoso.....	37
Figura 20. Haz de conductores por fase.....	38
Figura 20. Circuito equivalente de descarga eléctrica sobre cable de guarda	40
Figura 21. Tensiones Inducidas en Conductores de Fase	41
Figura 22. Distancias entre un cable de guarda y conductor de fase.....	42
Figura 23. Distancias entre un cable de guarda y conductor de fase.....	43
Figura 24. Coordinación entre pararrayos y aislamiento.....	45
Figura 25. Distancias críticas para una torre con un solo cable de guarda	48
Figura 26. Modelo electrogeométrico para una línea con dos cables de guarda	49
Figura 27. Distancias de exposición de cables de guarda y conductores de fase.....	51
Figura 28. Distancias de exposición y descargas atmosféricas	52
Figura 29. Estructura de funcionamiento del ATP	57
Figura 30. Forma de onda de la fuente de corriente Heidler type 15	58
Figura 31. Tramo de línea SE Suriray – SE Abancay Nueva.....	64
Figura 32. Tramo de línea SE Abancay Nueva – SE Cotaruse.....	65
Figura 33. Perfil del tramo SE Suriray – SE Abancay Nueva.....	66

Figura 34. Perfil del tramo SE Abancay Nueva – SE Cotaruse.....	67
Figura 35. Torre tipo S1 (Suspensión tangente de 0° a 2°).....	70
Figura 36. Torre tipo S2 (Suspensión reforzada de 2° a 8°).....	71
Figura 37. Torre tipo A1 (Angular de 0° a 30° / Anclaje 0°).....	72
Figura 38. Torre tipo A2 (Angular de 30° a 70° / Terminal)	73
Figura 39. Ubicación de pararrayos entre las torres 1 - 90	93
Figura 40. Ubicación de pararrayos entre las torres 91 - 180	94
Figura 41. Ubicación de pararrayos entre las torres 181 - 270	94
Figura 42. Ubicación de pararrayos entre las torres 271 - 363	95
Figura 43. Número de fallas desde agosto del 2015 a diciembre del 2018.....	96
Figura 44. Porcentaje de fallas desde agosto del 2015 a diciembre del 2018	96
Figura 45. Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2015.....	97
Figura 46. Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2016.....	99
Figura 47. Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2017.....	100
Figura 48. Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2018.....	101
Figura 49. Ubicación de fallas por descargas atmosféricas desde año 2015 al 2018	105
Figura 50. Modelo de fuente de corriente tipo rayo Heidler type 15.....	110
Figura 51. Modelo de línea de transmisión LCC template	111
Figura 52. Configuración geométrica de conductores y cables en torre tipo S1.....	112
Figura 53. Configuración geométrica de conductores y cables en torre tipo S2.....	112
Figura 54. Configuración geométrica de conductores y cables en torre tipo A1.....	113
Figura 55. Configuración geométrica de conductores y cables en torre tipo A2.....	113
Figura 56. Modelo de impedancia de torre CLARKE	114
Figura 57. Modelo exacto de torre tipo S1	118
Figura 58. Modelo exacto de torre tipo S2.....	118
Figura 59. Modelo exacto de torre tipo A1	119
Figura 60. Modelo exacto de torre tipo A2.....	119
Figura 61. Modelo simple de torres S1, S2, A1, y A2	121
Figura 62. Modelo de la cadena de aisladores tipo Switch voltage contr	122
Figura 63. Modelo de pararrayos tipo R(i) Type 92	124
Figura 64. Curva no lineal del pararrayos.....	124
Figura 65. Diagrama completo para simulación en torre tipo S1	125
Figura 66. Descarga atmosférica de I=12.73 kA en conductor de fase.....	127
Figura 67. Descarga atmosférica de I=2.808 kA en conductor de fase.....	128
Figura 68. Descarga atmosférica de I=108.7 kA en cable de guarda.....	130
Figura 69. Resistencia PAT Vs tasa de salidas	135

Figura 70. Tramo de línea con mayor cantidad de descargas atmosféricas desde año 2015 al 2018.....	137
Figura 71. Diagrama completo para simulación en torre tipo S1 con pararrayos	138
Figura 72. Descarga atmosférica de $I=12.73$ kA en conductor de fase con pararrayos	139
Figura 73. Descarga atmosférica de $I=206.16$ kA en cable de guarda.....	141

LISTA DE SÍMBOLOS

CH	Central Hidráulica.
LT	Línea de Transmisión.
SE	Subestación Eléctrica.
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas.
COES SINAC	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú.
SERNANP	Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas.
CNE	Código Nacional de Electricidad.
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional.
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
UNE	Norma española.
Ω	Ohmio.
kA	Kiloamperio.
kV	Kilovoltio.
μs	Microsegundo.
Hz	Hertz.
MHz	Mega Hertz.
MW	Mega watts.
mm	Milímetros.
cm	Centímetro.
m	Metro.
km	Kilometro.
kg	Kilogramo.
kN	Kilo Newton.
°C	Grados centígrados.
msnm	Metros sobre nivel del mar.
CFO	Nivel de aislamiento a impulso tipo rayo.
SFR	Tasa total de fallos de apantallamiento.
3\emptyset	Trifásico.
ZnO	Óxido de zinc.
ACSR	Conductor de aluminio reforzado con alma de acero.
VAN	Valor actual neto.
TIR	Tasa interna de retorno.

GLOSARIO

Alta Tensión	Nivel de tensión superior a 60,000 Voltios.
Blindaje	Protección que utilizan las líneas de transmisión contra las descargas atmosféricas por medio de los cables de guarda.
Descarga atmosférica	Transferencia de carga entre la nube y la tierra.
Línea de transmisión	Medio que sirve para transportar la potencia eléctrica entre dos puntos y que físicamente está compuesta por conductores, aislamiento, soportes y herrajes.
Nivel isoceraúnico	Valor que indica el número promedio de días con tormenta al año en una región particular.
Sobretensión	Variación repentina de voltaje con relación a un nivel establecido y que afecta a los sistemas eléctricos de potencia.
Vano	Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas.

CAPÍTULO I.

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCION

La energía eléctrica, desde su descubrimiento ha tomado un roll importante en el desarrollo y evolución de las civilizaciones; es una forma de energía primordial para el funcionamiento de equipos y maquinarias de todo tipo, con los que el hombre puede realizar actividades con menos esfuerzo y mayor eficiencia. La energía eléctrica puede ser de corriente continua (DC) o corriente alterna (AC), siendo este último más empleado debido a que puede transportarse a largas distancias y con menos costo. La corriente alterna se produce mediante generadores ubicados en las zonas geográficas donde se encuentren los recursos energéticos, por ejemplo, los ríos con grandes caudales o caídas, combustibles fósiles, etc., y es transportado hasta los centros de consumo, ciudades o fábricas, a través de líneas de transmisión. La calidad de suministro de la energía eléctrica se refleja a través de la continuidad del servicio, siendo los indicadores más representativos el número y duración de las interrupciones (SAIFI y SAIDI), por tal motivo, las líneas de transmisión deben estar diseñadas de tal forma que estas puedan soportar descargas atmosféricas sin producir la interrupción del sistema eléctrico.

El Perú es un país en desarrollo, y con un crecimiento de demanda eléctrica importante en los últimos años, lo que demuestra que las ciudades crecen, y se construyen nuevas fábricas y centros de explotación minera. En la zona sur del país, la nueva explotación minera Las Bambas, y las ampliaciones de explotación de las minas Tintaya y Cerro Verde, comprenden una demanda eléctrica considerable, y para ello se ha previsto la ampliación de la generación de energía eléctrica en esta zona con la construcción de la CH Santa Teresa y la

segunda fase de la CH Machupicchu, así como LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, por donde se evacuará la energía eléctrica al SEIN.

La LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, es una línea de transmisión aérea en doble terna y nivel de tensión de 220 kV, en su recorrido atraviesa zonas de ceja de selva y cordilleras llegando hasta los 4687 msnm próximo al nevado de Padreyoc en el distrito de Santa Teresa, y 4588 msnm en la cordillera entre los distritos de Chalhuanca y Cotaruse donde se ubican la mayor cantidad de descargas atmosféricas que produjeron interrupciones de la línea de transmisión.

De acuerdo a los eventos de fallas publicados por el COES, la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, desde su puesta en operación en el año 2015 a diciembre del año 2018, presenta un total de 83 interrupciones de los cuales 78 son atribuidos a las descargas atmosféricas, y considerando que estos valores superan excesivamente las tolerancias establecidas en el “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión” OSINERGMIN N° 175-2012-OS-CD-GFE, es necesario realizar el estudio de sobretensiones de origen atmosférico y coordinación de aislamiento.

1.2. AMBITO GEOGRÁFICO

La LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse se ubica en la provincia de La Convención del departamento de Cusco, y provincias de Abancay y Aymaraes del departamento de Apurímac.

Figura 1.

Ubicación geográfica de la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse



1.3. EL PROBLEMA

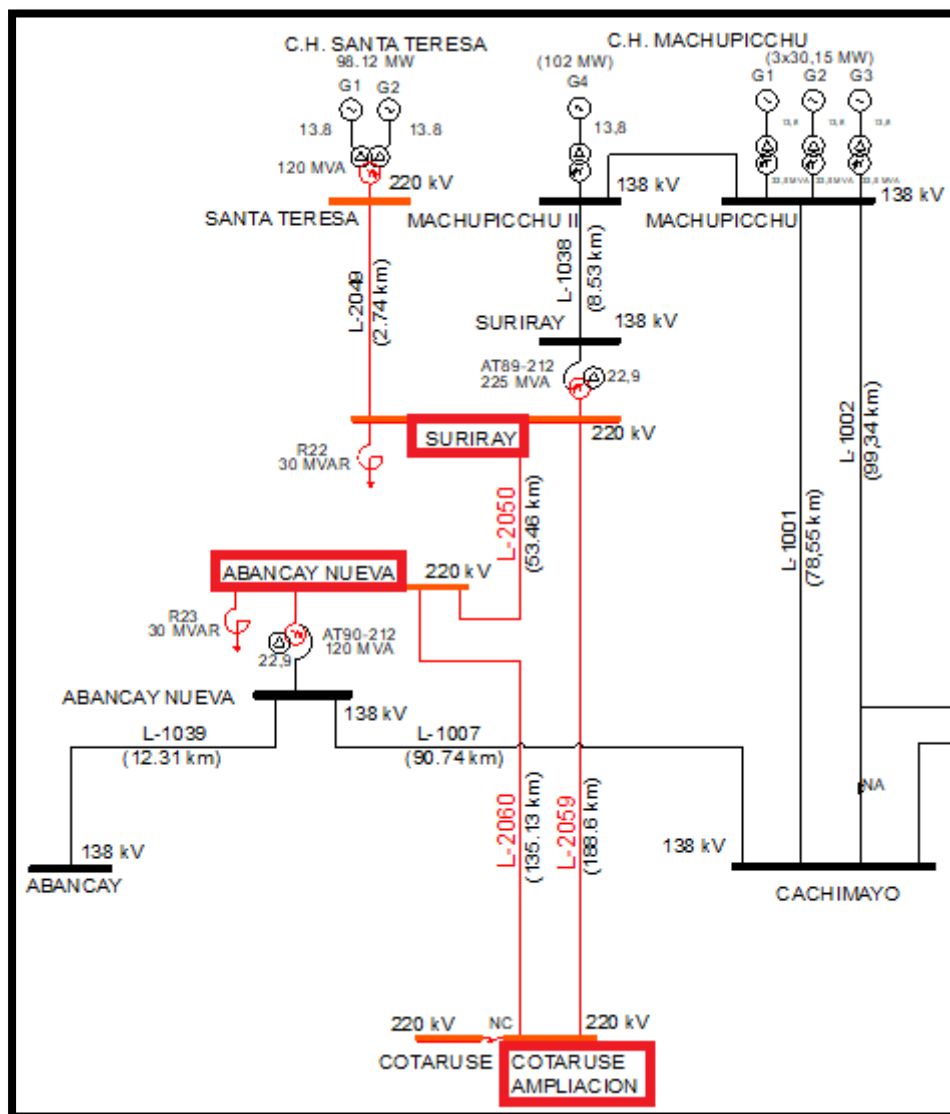
1.3.1. ANTECEDENTES

La LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse fue construida por la empresa Consorcio Transmantaro S.A., con inicio de obra a la firma de contrato del 22 de diciembre del 2010, pero por inconvenientes relacionados a zonas naturales protegidas por la entidad SERNANP el inicio de obra se dio el 4 marzo del 2013, y la conclusión de obra y puesta en operación el 21 de agosto del 2015.

La obra construida consta de una línea de transmisión en doble terna con un nivel de tensión de 220 kV, y está dividida en dos tramos. El primer tramo recorre desde la SE Suriray hasta la SE Abancay Nueva con una longitud de 53 km, y el segundo tramo recorre desde la SE Abancay Nueva hasta la SE Cotaruse con una longitud de 135 km. A continuación, se muestra el diagrama unifilar de la línea de transmisión.

Figura 2.

Diagrama unifilar de la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse



Nota: Extraído del diagrama unifilar del SEIN a diciembre del año 2018

Tabla 1.

Características generales de la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse

Tramo	Terna 1	Terna 2	Tensión	Capacidad	Long.
Suriray - Abancay Nueva	L-2050	L-2059	220 kV	250 MVA	53 km
Abancay Nueva - Cotaruse	L-2060	L-2059	220 kV	250 MVA	135 km

Nota: Datos obtenidos del diagrama unifilar del SEIN a diciembre del año 2018

1.3.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La geomorfología y el clima por donde recorre la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse es muy variada, inicia su recorrido en la SE Suriray en los valles del distrito de Santa Teresa a 1710 msnm con un clima característico de selva alta, asciende hasta los 4687 msnm próximo al nevado de Padreyoc, luego desciende hasta los 2080 msnm donde cruza el río Apurímac y vuelve ascender pasando cerca del centro poblado de Cachora hasta llegar a los 3739 msnm donde se ubica la SE Abancay Nueva, desde aquí la topografía presenta un perfil en forma de diente de sierra con una altitud mínima de 2115 msnm en el cruce del río Pachachaca y una altitud máxima de 4588 msnm en las cordilleras que cubren el valle de Chalhuanca, zona donde concurre la mayor cantidad de tormentas eléctricas, luego continua su recorrido hasta la SE Cotaruse donde se interconecta al SEIN.

Las precipitaciones fluviales que se presentan a lo largo de la línea de transmisión son variadas, y difieren de acuerdo a la zona geográfica que atraviesa y para cada estación del año. Según INRENA (1994), las precipitaciones pluviales correspondiente al recorrido de la línea de transmisión son menores en la Zona de Vida Bosque Seco Subtropical con 411 mm/año, y las mayores precipitaciones llegan a 2400 mm/año aproximadamente en la Zona de Vida Bosque pluvial Montano Subtropical (p. 117 y 191)

Respecto al nivel isoceraúnico la zona por donde recorre la línea de transmisión, presenta un nivel entre 60 y 70, lo que representa los días con tormenta al año. Un alto valor del nivel isoceraúnico implica que la línea de transmisión está sometida a frecuentes descargas atmosféricas, las que originan fenómenos transitorios con sobretensiones de elevada magnitud, que al superar la rigidez dieléctrica de la cadena de aisladores de una torre de la línea de transmisión ocasiona una falla y/o interrupción.

Así mismo, los reportes de Eventos Relevantes publicados por el Portal Web del COES SINAC, en el periodo del año 2015 al 2018 la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse

muestra 83 interrupciones de los cuales 78 fueron ocasionados por descargas atmosféricas. Estas interrupciones perjudicaron el abastecimiento y capacidad de potencia de la zona sur del SEIN, por lo que se tuvo que reducir cargas de los clientes libres como INCASA, Minera Las Bambas, Minera Cerro Verde, y otros, afectando la producción y/o explotación minera con altas pérdidas económicas para el país.

De los eventos relevantes entre los años 2015 al 2018, el más portentoso fue el ocurrido el 11 de marzo del 2016 a las 14:43 h, donde se desconectaron simultáneamente las líneas de 220 kV, L-2059 (Cotaruse - Suriray) y L-2060 (Cotaruse - Abancay Nueva) por falla. De acuerdo con lo informado por Transmantaro, titular de la línea, la falla se produjo por descargas atmosféricas por la zona. El sistema de protección señaló falla bifásica a tierra en las fases "R" y "S", localizado a 40,20 Km de la SE Cotaruse. A la misma hora desconectaron las líneas de 220 kV: L-2055 y L-2056 (Cotaruse - Las Bambas) por sobretensión (59) en la S.E. Las Bambas y por disparo directo transferido (DTT) en la SE Cotaruse, causando la interrupción de 127 MW de Minera Las Bambas. Así mismo el usuario libre Minera Cerro Verde redujo 20 MW de carga en la S.E. Sulfuros de 220 kV y 3 MW de carga en la S.E. Hidrometalurgia de 138 kV. También desconectaron los grupos G1 y G2 de la C.H. Santa Teresa con 90,00 MW y el grupo G4 de la C.H. Machupicchu con 98 MW por actuación del esquema especial de desconexión de generación por falla de las líneas L-2059 y L-2060. A las 14:55 h, se conectó la línea L-2060. A las 14:56 h, el CCO-COES coordinó con el CC-MCV normalizar su carga. A las 14:57 h, se conectó la línea L-2055 y se coordinó con Minera las Bambas recuperar toda su carga. A las 15:00 h, se conectaron las líneas L-2056 y L-2059. A las 15:00 h y 15:41 h, sincronizó la C.H. Santa Teresa y el grupo G4 de la C.H. Machupicchu, respectivamente.

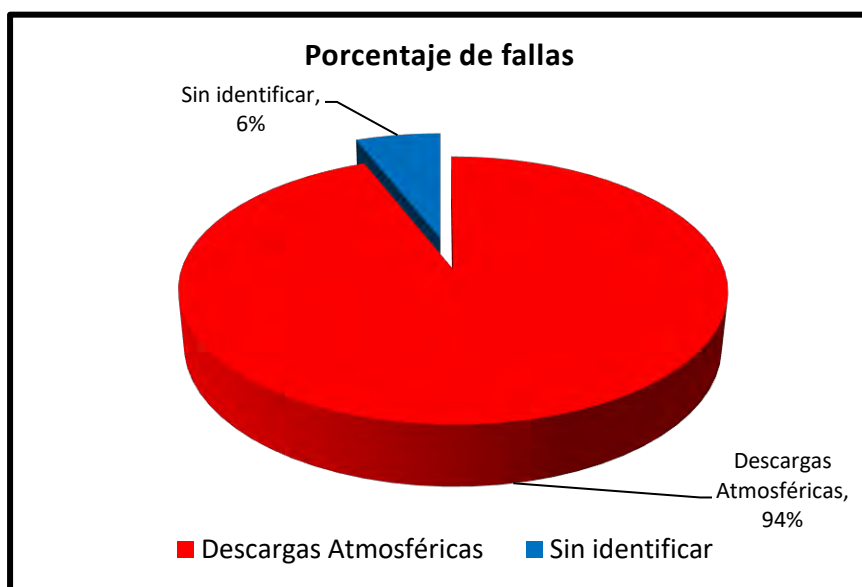
Tabla 2.

Resumen de fallas ocurridas entre los años 2015 al 2018

Causa de fallas	Cantidad de fallas	% de fallas
Descargas Atmosféricas	78	94%
Sin identificar	5	6%
Total	83	100%

Figura 3.

Porcentaje de fallas ocurridas entre los años 2015 al 2018



1.3.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.3.3.1. PROBLEMA GENERAL

¿Qué medidas se debe tomar para mejorar la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, con el fin de reducir el número y duración de interrupciones por descargas atmosféricas sin sobrepasar las tolerancias establecidas por la normatividad?

1.3.3.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS

1. ¿Cuál es el estado actual de la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse?
2. ¿Cómo viene operando la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse frente a las descargas atmosféricas?
3. ¿Cuál es el plan de solución para mejorar la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse?

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar el mejoramiento de la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, con el fin de reducir el número y duración de interrupciones por descargas atmosféricas sin sobrepasar las tolerancias establecidas por la normatividad, mediante simulaciones utilizando el software ATPDraw 5.9

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar del diagnóstico histórico de coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse.
2. Modelar los principales componentes de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, así como la intensidad de corriente del rayo en esquema equivalente en el software ATPDraw.
3. Plantear la solución técnica y económica para mejorar la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse.

1.5. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

En los últimos años la demanda eléctrica en el sur del Perú se ha visto incrementada por el ingreso de cargas de magnitud importante tales como la ampliación de la explotación en las minas de Cerro Verde, inicio de la explotación de la mina las Bambas, la ampliación de

operaciones de Southern Perú y otros. Esta demanda importante es sostenida por el nuevo abastecimiento de energía eléctrica que proviene de la CH. Machupicchu II y CH Santa Teresa, a través de la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse.

En general, la norma que regula los aspectos de calidad en el servicio eléctrico peruano es la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), siendo uno de los aspectos la calidad de suministro representado por el número de interrupciones.

Para el caso de líneas de transmisión los límites máximos de interrupciones son establecidos por el “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión” OSINERGMIN N° 175-2012-OS-CD-GFE, donde la gradualidad de tolerancia en la zona geográfica Sierra y Selva para líneas de transmisión de 220 kV van de 1.65 (1° al 12° mes), 1.60 (12° al 24° mes), y 1.5 (en los años en adelante) número de fallas por cada 100 Km-año. Para el caso de la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, el número de interrupciones ocurridos en promedio es de 14 fallas por cada 100 Km-año, superando por mucho los valores máximos establecidos en la norma.

Por otra parte, las interrupciones no programadas de los sistemas eléctricos se deben principalmente a descargas atmosféricas, y por ende requiere realizar un estudio minucioso sobre este fenómeno transitorio y sus efectos.

1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES

1.6.1. ALCANCE

El estudio abarca la evaluación del comportamiento de los aisladores de la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, frente al impacto directo de las descargas atmosféricas en torres, cables de guarda, y conductores de fase.

También se evalúa las posibles alternativas para optimizar el aislamiento y reducir el número de interrupciones, con el mejoramiento del apantallamiento, puestas a tierra e instalación de dispositivos como los pararrayos, etc.

1.6.2. LIMITACIONES

El estudio está enmarcado en la simulación de las sobretensiones transitorias originadas por las descargas atmosféricas directas sobre la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, empleando el software ATPDraw en su versión 5.9. No se analizan sobretensiones por maniobra u otros ajenos a las descargas atmosféricas.

Las posibles alternativas son de carácter técnico y están modeladas en el software ATPDraw para su simulación y evaluación

1.7. HIPÓTESIS

1.7.1. HIPÓTESIS GENERAL

El análisis del mejoramiento de la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, mediante simulaciones utilizando el software ATPDraw 5.9, permitirá plantear soluciones con el fin de reducir el número y duración de interrupciones por descargas atmosféricas sin sobrepasar las tolerancias establecidas por la normatividad.

1.7.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

1. El diagnóstico histórico de coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, permitirá conocer las deficiencias frente a las descargas atmosféricas.
2. El Modelamiento de los principales componentes de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, así como la intensidad de corriente del rayo en esquema equivalente en el software ATPDraw, permitirá evaluar el comportamiento de la línea frente a las descargas atmosféricas.
3. El planteamiento de la solución técnica y económica para mejorar la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse,

permitirá proponer la implementación de dispositivos con el fin de reducir el número y duración de interrupciones.

1.8. VARIABLES E INDICADORES

Tabla 3.

Variables e Indicadores

	Variables	Dimensiones	Indicadores
Independientes	Descargas Atmosféricas	Nivel isoceraúnico.	rayos/km ² /año
		Intensidad de corriente del rayo.	Kiloamperio (kA)
		Frente de onda.	
Dependientes	Sobretensiones en la línea de transmisión	Forma de onda de sobretensiones.	Kilovoltio (kV)

1.9. METODOLOGÍA

1.9.1. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

1.9.1.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

El estudio reúne las condiciones de una investigación aplicada, debido a que se resuelve el problema de las interrupciones de la línea de transmisión por descargas atmosféricas empleando conocimientos de ingeniería eléctrica.

1.9.1.2. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN

El enfoque utilizado es cuantitativo, ya que se empleará estadísticas de las fallas ocurridas durante la operación de la línea, se tendrá control sobre el análisis y experimentación, relacionando las variables con representación numérica.

1.9.1.3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño del estudio es experimental, por manipular intencionalmente la variable independiente o la intensidad de rayo, y realizar mediciones de variables dependientes como magnitud y forma de onda de las sobretensiones.

1.9.2. POBLACIÓN Y MUESTRA

El ámbito de estudio se enmarca en la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, conformada por torres, cables de guarda y conductores de fase.

1.9.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Se utiliza técnicas como:

- Recolección de información de las características de la línea de transmisión, datos estadísticos referentes a la operación y funcionamiento, e identificación de fallas ocurridas.
- Recolección de información disponible de estudios anteriores relacionados a las sobretensiones de origen atmosférico y coordinación de aislamiento en líneas de transmisión.
- Consultas bibliográficas de temas relacionados sobretensiones transitorias en el software ATPDraw.
- Consultas referentes a la normatividad vigente, relacionadas a la coordinación de aislamiento de líneas de transmisión.

1.9.4. PROCESAMIENTO DE DATOS

Para el procesamiento de datos recolectados se empleará hojas de cálculo en el software Excel, procesadores de texto como Word, y simulaciones digitales con el ATPDraw en su versión 5.9.

1.9.5. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS

El método técnico planteado se basa en la observación de las de sobretensiones originadas en el cable de guarda y conductores de fase, para luego determinar el óptimo nivel de aislamiento de los componentes de la línea de transmisión.

1.10. MATRIZ DE CONSISTENCIA

Tabla 4.

Matriz de consistencia

PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES	METODOLOGÍA
Problema General	Objetivo General	Hipótesis General	VARIABLES INDEPENDIENTES	Tipo de Investigación
¿Qué medidas se debe tomar para mejorar la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, con el fin de reducir el número y duración de interrupciones por descargas atmosféricas sin sobrepasar las tolerancias establecidas por la normatividad?	Analizar el mejoramiento de la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, con el fin de reducir el número y duración de interrupciones por descargas atmosféricas sin sobrepasar las tolerancias establecidas por la normatividad, mediante simulaciones utilizando el software ATPDraw 5.9	El análisis del mejoramiento de la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, mediante simulaciones utilizando el software ATPDraw 5.9, permitirá plantear soluciones con el fin de reducir el número y duración de interrupciones por descargas atmosféricas sin sobrepasar las tolerancias establecidas por la normatividad.	- Descargas atmosféricas Dimensiones - Nivel isoceraúnico. - Intensidad de corriente del rayo. - Frente de onda. Indicadores - rayos/km ² /año - Kiloamperio (kA)	Investigación aplicada, debido a que se resuelve el problema empleando conocimientos de ingeniería eléctrica.
Problemas Específicos	Objetivos Específicos	Hipótesis Específicas	VARIABLES DEPENDIENTES	Diseño de la Investigación
1. ¿Cuál es el estado actual de la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse? 2. ¿Cómo viene operando la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse frente a las descargas atmosféricas? 3. ¿Cuál es el plan de solución para mejorar la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse?	1. Realizar del diagnóstico histórico de coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse. 2. Modelar los principales componentes de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, así como la intensidad de corriente del rayo en esquema equivalente en el software ATPDraw. 3. Plantear la solución técnica y económica para mejorar la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse.	1. El diagnóstico histórico de coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, permitirá conocer las deficiencias frente a las descargas atmosféricas. 2. El Modelamiento de los principales componentes de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, así como la intensidad de corriente del rayo en esquema equivalente en el software ATPDraw, permitirá evaluar el comportamiento de la línea frente a las descargas atmosféricas. 3. El planteamiento de la solución técnica y económica para mejorar la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, permitirá proponer la implementación de dispositivos con el fin de reducir el número y duración de interrupciones.	- Sobretensiones en la línea de transmisión Dimensiones - Forma de onda de sobretensiones Indicadores - Kilo voltio (kV)	Experimental, por manipular intencionalmente la variable independiente, y realizar mediciones de variables dependientes. Población y Muestra LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse. Técnicas de Recolección de Datos Recolección, experimentación, entrevistas y análisis documental.

CAPÍTULO II.

MARCO TEORICO

2.1. INTRODUCCIÓN

Cuando los sistemas eléctricos de potencia están sometidos a perturbaciones se da inicio a una etapa en que las variables eléctricas de tensión y corriente describen alteraciones, y mientras estas alteraciones se van atenuando hasta desaparecer se dice que el sistema se encuentra en estado transitorio.

Para el caso de las líneas de transmisión un estado transitorio puede ser originado por el impacto de una descarga atmosférica sobre la torre, cable de guarda o conductores de fase, generando sobretensiones que al superar la rigidez dieléctrica de los aisladores provocan una falla a tierra y por consiguiente la actuación de los dispositivos de protección para la desconexión o interrupción de la línea

Las líneas de transmisión recorren de varios a cientos kilómetros, pasando por diversas zonas geográficas con diferentes climas y altitudes; y está expuesta a las descargas atmosféricas sobre todo en temporada de lluvias. Por tal motivo, es importante que el diseño de la línea debe considerar dispositivos de protección frente a este fenómeno de tal forma que el impacto sobre los conductores de fase sea mínimo, y que el resto de impactos no originen sobretensiones que superen la rigidez dieléctrica de los aisladores. La rigidez dieléctrica se determina mediante la selección optima del nivel de aislamiento o coordinación de aislamiento.

El estudio de coordinación de aislamiento es importante para mantener la continuidad del suministro eléctrico, el cual es un indicador de calidad de suministro representado por el número de interrupciones; así como la protección de equipos y dispositivos de la línea de transmisión.

El estudio de sobretensiones transitorias por descargas atmosféricas y coordinación de aislamiento requiere de un conocimiento cabal de los fundamentos teóricos sobre estos temas, por tal motivo es imprescindible hacer mención de la teoría y conceptos a ser empleados.

2.2. DEFINICIÓN DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

La coordinación de aislamiento tiene varias definiciones, pero en todos los casos se refiere a la selección óptima del nivel de aislamiento normalizado de equipos y materiales, y para lo cual se toma en cuenta la tensión a frecuencia industrial y sobretensiones que pueden aparecer, así como factores que afectarían el aislamiento como son: la contaminación, altitud, etc.

Según Martínez (2008), para la selección óptima del nivel de aislamiento y dispositivos de protección contra sobretensiones se requiere conocer lo siguiente:

- **El origen y distribución estadística de las sobretensiones que se pueden originar.** Para el caso del estudio el origen es externo por el impacto de una descarga atmosférica, siendo de distribución estadística toda vez que es un fenómeno aleatorio.
- **La caracterización de distintos tipos de aislamientos.** Para el caso del estudio los aislamientos están constituidos por aisladores sólidos no autorregenerables.
- **Los dispositivos de protección que es posible seleccionar o instalar.** Para el caso del estudio son los pararrayos o descargadores, mejoramiento del apantallamiento y puestas a tierra.
- **Los costos de las distintas opciones.** Vendrían a ser los costos que demandaría la implementación de los dispositivos de protección.

2.3. SOBRETENSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN

Las sobretensiones son alteraciones de los valores de la tensión permanente o tensión normal de operación, y estas se producen debido a una falla eléctrica, una maniobra en la operación, o descargas atmosféricas.

Para su análisis se emplea software especializados, debido al tamaño de las redes y complejidad de los cálculos matemáticos.

Para un estudio riguroso de sobretensiones es necesario conocer su clasificación y características, formas de onda, y distribución estadística.

2.3.1. CLASIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LAS SOBRETENSIONES

De acuerdo a UNE (2006) e IEC (1993), de la norma 60071-1, se establece que las sobretensiones estén divididas en dos grupos: sobretensiones de baja frecuencia y sobretensiones transitorias.

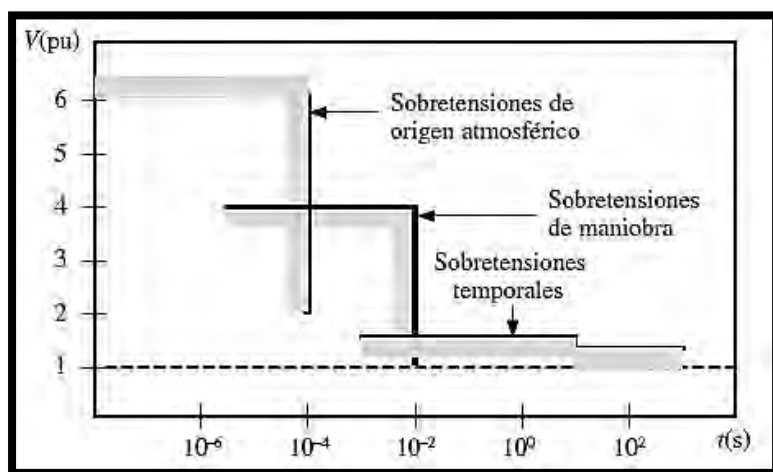
- 1) **Sobretensiones de baja frecuencia.** Son de larga duración, con frecuencia aproximada o igual a la frecuencia normal de operación. Estas son las siguientes:
 - a. **Tensión permanente a baja frecuencia.** Es la tensión en condiciones normales de operación, y con ligeras variaciones en su magnitud de un punto a otro de la red.
 - b. **Sobretensión temporal.** Es la sobretensión a frecuencia industrial de larga duración, en el rango de milisegundos (ms) a varios segundos. Su frecuencia puede ser aproximadamente igual a la frecuencia normal de operación de la red.
- 2) **Sobretensiones Transitorias.** Son de corta duración, en el rango de microsegundos (μs) a milisegundos (ms). Además, son oscilatorias, unidireccionales y muy amortiguadas. Estas son las siguientes:
 - a. **Sobretensión de frente lento.** Su origen se debe a maniobras en la operación de redes. Son de corta duración, con un tiempo de subida hasta el valor de cresta de 20 a 5000 μs , y tiempo de cola inferior a los 20 ms. Presenta frecuencias que oscilan entre 2 y 20 kHz.
 - b. **Sobretensión de frente rápido.** Se origina debido al impacto de los rayos (descargas atmosféricas) sobre las redes. Son de muy corta duración, con un

tiempo de subida hasta el valor de cresta de 0.1 a 20 μs , y tiempo de cola inferior a 300 μs .

- c. **Sobretensión de frente muy rápido.** Son causados por fallas o maniobras en subestaciones que emplean hexafluoruro de azufre (SF_6) como disipador de arco eléctrico. Son de muy corta duración, en el orden de los microsegundos (μs). Y presentan una frecuencia superior a 1 MHz.

Figura 4.

Clasificación de Sobretensiones



Nota: Adaptado de *Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión* (p. 4), por J. A. Martínez, 2008, McGraw-Hill Interamericana de España.

En la figura se observa las sobretensiones de baja frecuencia como: sobretensiones temporales, y las sobretensiones transitorias como: sobretensiones de maniobra y sobretensiones de origen atmosférico. La diferencia entre una y otra es el tiempo de duración y la amplitud de tensión que puede llegar cada sobretensión. Por ejemplo, las sobretensiones temporales tienen una ligera variación a la tensión normal de operación, y las sobretensiones de origen atmosférico pueden tener un valor de hasta 6 veces la tensión nominal de operación, este último con una duración muy corta.

2.3.2. FORMA DE ONDA NORMALIZADA

Las formas de onda normalizada es la representación gráfica de las ondas de tensiones y sobretensiones a baja frecuencia y transitorias.

De acuerdo a UNE (2006) e IEC (1993), de la norma 60071-1, las formas de onda normalizadas son:

- 1) **Tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial.** Se presenta en las sobretensiones temporales. La forma de onda es una tensión sinusoidal, con una frecuencia entre 48 y 62 Hz, y un periodo 60 segundos.
- 2) **Impulso de tensión tipo maniobra normalizado.** Se presenta en sobretensiones de frente lento. La forma de onda es una tensión de impulso, con una duración hasta la cresta de 250 μ s, y la duración hasta la mitad del valor de cresta es de 2,500 μ s.
- 3) **Impulso de tensión tipo rayo normalizado.** Se presenta en las sobretensiones de frente rápido y de origen atmosférico. La forma de onda es una tensión de impulso, con una duración hasta la cresta de 1.2 μ s, y la duración de cola hasta la mitad del valor de cresta es de 50 μ s.
- 4) **Impulso de tensión tipo maniobra combinado normalizado.** La forma de onda es un impulso de tensión combinado, con dos componentes del mismo valor de cresta y polaridad opuesta.

Figura 5.

Formas de Onda de Tensiones y Sobretensiones

TIPO	Baja frecuencia		Transitorio		
	Continua	Temporal	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Formas de onda de tensiones y sobretensiones					
Gamás de formas de onda de tensiones y sobretensiones	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3.600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_1 \leq 3.600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_1 \leq 5.000 \mu\text{s}$ $T_1 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_1 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_1 \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Formas de onda de tensión normalizada					*)
	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ T_1 *)	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_1 = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2.500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	
Ensayo de tensión soportada normalizada	*)	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo impulso tipo maniobra	Ensayo impulso tipo rayo	*)

Nota: Adaptado de *Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión* (p. 7), por J. A. Martínez, 2008, McGraw-Hill Interamericana de España.

De la figura se observa la forma de onda de tensión normalizada para sobretensiones del tipo transitorio de frente rápido (impulso tipo rayo) con un tiempo de cresta de $T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ y un tiempo de cola $T_2 = 50 \mu\text{s}$.

2.3.3. DISTRIBUCIÓN ESTADÍSTICA DE SOBRETENSIONES

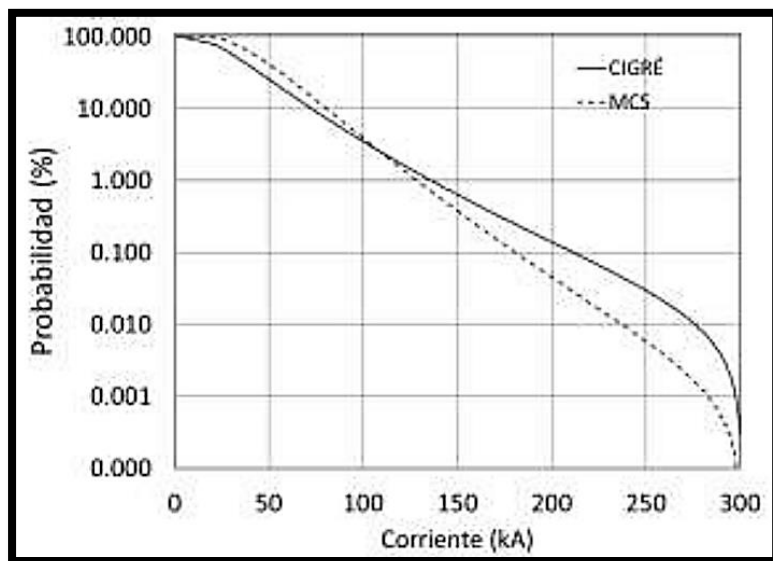
Las sobretensiones que se originan en una red eléctrica, sobre todo los originados por maniobras o descargas atmosféricas, presentan magnitudes de carácter estadístico, ósea que cierta cantidad de sobretensiones tienen la misma magnitud de sobretensión, y algunas magnitudes tienen una mayor probabilidad de ocurrencia.

El cálculo de la distribución estadística de sobretensiones, requiere de un método probabilista, y métodos numéricos basadas en variables aleatorias como el método de Monte Carlo.

Para el caso de sobretensiones de origen atmosférico la magnitud de la sobretensión está directamente relacionada a la intensidad de corriente del rayo (kA), y la probabilidad de ocurrencia una determinada magnitud de corriente puede determinarse mediante las curvas de distribución de probabilidad normalizada y estandarizada por la IEEE y CIGRE. Donde, por lo general, para corrientes de rayo superiores a 150 kA la probabilidad es menor al 1%, y para corrientes de rayo inferiores a 20 kA la probabilidad es superior al 90 %.

Figura 6.

Distribución de Probabilidad de Descargas Atmosféricas



De la figura se observa la curva continua de distribución de probabilidad y la intensidad de la corriente del rayo según CIGRE. A menor corriente mayor probabilidad y a mayor corriente menor es la probabilidad.

2.4. AISLAMIENTO ELÉCTRICO

Los aislantes son materiales por donde la corriente eléctrica no puede circular, entre estos se tienen los aislantes sólidos como la porcelana, vidrio, madera, plásticos, etc., aislantes líquidos como el aceite vegetal, fluidos sintéticos, siliconas, polímeros, etc., y aislantes en forma de gases, como el hexafluoruro de azufre (SF₆). También, podemos considerar como medio aislante el aire, siempre y cuando la distancia entre polos o bornes energizados sea la adecuada.

Los aislamientos eléctricos son accesorios constituidos por los materiales aislantes antes mencionados, y tienen diversas funciones, entre estas, evitar el contacto entre los conductores de fases para que no ocurra un cortocircuito, aislar las partes energizadas de un equipo (conductores, bobinas, etc.) y las partes expuestas al contacto humano (carcaza, sujetadores, etc.).

Los aislamientos eléctricos, se clasifican en autorregenerables o no autorregenerables.

- **Aislamientos autorregenerables.** Son aquellos aislamientos que recuperan sus características aislantes luego que desaparece el contorneo (producidos al superar su rigidez dieléctrica), y dentro de estos tenemos a los aislantes líquidos y gaseosos.
- **Aislamientos no autorregenerables.** Son aislamientos que al producirse un contorneo estas quedan parcial o totalmente averiadas, dentro de estos tenemos a los aislantes sólidos.

2.4.1. RIGIDEZ DIELECTRICA

La rigidez dieléctrica es la tensión máxima que puede soportar un aislamiento eléctrico sin que el material pierda sus propiedades aislantes.

Está representada por el cociente entre el nivel de tensión máximo admisible y la distancia entre los electrodos en los se aplica la tensión, su unidad es el kV/mm

2.4.2. NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS

El nivel de aislamiento normalizado viene a ser el nivel de aislamiento asignado cuyas tensiones normalizadas están asociadas a la tensión máxima entre fases (U_m).

Tabla 5.

Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$)

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

NOTA – Si los valores entre paréntesis son insuficientes para probar que las tensiones soportadas especificadas entre fases se cumplen, se requieren ensayos complementarios de tensiones soportadas entre fases.

Nota: Adaptado de la *Norma Internacional IEC 60071-1* (p. 22), por IEC, 1993, AENOR.

De la figura se observa para una tensión máxima $U_m=245$ kV la tensión soportada normalizada al impulso tipo rayo (BIL) debe estar entre 850 a 1050 kV, características para la cadena de aisladores de una línea de transmisión en 220 kV.

2.5. DESCARGA ATMOSFÉRICA

La descarga atmosférica también conocido como rayo es un fenómeno natural que se origina durante una tormenta eléctrica, y en el Perú ocurren con mayor frecuencia entre las regiones geográficas de puna, janca o cordillera, yunga fluvial, selva alta y selva baja, esta última con más número de días de tormentas al año.

2.5.1. PROCESO DE DESCARGA DE UNA NUBE

Existen diversas teorías sobre la producción de rayos durante una tormenta, siendo la más popular la teoría de Schonland, basada en nubes de tormenta, las cuales están formadas por nubes cumulonimbos, caracterizados por ser de gran tamaño, de crecimiento vertical y en forma de yunque.

En resumen, la teoría de Schonland plantea lo siguiente:

- 1) Las nubes de tormenta tienen cargas distribuidas de forma no homogénea y con diferentes concentraciones de carga, los cuales al generar un gradiente eléctrico de 5 kV/cm se produce la primera descarga eléctrica a tierra a la cual se denomina descarga piloto o pilot streammer, y donde se deja un canal de aire ionizado para el paso de descargas sucesivas.
- 2) Luego de ocurrido la primera descarga donde las cargas negativas de la nube pasan a tierra, una gran cantidad de cargas positivas salen de tierra hacia la nube con el fin de neutralizarla, a esto se le denomina descarga de retorno o return streammer
- 3) Al todavía quedar carga negativa en la nube estas vuelven a descender a tierra, produciendo la segunda descarga a tierra o dart leader.

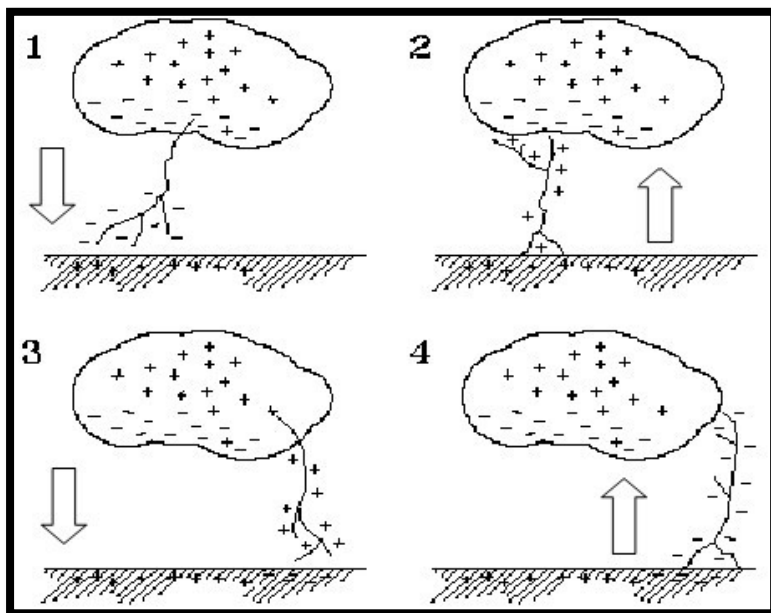
4) El número de descargas de nube a tierra y de tierra a nube pueden llegar en algunos casos hasta 54 repeticiones.

En general, existen cuatro tipos descargas entre nube y tierra, siendo estos:

- Categoría 1: Descargas negativas de nube a tierra, las cuales representan el 90% de las descargas en todo el planeta.
- Categoría 3: Descargas positivas de nube a tierra, las cuales representan el 10% de las descargas.
- Categoría 2 y 4: Descargas de tierra a nube, que son generalmente raras y ocurren en zonas de altitudes elevadas o picos de montañas.

Figura 7.

Tipos de descargas atmosféricas entre nube y tierra



Por otra parte, la mayoría de rayos son de polaridad negativa sobre todo en climas cálidos, pero cuando la lluvia es intensa los rayos son de polaridad positiva.

2.5.2. PARÁMETROS DE INCIDENCIA DEL RAYO

Existen varios parámetros relacionados a descargas atmosféricas siendo los más relevantes:

- Nivel Isoceraúnico
- Densidad de descargas
- Polaridad del rayo

2.5.2.1. NIVEL ISOCERÁUNICO

El nivel isoceraúnico es el número promedio de días con tormenta al año de una región en particular. Los días con tormenta considerados son aquellos donde es suficiente el sonido de un trueno sin que haya lluvia.

El nivel isoceraúnico no discrimina entre descargas entre nube y tierra o entre nubes.

En el Perú el nivel isoceraúnico varía de 0 a 140, donde es de valor cero (0) en el límite marítimo y va ascendiendo progresivamente hasta llegar a 140 en el límite entre el departamento de Ucayali y el país de Brasil.

Tabla 6.

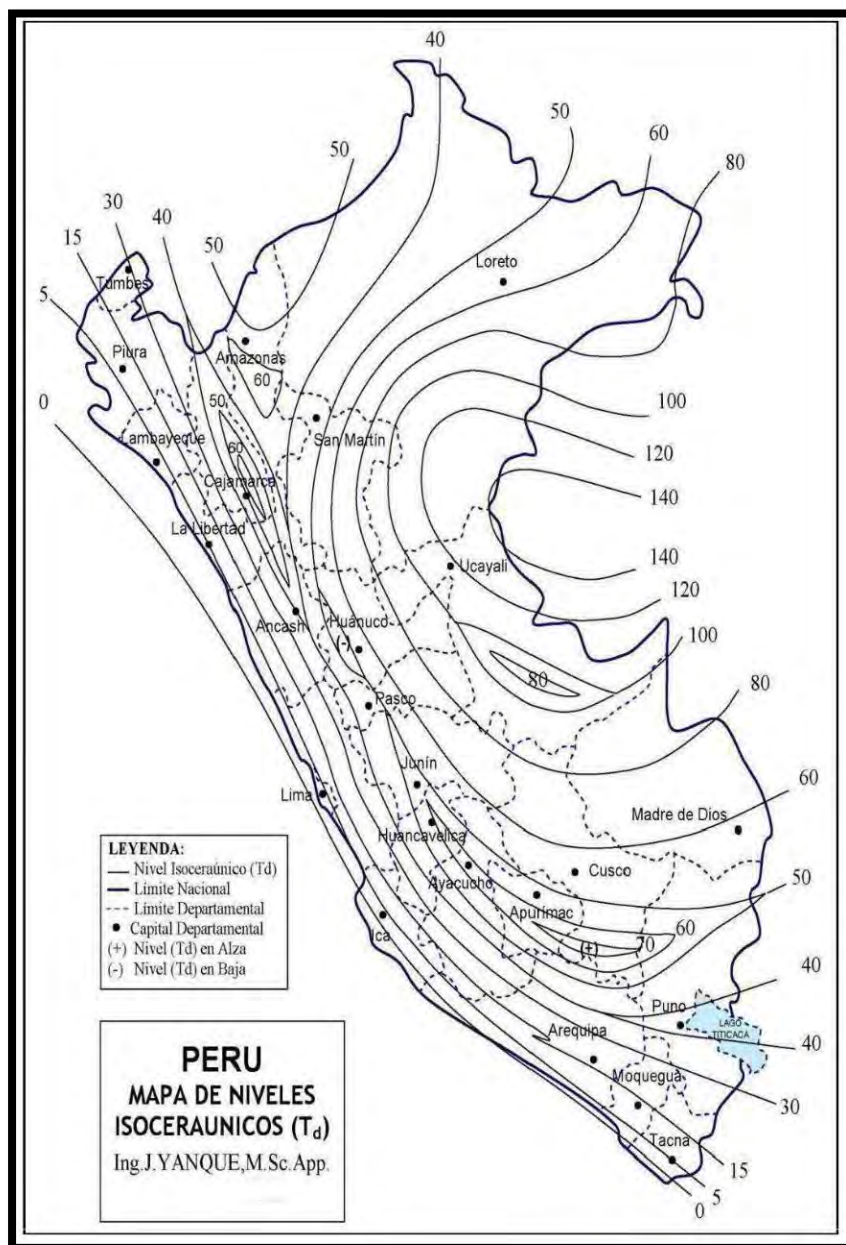
Niveles isoceraúnicos en las zonas ecológicas del Perú

Zonas ecológicas	Altitud (msnm)	Nivel isoceraúnico (Días de tormentas/año)
Sierra Baja	hasta 2000 msnm	20
Sierra Media	de 2000 a 3500 msnm	40
Sierra de Gran Altitud	más de 3500 msnm	50
Microclimas de alta cota e interandinos		70
Zona Yunga, Valle Altos	de 1000 a 2000 msnm	60
Selva Baja o plana	hasta 800 msnm	120
Selva Alta o Accidentada	de 800 a 1500 msnm	80
Costa Norte Ecuatorial	hasta 1000 msnm	15
Costa Centro - Sur	hasta 1000 msnm	0

Nota: Adaptado del *Curso Corto Especializado Descargas Atmosféricas y Protección Aplicada a Sistemas de Distribución MT* (p. 17), por J. Yanque, 2003.

Figura 8.

Mapa de niveles isoceraúnicos del Perú



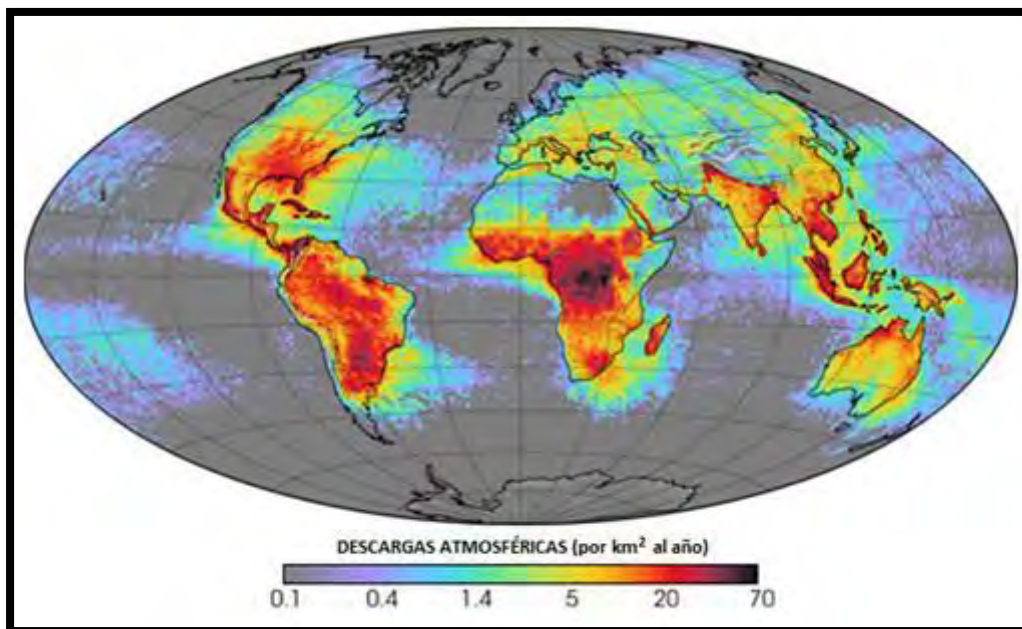
Nota: Adaptado del *Curso Corto Especializado Descargas Atmosféricas y Protección Aplicada a Sistemas de Distribución MT* (p. 18), por J. Yanque, 2003.

2.5.2.2. DENSIDAD DE DESCARGAS

La densidad de descargas es el número promedio de rayos en un kilómetro cuadrado por año de una región en particular.

Figura 9.

Densidad de descargas del Planeta Tierra



Nota: Adaptado del *Estudio Estadístico de Sobretensiones Transitorias debidas a Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión*, por F.A. García, 2012, México.

Existen tres formas para determinar la densidad de descargas:

- Uso de contadores
- Datos obtenidos a través de registros realizados por satélite
- El uso de ecuaciones empíricas que lo relacionan con el nivel isoceraúnico

Esta última forma está representada por el método matemático propuesto por Anderson y Eriksson en el año 1980, con la siguiente ecuación:

$$N_g = a * T_d^b \quad (1)$$

Donde:

N_g : Densidad de descarga, en descargas/km²*año

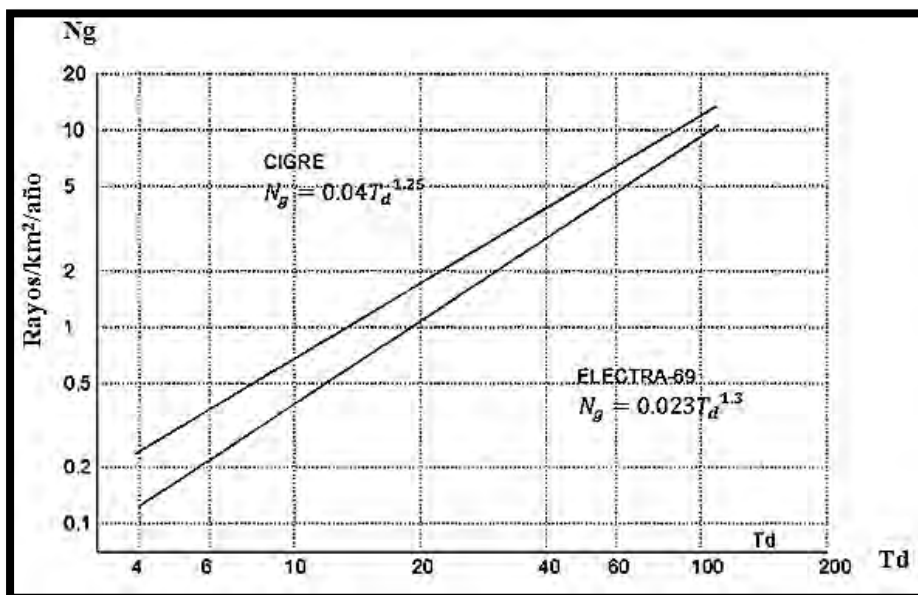
T_d : Nivel Isoceraúnico

Según CIGRE $a = 0.04$ y $b = 1.25$, por lo que la densidad de descarga sería:

$$N_g = 0.04 * T_d^{1.25} \quad (2)$$

Figura 10.

Densidad de descargas Vs nivel isoceraúnico



Nota: Adaptado del *Curso Corto Especializado Descargas Atmosféricas y Protección Aplicada a Sistemas de Distribución MT* (p. 19), por J. Yanque, 2003.

2.5.2.3. POLARIDAD DEL RAYO

La polaridad del rayo está relacionada a la polaridad de la nube, es por ello que podríamos decir que los rayos de polaridad negativa son el 90% y los de polaridad positiva el 10%.

Los rayos de polaridad negativa forman varias descargas sucesivas de intensidad de corriente débil, y tiempo de frente de onda de 10 a 15 μ s.

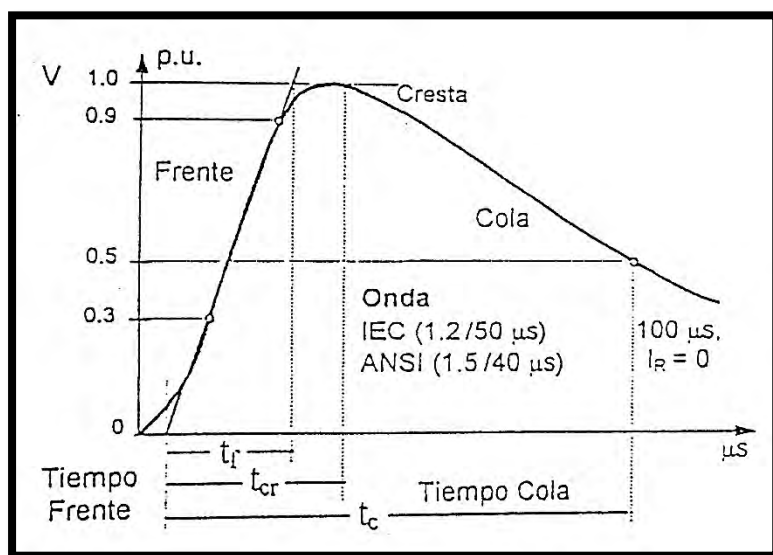
Los rayos de polaridad positiva ocurren generalmente en altitudes elevadas o zonas montañosas, tienen una intensidad de corriente de 5 a 100 kA e inclusive llegan a los 200 kA, y tiempo de frente de onda de 20 a 50 μs .

2.5.3. FORMA DE ONDA DE LA CORRIENTE DEL RAYO

Es la forma de onda del impulso de tensión tipo rayo normalizado con una duración hasta la cresta de 1.2 μs , y la duración de cola hasta la mitad del valor de cresta es de 50 μs .

Figura 11.

Forma de onda del impulso de tensión tipo rayo normalizado



Nota: Adaptado del *Curso Corto Especializado Descargas Atmosféricas y Protección Aplicada a Sistemas de Distribución MT* (p. 15), por J. Yanque, 2003.

2.5.4. AMPLITUD MÁXIMA DE LA CORRIENTE DEL RAYO

La amplitud máxima de la corriente del rayo es el valor de la intensidad de corriente en la cresta de la forma de onda. Esta amplitud varía desde los 3 kA (valor más bajo según CIGRE) hasta los 200 kA, y el valor medio más frecuente oscila alrededor de los 31 kA.

Para poder determinar la amplitud máxima de la corriente de rayo es necesario realizar la distribución estadística de las intensidades que impactan sobre la línea, tanto en los cables de guarda como en los conductores de fase.

Por lo general, la distribución estadística para descargas atmosféricas sobre el cable de guarda, muestra que la intensidad de mayor probabilidad es de intensidades bajas (menores a los 50 kA), y las intensidades de menor probabilidad son intensidades muy altas (superior a los 150 kA)

Para el caso de la distribución estadística para descargas atmosféricas sobre los conductores de fase, las intensidades de mayor probabilidad son las intensidades promedio, y las de menor probabilidad son las intensidades más bajas y las más altas.

2.6. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El estudio de las sobretensiones transitorias por descargas atmosféricas en líneas de transmisión aéreas toma una importancia preponderante debido a que se encuentran a la intemperie y están expuestas a este fenómeno natural, sobre todo en las regiones geográficas con un considerable nivel isoceraúnico.

Las líneas de transmisión aérea están compuestas por torres, conductores de fase y cables de guarda, sobre los cuales puede ocurrir una descarga atmosférica.

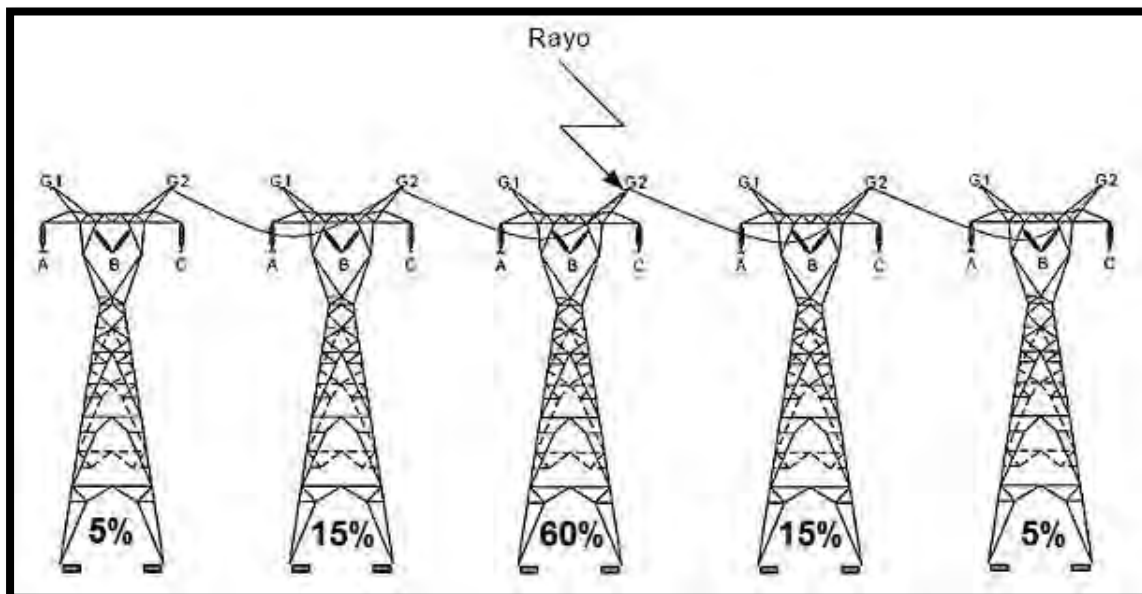
2.6.1. DESCARGA EN LA TORRE DE TRANSMISIÓN

Las torres de transmisión son estructuras de celosía hechas de perfiles de acero con una altura considerable y empotradas al terreno, esto hace que actué como un electrodo que atrae la concentración de cargas ionizando el aire por lo que el 70% de las descargas atmosféricas son atraídas, y el 30% impactan en los cables de guarda o conductores de fase.

Cuando el rayo incide en la torre el 60 % de la descarga atraviesa la torre hacia tierra, el resto de la descarga se distribuye a través del cable de guarda en las dos torres continuas atrás y adelante en orden del 15% y 5% respectivamente.

Figura 12.

Distribución de la corriente de rayo cuando impacta en una torre



Nota: Adaptado del *Estudio Estadístico de Sobretensiones Transitorias debidas a Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión* (p.16), por F.A. García, 2012, México.

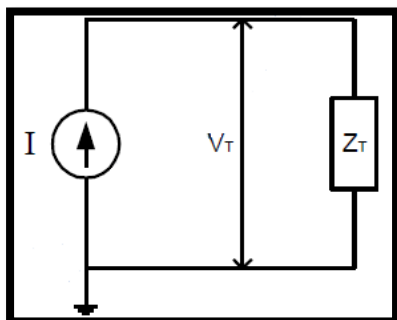
El impacto de una descarga atmosférica en la torre produce una tensión eléctrica y se debe a que el cuerpo de la torre posee una impedancia o resistencia eléctrica que al oponerse a paso de la corriente del rayo se genera una diferencia de potencial o tensión eléctrica.

CIRCUITO EQUIVALENTE

A continuación, se muestra el circuito equivalente de la descarga eléctrica sobre una torre.

Figura 13.

Circuito equivalente de la descarga eléctrica sobre una torre



Nota: Adaptado del *Estudio Estadístico de Sobretensiones Transitorias debidas a Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión* (p.14), por F.A. García, 2012, México.

De la figura se tiene que la tensión en la torre puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$V_T = Z_T * I \quad (3)$$

Dónde:

V_T : Tensión entre la punta de la torre y tierra (kV)

Z_T : Impedancia de la torre (Ω)

I : Corriente del rayo (kA)

IMPEDANCIA DE LA TORRE

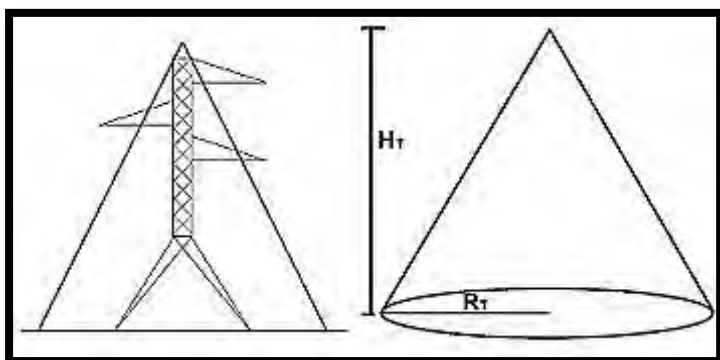
La impedancia característica de la torre viene a ser la resistencia eléctrica del cuerpo de la torre que depende de su geometría. La impedancia de la torre ejerce una oposición al paso de la intensidad de corriente del rayo generando una sobretensión que al superar la rigidez dieléctrica de los aisladores produce una falla a tierra. Esta sobretensión está directamente relacionada a la impedancia por ello a menor impedancia menor es la sobretensión producida. Otro aspecto importante que incrementa la sobretensión es la resistencia de puesta a tierra de la torre, por ello esta debe de tener un valor por debajo de los 25 Ohmios.

La geometría de las torres es de forma cónica o cilíndrica, los cuales se caracterizan por:

- a. **Torre de forma cónica:** Por lo general llevan un cable de guarda en la punta de la torre, y una sola terna con tres conductores de fase.
- b. **Torre de forma cilíndrica:** Estas torres llevan dos cables de guarda separadas a una distancia horizontal una de otra en la punta de las torres, pueden soportar uno o dos ternas, cada una con tres conductores de fase.

Figura 14.

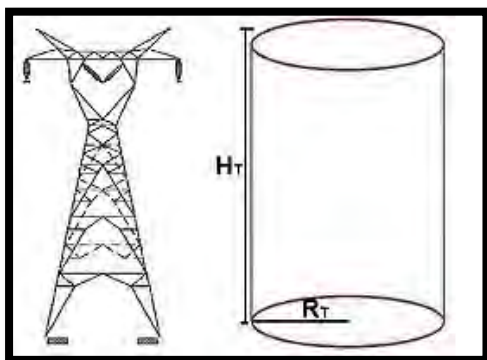
Torre de forma cónica



Nota: Adaptado del *Estudio Estadístico de Sobretensiones Transitorias debidas a Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión* (p.15), por F.A. García, 2012, México.

Figura 15.

Torre de forma cilíndrica



Nota: Adaptado del *Estudio Estadístico de Sobretensiones Transitorias debidas a Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión* (p.15), por F.A. García, 2012, México.

Las ecuaciones de impedancia para una torre estarían dadas por:

- Para torre de forma cónica:

$$Z_T = 30 \ln 2 \left[1 + \left(\frac{H_T}{R_T} \right)^2 \right] \quad (4)$$

- Para torre de forma cilíndrica:

$$Z_T = 60 \ln \left[2\sqrt{2} \frac{H_T}{R_T} \right] \quad (5)$$

Dónde:

H_T : Altura de la torre (m)

R_T : Radio equivalente de la torre (m)

2.6.2. DESCARGA EN LOS CONDUCTORES DE FASE

Los conductores de fase de una línea de transmisión son los conductores por donde se transporta grandes bloques de potencia y energía, uniendo subestaciones de potencia en alta, muy alta y extra alta tensión. Estos conductores son protegidos de las descargas atmosféricas mediante apantallamientos de cables de guarda instalados en la punta de las torres, a pesar de ello no están protegidas al 100% por lo que existe una probabilidad de impacto sobre estos conductores.

Cuando la descarga eléctrica impacta directamente en el conductor de fase la intensidad de corriente se divide en dos partes, cada una con una amplitud igual a la mitad de la intensidad del rayo, generando sobretensiones en ambos sentidos. Cada sobretensión recorre el conductor pasando por los aisladores de cada torre, y si las sobretensiones superan la rigidez dieléctrica de los aisladores ocurre una falla a tierra.

La ecuación que representa la tensión generada por la corriente del rayo en los conductores de fase es:

$$V_c = \frac{Z_c * I}{2} \quad (6)$$

Dónde:

V_c : Tensión del conductor de fase con respecto a tierra (kV)

Z_c : Impedancia del conductor de fase (Ω /fase)

I : Corriente del rayo que incide en los conductores de fase (kA)

IMPEDANCIA DEL CONDUCTOR DE FASE

La impedancia característica del conductor de fase este compuesto por parámetros como resistencia, inductancia y capacitancia. Considerando despreciable el efecto de las pérdidas la impedancia está dado por la siguiente ecuación:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (7)$$

Dónde:

L : Inductancia de la línea (H/fase)

C : Capacitancia de la línea (F/fase)

Otra forma de determinar la impedancia de los conductores de fase es tomando en cuenta la altura media del conductor de fase y el radio del conductor o radio equivalente si es un haz de conductores.

La ecuación sería:

$$Z_c = 60 \ln \left[\frac{2Y}{r_e} \right] \quad (8)$$

Dónde:

Y : Altura media del conductor de fase (m)

r_e : Radio del conductor o radio equivalente de un haz de conductores (m)

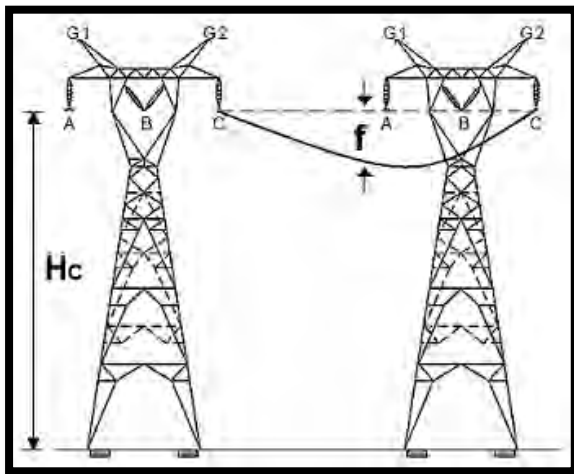
ALTURA MEDIA DEL CONDUCTOR DE FASE

Considerando que la altura del conductor de fase Y no es la misma si las torres están en terreno plano, ondulado o montañoso se tiene:

- En terreno plano:** Cuando las torres se encuentran a la misma altitud y el terreno entre ellos es plano.
- En terreno ondulado:** Cuando existe una ligera diferencia en la altitud de las torres y el terreno es ondulado.
- En terreno montañoso:** Cuando existe una diferencia considerable en la altitud de las torres y el terreno es montañoso.

Figura 16.

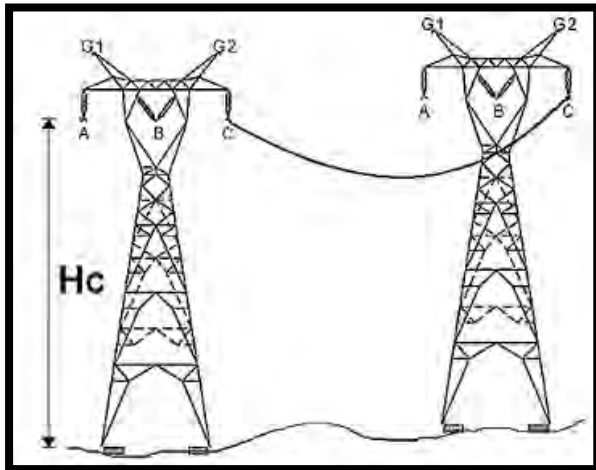
Torre en terreno plano



Nota: Adaptado del *Estudio Estadístico de Sobretensiones Transitorias debidas a Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión* (p.18), por F.A. García, 2012, México.

Figura 17.

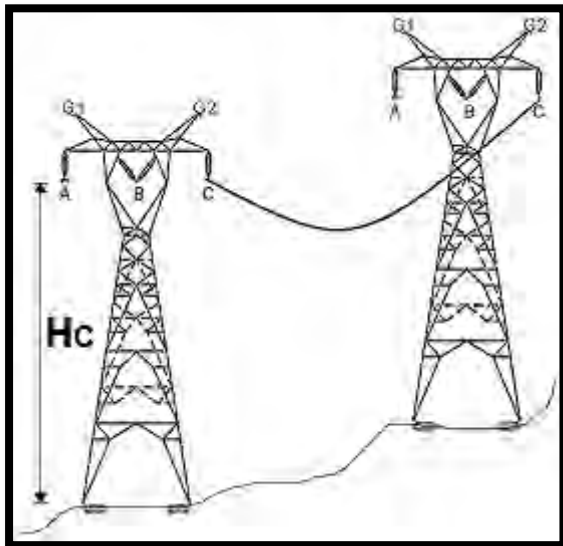
Torre en terreno ondulado



Nota: Adaptado del *Estudio Estadístico de Sobretensiones Transitorias debidas a Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión* (p.19), por F.A. García, 2012, México.

Figura 18.

Torre en terreno montañoso



Nota: Adaptado del *Estudio Estadístico de Sobretensiones Transitorias debidas a Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión* (p.20), por F.A. García, 2012, México.

La ecuación de la altura media del conductor de fase esta dado por:

- Para torre en terreno plano.

$$Y = H_C - \frac{2}{3}f \quad (9)$$

- Para torre en terreno ondulado.

$$Y = H_C \quad (10)$$

- Para torre en terreno montañoso.

$$Y = 2 * H_C \quad (11)$$

Dónde:

H_C : Altura del conductor de fase (m).

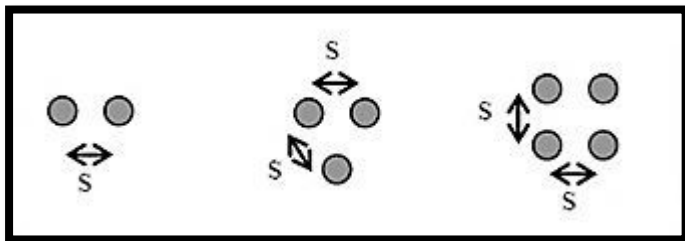
f : Flecha del conductor (m).

RADIO EQUIVALENTE DE UN HAZ DE CONDUCTORES

En líneas de muy alta y extra alta tensión suelen emplearse un haz de conductores, de 2 a más conductores en lugar de un solo conductor de fase, esto debido a que a mayor potencia se requiere una mayor sección del conductor.

Figura 19.

Haz de conductores por fase



Nota: Adaptado del *Estudio Estadístico de Sobretensiones Transitorias debidas a Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión* (p.21), por F.A. García, 2012, México.

Cada conductor se encuentra separada una de otra a una distancia homogénea S , por lo que el radio del haz de conductores estará dado por:

$$R_h = \frac{S}{2 \sin \frac{\pi}{n}} \quad (12)$$

Y el radio equivalente estaría dado por la siguiente ecuación:

$$r_e = R_h \sqrt[n]{\frac{n r}{R_h}} \quad (13)$$

Dónde:

S : Separación entre conductores del haz (m)

n : Número de conductores del haz (m)

r : Radio de uno de los conductores del haz (m)

2.6.3. DESCARGA EN LOS CABLES DE GUARDA

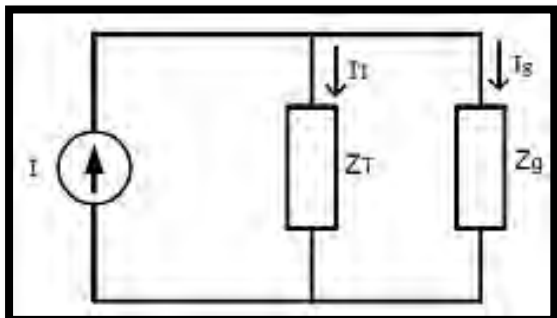
Los cables de guarda son medios para evitar sobretensiones por descargas atmosféricas en los conductores de fase en una línea de transmisión. Estas actúan como pantallas que cubren a los conductores de fase, haciendo que las descargas al impactar sobre ellas se dividan en partes iguales y se distribuyen en ambos sentidos del cable hasta las torres adyacentes donde son disipadas a tierra.

CIRCUITO EQUIVALENTE

A continuación, se muestra el circuito equivalente de descarga eléctrica sobre cable de guarda.

Figura 20.

Circuito equivalente de descarga eléctrica sobre cable de guarda



Nota: Adaptado del *Estudio Estadístico de Sobretensiones Transitorias debidas a Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión* (p.22), por F.A. García, 2012, México.

De la figura se tiene que la tensión que en la torre puede ser calculada con la siguiente ecuación.

$$V_g = \frac{Z_g I}{2} \quad (14)$$

Dónde:

V_g : Tensión en cable de guarda respecto a tierra (kV)

Z_g : Impedancia del cable de guarda (Ω)

I : Corriente del rayo (kA)

IMPEDANCIA DEL CABLE DE GUARDA

La impedancia del cable de guarda esta dado por:

$$Z_g = 60 \ln \left[\frac{2H_g}{r_g} \right] \quad (15)$$

Dónde:

H_g : Altura del cable de guarda (m)

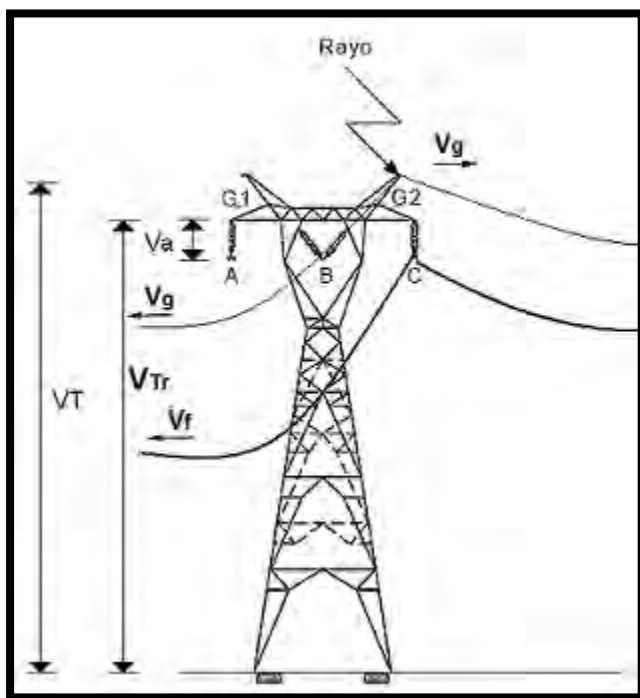
r_g : Radio del cable de guarda (m)

TENSIONES INDUCIDAD EN LOS CONDUCTORES DE FASE

Cuando el rayo impacta en el cable de guarda se inducen tensiones en los conductores de fase y una diferencia de potencial o tensión en los aisladores.

Figura 21.

Tensiones Inducidas en Conductores de Fase



Nota: Adaptado del *Estudio Estadístico de Sobretensiones Transitorias debidas a Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión* (p.23), por F.A. García, 2012, México.

De la figura anterior se tiene:

V_g : Tensión en cable de guarda respecto a tierra (kV)

V_f : Tensión inducida en los conductores de fase (kV)

V_a : Caída de tensión en la cadena de aisladores (kV)

V_T : Tensión entre la punta de la torre y tierra (kV)

V_{Tr} : Tensión en la trabe de la torre (kV)

De la figura, si se toma en cuenta que la distancia entre la punta de poste a la trabe es mínima entonces podemos decir que $V_T = V_{Tr}$, por lo tanto, la tensión en la cadena de aisladores es:

$$V_a = V_T - V_f \quad (16)$$

La tensión en la cadena de aisladores considerando el acoplamiento entre el conductor de fase y el cable de guarda K sería:

$$V_a = V_T - V_T * K \quad (17)$$

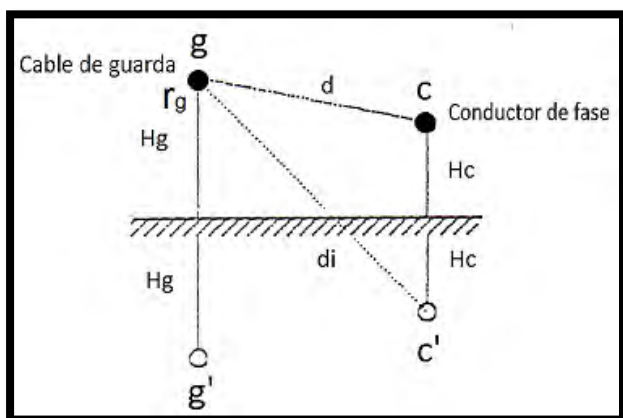
Por lo tanto, la tensión inducida en el conductor de fase es:

$$V_f = V_T * K \quad (18)$$

EL COEFICIENTE DE ACOPLAMIENTO EN TORRES CON 1 CABLE DE GUARDA

Figura 22.

Distancias entre un cable de guarda y conductor de fase



Nota: Adaptado del *Curso Corto Especializado Descargas Atmosféricas y Protección Aplicada a Sistemas de Distribución MT* (p. 34), por J. Yanque, 2003.

La ecuación de acoplamiento está dado por:

$$K = \frac{\ln\left(\frac{d_i}{d}\right)}{\ln\left(\frac{2H_g}{r_g}\right)} \quad (19)$$

EL COEFICIENTE DE ACOPLAMIENTO EN TORRES CON 2 CABLES DE GUARDA

Los pararrayos se emplean para limitar las sobretensiones de frente lento (maniobras) o frente rápido (descargas atmosféricas), sin embargo, para su selección es necesario tomar en cuenta las sobretensiones en régimen permanente y temporales.

Por otra parte, para realizar la coordinación entre el pararrayos y los aisladores se debe calcular el margen de protección. Según Martínez (2008) el margen de protección a impulsos tipo rayo viene a ser el cociente entre la tensión de aislamiento al impulso tipo rayo del equipo a proteger y el nivel de la protección al impulso tipo rayo del pararrayo. Este valor debe resultar mayor igual a 1.20

$$MP = \frac{LIW}{U_{pl}} \geq 1.20 \quad (21)$$

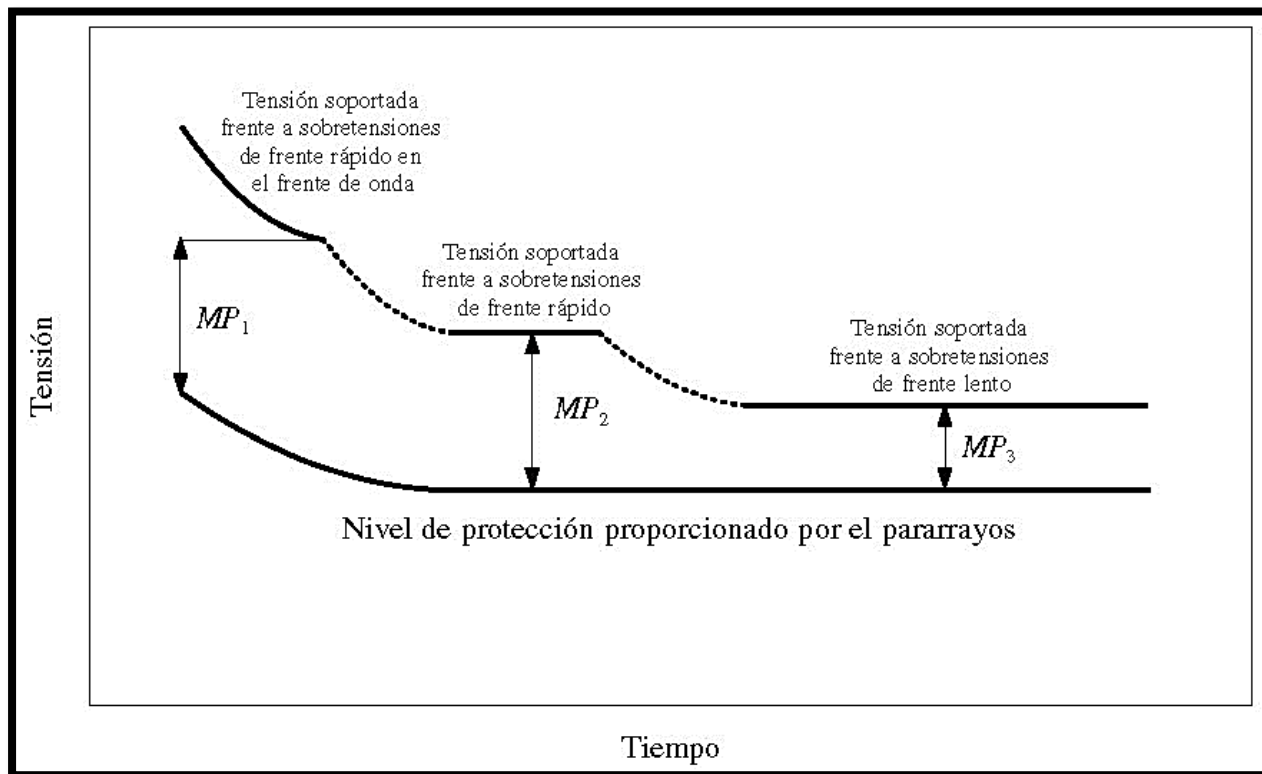
Dónde:

LIW : Tensión de aislamiento al impulso tipo rayo (kV)

U_{pl} : Nivel de protección del pararrayos o tensión de cebado (kV)

Figura 24.

Coordinación entre pararrayos y aislamiento



Nota: Adaptado de *Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión* (p. 17), por J. A. Martínez, 2008, McGraw-Hill Interamericana de España.

2.8. MEDIOS PARA EVITAR LAS SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

2.8.1. CABLES DE GUARDA

Una forma de evitar que las descargas atmosféricas impacten en los conductores de fase es mediante cables de guarda que actúan como pantallas de protección. Estas pantallas reciben el impacto de las descargas y las desvían a tierra mediante la puesta a tierra al pie de las torres de transmisión.

El apantallamiento de una línea de transmisión requiere de un diseño electrogeométrico para la ubicación adecuada del cable de guarda, para esto se relaciona los radios atracción de los cables de guarda, conductores de fase, y tierra, con la intensidad máxima de la corriente del

rayo. A mayor intensidad máxima de corriente de rayo mayor es la radio de atracción de los cables de guarda, conductores, y tierra.

2.8.2. PUESTA A TIERRA

Las puestas a tierra son medios que complementan a los cables de guarda y torres de transmisión, cuyo objetivo es disipar la corriente del rayo en la superficie terrestre. El valor de la resistencia de puesta a tierra es muy importante ya que al ser lo más bajo posible hará que la sobretensión en la torre no se incremente, caso contrario un alto valor de resistencia propiciara una sobretensión adicional afectando la rigidez dieléctrica de los aisladores y por ende un contorneo del aislador, falla, o cebado inverso (back flashover)

Las puestas a tierra se instalan al pie de las torres de transmisión, su configuración, cantidad y ubicación dependerá del tipo de terreno y su resistividad.

2.9. APANTALLAMIENTO DE LÍNEAS AÉREAS

El apantallamiento de líneas aéreas es una forma de evitar las sobretensiones por impacto directo en los conductores de fase, y para ello se emplea el denominado cable de guarda instalado sobre los conductores de fase, a una altura y ubicación que deberá calcularse en función de un modelo electrogeométrico y la zona que se desea proteger.

Alrededor del 70% de descargas atmosféricas que impactan en una línea de transmisión caen en las torres debido a que estas actúan como electrodos al estar directamente empotrados a tierra, el restante 30% impacta entre los cables de guarda y conductores de fase, siendo el cable de guarda el medio que al estar instalado en la parte superior actúa como pantalla de protección recibiendo la descarga.

La forma de onda normalizada del rayo está representada por una curva con un cresta y cola, la cresta de la onda del rayo es donde se encuentra el valor máximo de la intensidad del rayo I , y la probabilidad que I sea mayor a un valor I_0 es:

$$F(I > I_0) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}} \quad (22)$$

Así mismo, la función de densidad de probabilidad está dada por:

$$f(I) = \frac{n_c}{I_{50}^{n_c}} \cdot \frac{I^{n_c-1}}{\left[1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}\right]^2} \quad (23)$$

De acuerdo a IEEE Std 1410, los valores de n_c e I_{50} deben ser determinados en base a observaciones experimentales, y para el caso de líneas de transmisión se recomienda $n_c = 2.6$ e $I_{50} = 31 \text{ kA}$. Entonces las ecuaciones de probabilidad que I sea mayor a un valor I_0 es:

$$F(I > I_0) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}} \quad (24)$$

Y la función de densidad de probabilidad está dada por:

$$f(I) = \frac{2.6}{31^{2.6}} \cdot \frac{I^{1.6}}{\left[1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}\right]^2} \quad (25)$$

2.9.1. DISTANCIA CRÍTICA

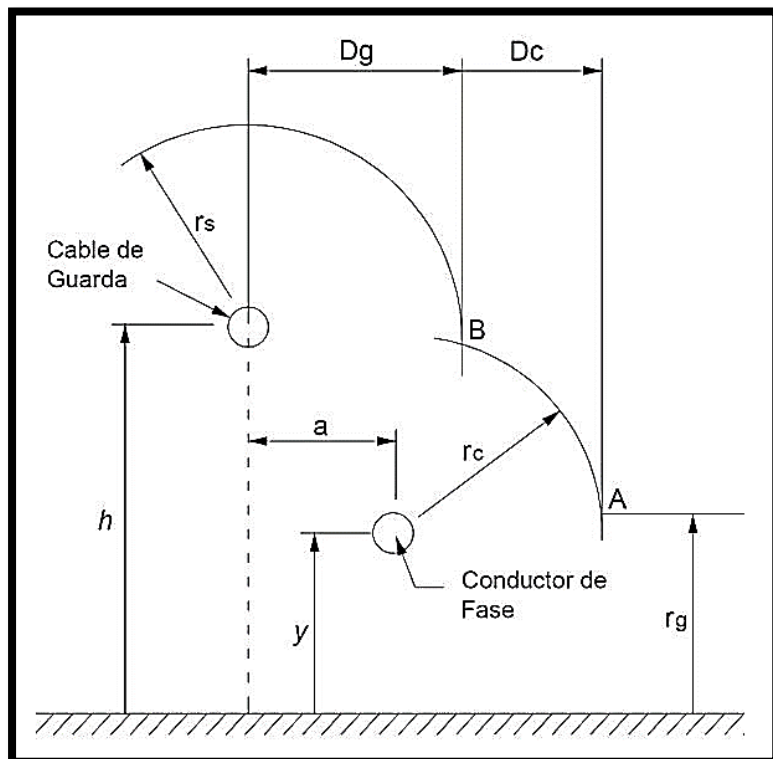
La distancia crítica es la distancia alrededor del cable de guarda o conductor de fase, y la altura respecto a tierra, que forman un área de protección de forma tal que los rayos estén más próximos a estos impacten en el conductor correspondiente o tierra.

La probabilidad de que todas las descargas impacten en el cable de guarda antes que en el conductor de fase depende que la distancia crítica del cable de guarda cubra a la distancia crítica del conductor de fase, por ello el cable de guarda debe estar instalado en la parte más alta de la torre y que su ubicación sea la más adecuada.

A continuación, se muestra las distancias críticas para una torre con un solo cable de guarda.

Figura 25.

Distancias críticas para una torre con un solo cable de guarda



Nota: Adaptado de *Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión* (p. 219), por J. A. Martínez, 2008, McGraw-Hill Interamericana de España.

De la figura anterior se tiene:

r_g : Distancia crítica a tierra (m)

r_s : Distancia crítica del cable de guarda(m)

r_c : Distancia crítica del conductor de fase (m)

De acuerdo a IEEE (1996), las distancias críticas r_s y r_c suelen relacionarse a r_g , siendo:

$$r_s = \gamma_s \cdot r_g$$

$$r_c = \gamma_c \cdot r_g$$

(26)

Para los parámetros γ_s , γ_c , y r_g son:

$$\gamma_s = \gamma_c = 1 \quad (27)$$

$$r_g = 8 \cdot I^{0.65} \quad (28)$$

Por lo tanto:

$$r_s = r_c = 8 \cdot I^{0.65} \quad (29)$$

Donde:

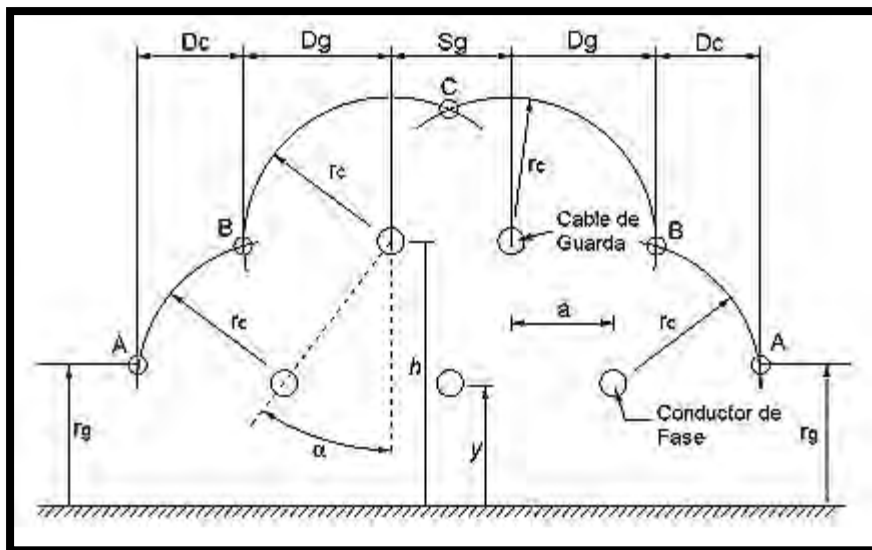
I : Intensidad máxima de corriente de rayo (kA)

2.9.2. MODELO ELECTROGEOMÉTRICO

A continuación, se muestra el modelo electrogeométrico para una línea de transmisión con dos cables de guarda y tres conductores de fase.

Figura 26.

Modelo electrogeométrico para una línea con dos cables de guarda



Nota: Adaptado de *Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión* (p. 220), por J. A. Martínez, 2008, McGraw-Hill Interamericana de España.

Donde:

D_c : Distancia de exposición de conductores de fase (m)

D_g : Distancia de exposición de cable de guarda (m)

- S_g : Distancia entre cables de guarda (m)
 y : Altura del conductor de fase (m)
 h : Altura del cable de guarda (m)
 α : Angulo de apantallamiento del cable de guarda ($^\circ$)
 a : Distancia entre los ejes verticales del cable de guarda y conductor de fase (m)

En la figura se muestra las distancias críticas para conductores de fase y cables de guarda ambos denotados por r_c , distancia crítica de tierra r_g , todas estas directamente proporcionales a la intensidad máxima de corriente del rayo I . También se muestra las intersecciones entre los arcos formados por la distancia crítica de conductores de fase r_c y la línea horizontal proyectada de la distancia crítica de tierra r_g y están denotados por la letra A, la intersección entre los arcos formados por la distancia crítica de conductores de fase y distancia crítica de los cables de guarda están denotados por la letra B, y la intersección entre los arcos formados por la distancia crítica de los dos cables de guarda están denotados por la letra C. Las distancias horizontales entre los puntos A y B comprende la zona de exposición de los conductores de fase, lo que quiere decir que si el rayo se encuentra en esa zona impactará en los conductores de fase, de igual manera para la distancia entre los puntos B y C zona donde el rayo impactará en el cable de guarda.

La probabilidad que un rayo impacte en el cable de guarda esta dado por:

$$\begin{aligned}
 P_{cable\ guarda} &= \frac{2 * D_g + S_g}{2 * D_c + 2 * D_g + S_g} & (30) \\
 &= \frac{D_g + S_g/2}{D_c + D_g + S_g/2}
 \end{aligned}$$

La probabilidad que un rayo impacte en el conductor de fase es:

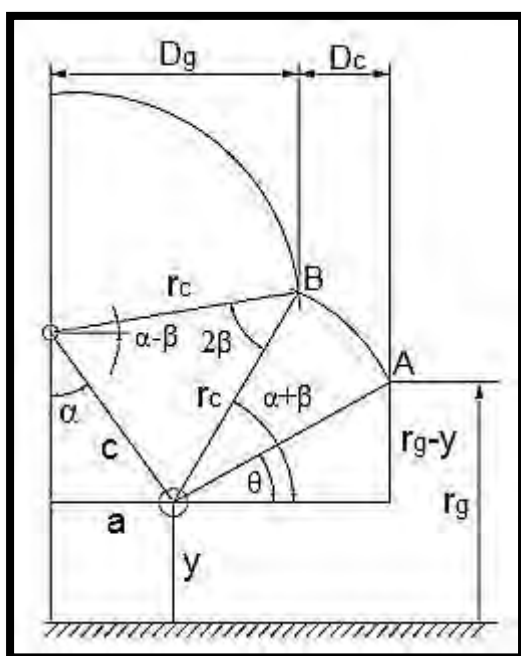
$$P_{conductor\ fase} = \frac{2 * D_c}{2 * D_c + 2 * D_g + S_g} \quad (31)$$

$$= \frac{D_c}{D_c + D_g + S_g/2}$$

CALCULO DE LAS DISTANCIAS DE EXPOSICIÓN Dg Y Dc

Figura 27.

Distancias de exposición de cables de guarda y conductores de fase



Nota: Adaptado de *Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión* (p. 222), por J. A. Martínez, 2008, McGraw-Hill Interamericana de España.

Los ángulos β , θ , y α , están dados por:

$$\beta = \sin^{-1} \left(\frac{c}{2 * r_c} \right) \quad (32)$$

$$\theta = \sin^{-1} \left(\frac{r_g - y}{r_c} \right) \quad (33)$$

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{a}{h - y} \right) \quad (34)$$

Por lo tanto, las distancias de exposición D_c y D_g estarán determinadas por:

$$D_c = r_c * (\cos \theta - \cos(\alpha + \beta)) \quad (35)$$

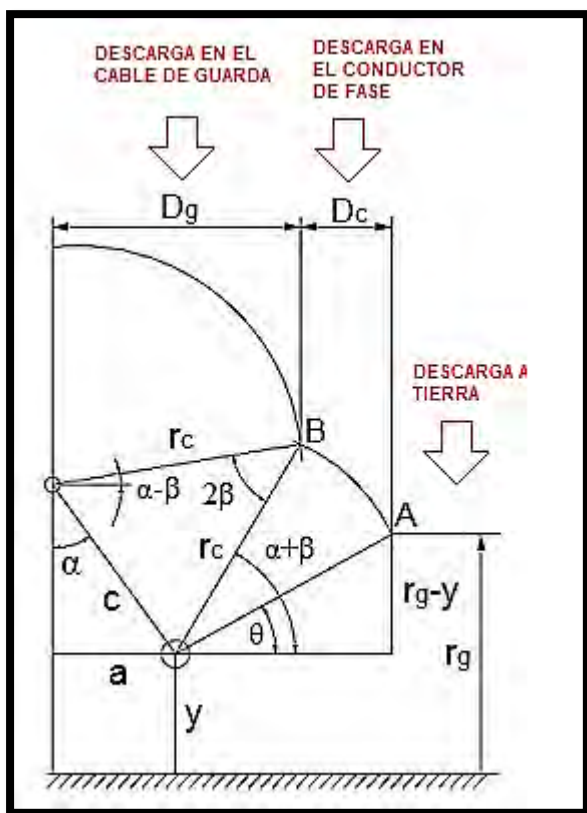
$$D_g = r_c * \cos(\alpha - \beta) \quad (36)$$

2.9.3. INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLA DE APANTALLAMIENTO

En la siguiente figura se muestra que el apantallamiento del cable de guarda no es completo, debido a que existe una distancia de exposición de los conductores de fase D_c sometida al impacto de una descarga atmosférica.

Figura 28.

Distancias de exposición y descargas atmosféricas



Para intensidades de corriente de rayo I muy elevadas las distancias críticas r_c serán mayores y la distancia entre A y B se reducirían hasta que ambos puntos se unirían, para ese escenario la intensidad de corriente de rayo vendría a ser la intensidad máxima de falla de

apantallamiento I_m , lo que quiere decir es que si la intensidad de corriente de rayo I es mayor a I_m no ocurriría una descarga atmosférica en los conductores de fase, pero si la intensidad de corriente de rayo I es menor a I_m entonces si existiría una probabilidad de impacto en los conductores de fase.

La intensidad máxima de falla de apantallamiento esta dado por:

$$I_m = \left(\frac{r_{gm}}{8}\right)^{\frac{1}{0.65}} \quad (37)$$

$$r_{gm} = \frac{y + h}{2(1 - \sin \alpha)} \quad (38)$$

Dónde:

r_{gm} : Radio critico de fallo de apantallamiento, en (m)

La probabilidad que la intensidad de corriente de rayo I sea menor a I_m , y que representa la probabilidad de descarga en los conductores de fase esta dado por:

$$P(I < I_m) = 1 - \frac{1}{1 + \left(\frac{I_m}{I_{50}}\right)^{n_c}} \quad (39)$$

De acuerdo a IEEE Std 1410, $n_c = 2.6$ e $I_{50} = 31 \text{ kA}$, por lo que:

$$P(I < I_m) = 1 - \frac{1}{1 + \left(\frac{I_m}{31}\right)^{2.6}} \quad (40)$$

2.10. TASA DE CEBADOS

El cebado de un aislador se origina cuando una sobretensión en el aislador supera su nivel de aislamiento al impulso tipo rayo, y por consiguiente una falla e interrupción del sistema eléctrico. Por lo tanto, la tasa de cebados representa el número de fallas e interrupciones.

2.10.1. TASA DE CEBADOS DIRECTOS

La tasa de cebados directos es el número de fallas o interrupciones debido a la ruptura dieléctrica de los aisladores por sobretensiones generadas a causa de descargas atmosféricas en los conductores de fase.

La intensidad de corriente de rayo que ocasiona el cebado directo se denomina corriente crítica de cebado directo y está dado por:

$$I_c = \frac{2 * CFO}{Z_c} \quad (41)$$

$$CFO = L_A * 605 \text{ kV/m} \quad (42)$$

Donde:

I_c : Corriente crítica de cebado directo (kA)

CFO : Nivel de aislamiento a impulso tipo rayo del aislador (kV)

Z_c : Impedancia del conductor de fase (Ohm)

L_A : Longitud del aislador (m)

La tasa de cebados directos está dado por:

$$SFFOR = 2 * N_g * L * \int_{I_c}^{I_m} D_c * f(I) * dI \quad (43)$$

Y la tasa de cebados directos por cada 100 km sería:

$$N_D = 0.2 * N_g * \int_{I_c}^{I_m} D_c * f(I) * dI \quad (44)$$

2.10.2. TASA DE CEBADOS INVERSOS

La tasa de cebados inversos es el número de fallas o interrupciones debido a la ruptura dieléctrica de los aisladores por sobretensiones generadas a causa de descargas atmosféricas en torres o cables de guarda. El cebado inverso de los aisladores se denomina también Back Flashover

La sobretensión generada por la descarga atmosférica en torres o cables de guarda que supere el nivel de aislamiento al impulso tipo rayo de los aisladores, es debido a los altos valores de impedancia de la torre Z_T y sobre todo a la puesta a tierra Z_{PAT} .

La impedancia efectiva equivalente que representa al paso de la corriente de rayo por un cable de guarda, torre y puesta a tierra es:

$$Z_{eq} = \frac{Z_T \cdot Z_g}{2 \cdot Z_T + Z_g} + Z_{PAT} \quad (45)$$

Y si la línea de transmisión posee dos cables de guarda, la ecuación sería:

$$Z_{eq} = \frac{Z_T \cdot Z_g}{4 \cdot Z_T + Z_g} + Z_{PAT} \quad (46)$$

La intensidad de corriente de rayo que ocasiona el cebado inverso se denomina corriente crítica de cebado inverso y está dado por:

$$I_{ci} = \frac{CFO}{Z_{eq}} \quad (47)$$

Donde:

I_{ci} : Corriente crítica de cebado inverso (kA)

CFO : Nivel de aislamiento a impulso tipo rayo del aislador (kV)

Z_{eq} : Impedancia efectiva equivalente (Ohm)

Z_T : Impedancia de la torre (Ohm)

Z_g : Impedancia del cable de guarda (Ohm)

Z_{PAT} : Impedancia de la puesta a tierra (Ohm)

La tasa de cebados inversos por cada 100 km esta dado por:

$$N_{INV} = 0.2 * N_g * \left[\int_{I_{ci}}^{I_m} D_c * f(I) * dI + \int_{I_m}^{\infty} D_g' * f(I) * dI + S_g \right] \quad (48)$$

Considerando que la corriente crítica I_{ci} es mayor a I_m , y la distancia de exposición $D_c = 0$,

por lo que la ecuación se reduce a:

$$N_{INV} = 0.2 * N_g * \left[\int_{I_m}^{\infty} D_g' * f(I) * dI + S_g \right] \quad (49)$$

2.10.3. TASA DE CEBADOS INDUCIDOS

La tasa de cebados inducidos es el número de fallas o interrupciones debido a la ruptura dieléctrica de los aisladores por sobretensiones generadas a causa de descargas atmosféricas

a tierra y además se encuentren muy próximo a la línea de transmisión. Sin embargo, las sobretensiones inducidas por descargas a tierra toman una mayor relevancia en líneas inferiores a 66 kV.

2.11. EL PROGRAMA DE SIMULACIÓN ATP

El ATP (Alternative Transients Program) es un programa para la simulación de transitorios electromagnéticos. Inicialmente se desarrolló con el nombre EMTP por el Dr. Hermann Dommel a finales de la década de los 60, quien luego vendería los derechos a Bonneville Power Administration (BPA).

El programa permite simular transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia polifásicos sin restricción del número de fases. Emplea como herramienta básica la matriz admitancia de barra, así como el método de Bergeron para elementos con parámetros distribuidos, y la regla de integración trapezoidal para elementos con parámetros concentrados. Inicialmente el programa se desarrolló en el lenguaje de programación Fortran, por lo que el usuario debía cumplir ciertos procedimientos y normas de dicho lenguaje. Actualmente el programa cuenta con una interfaz de nombre ATPDraw con el cual se puede crear archivos de simulación a partir de un esquema gráfico.

2.11.1. ESTRUCTURA DE FUNCIONAMIENTO DEL ATP

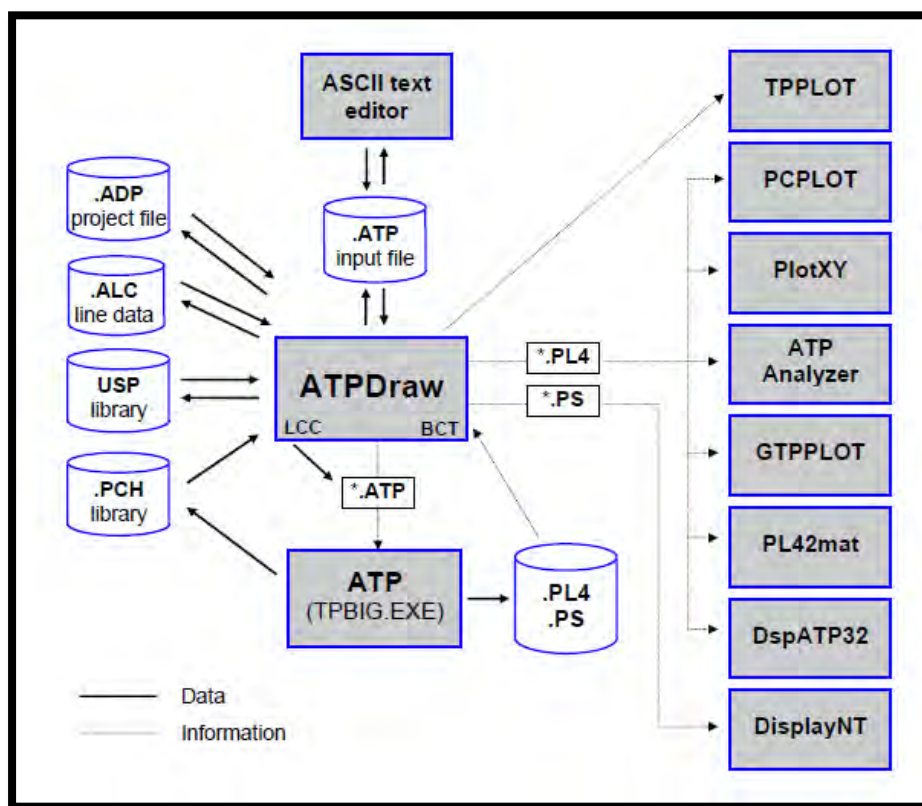
El ATP cuenta con un paquete conformado por varios programas las cuales realizan diferentes funciones. Estos programas son:

- 1) **Pre procesador ATPDraw.** Es el programa central desde el cual se puede controlar y ejecutar los demás programas que conforman el paquete completo del ATP. Su interfaz con el usuario es a través del entorno Windows, y se presenta como un editor gráfico donde se encuentra una lista completa de componentes para modelar los sistemas eléctricos.

- 2) **Procesador TPBIG.** Es el programa principal o núcleo, que actúa como ejecutable en modo de texto y simula los sistemas en dominio de tiempo y frecuencia. Este procesador se basa en el método Dommel que combina los métodos Bergeron y la regla de integración trapezoidal, resolviendo las ecuaciones en cortos periodos de tiempo. El lenguaje de programación es el Fortran.
- 3) **Post procesadores gráficos.** Son programas que muestran los resultados de las simulaciones en forma de gráficos u oscilogramas. Entre estos programas se tiene PlotXY, GTPPLOT, TOP.

Figura 29.

Estructura de funcionamiento del ATP



Nota: Adaptado de *ATPDRAW version 5.6 Users' Manual* (p. 23), por L. Prikler, 2009,

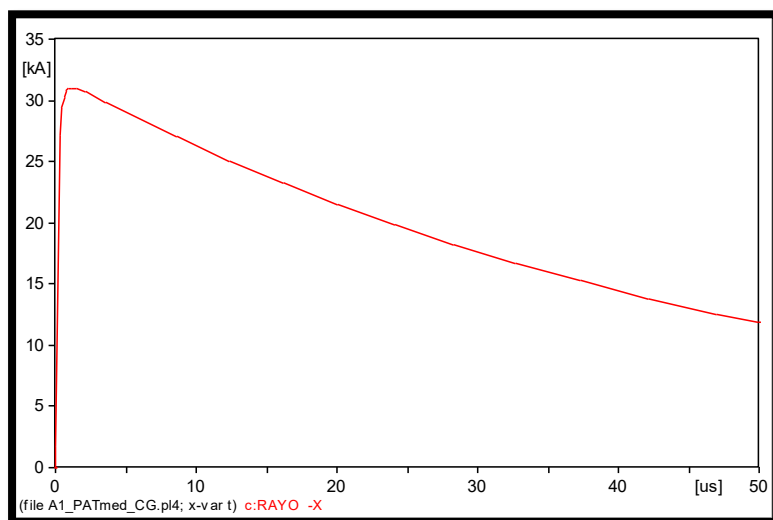
2.11.2. IMPLEMENTACIÓN DE ELEMENTOS EN ATP

La implementación de elementos en ATP que representan a los componentes de una línea de transmisión frente a descargas atmosféricas se realiza empleando el programa central de pre procesamiento ATPDraw. Estos elementos son los siguientes:

- 1) **Descarga atmosférica.** Esta se representa por una fuente de corriente con la particularidad que la forma de onda se igual o similar a la forma de onda de corriente del rayo normalizado, con una duración hasta la cresta de $1.2 \mu\text{s}$, y la duración de cola hasta la mitad del valor de cresta es de $50 \mu\text{s}$ (norma IEC 61-1). En el ATP podemos encontrar varias opciones de fuentes de corriente, siendo la que más se ajusta la fuente de corriente Heidler type 15.

Figura 30.

Forma de onda de la fuente de corriente Heidler type 15



- 2) **Línea de transmisión.** En el ATP, dentro de las opciones para elementos de líneas se tiene el elemento LCC Template, donde se puede calcular automáticamente los parámetros de línea gracias a la subrutina Line Constants, para ello basta con seleccionar el modelo de línea, cantidad de fases, e ingresar datos como: resistencia

eléctrica y radio de cada conductor, coordenadas de los conductores con punto de referencia en el centro de la base de la torre, y la altura de los conductores a mitad del vano.

- 3) **Torre de transmisión.** La torre completa esta compuesta por un cuerpo central y brazos donde se sujetan las cadenas de aisladores. Las torres están hechas de celosía con perfiles angulares de acero galvanizado, y cada tramo de la torre tiene diferente forma, siendo el cuerpo central semejante a la forma cilíndrica y los brazos a la forma triangular. Los cálculos de las impedancias de cada tramo que conforma la torre se calculan dependiendo de su forma, para ello se empleara las ecuaciones 4 y 5, visto en la sección de 2.6.1. DESCARGA EN LA TORRE DE TRANSMISIÓN.

En el ATP, el elemento que se ajusta a la impedancia de la torre es el modelo tipo Clarke de 1 phase.

- 4) **Puesta a tierra.** Cada torre de transmisión cuenta con una puesta a tierra instalado en la base, la cual sirve para que las descargas atmosféricas tanto sobre el cable de guarda como en las torres se deriven a tierra. El incremento de la sobretensión generada en una torre de transmisión dependerá de la oposición de la puesta a tierra al paso de la corriente de rayo, donde a mayor resistencia de puesta a tierra el reflejo de la corriente de rayo provocará un incremento en la sobretensión producida en la torre. La puesta a tierra no tiene un comportamiento estático o comportamiento similar a frecuencia industrial, donde el valor de la puesta tierra tiene un valor único y va depender del diseño de la puesta a tierra y la resistividad del terreno. Pero ante eventos transitorios no pasa eso, ya que a corrientes muy altas y muy altas frecuencias, ocurre una saturación del terreno antes estas corrientes, y el comportamiento de esta puesta a tierra ya no es constante, sino es cambiante en el tiempo es transitorio. Por ejemplo, para una frecuencia de 60 Hz, el valor de la

resistencia de puesta a tierra es constante, ante un evento transitorio baja de forma abrupta y luego vuelve a subir. Este comportamiento está dado por estas dos ecuaciones:

$$R_T = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (50)$$

$$I_g = \frac{E_0 * \rho}{2 * \pi * R_0^2} \quad (51)$$

Donde:

R_T : Resistencia de puesta a tierra en momento de la descarga (Ohm)

R_0 : Resistencia de puesta a tierra a frecuencia de 60 Hz y sin descarga (Ohm)

I : Corriente de rayo (kA)

I_g : Corriente de ionización del terreno (kA)

E_0 : Gradiente de ionización del terreno (kV/m), valor entre 300 a 400 kV/m

ρ : Resistividad del terreno (Ohm-m)

Como la corriente de rayo es variable en el tiempo entonces la resistencia también va ser variable en el tiempo. El ATP dentro de sus bloques tiene una herramienta para poder programar, esta se llama MODELS, pues dentro del modelo puedo implementar las dos ecuaciones antes vistas dentro de un bloque MODELS de tal forma que pueda representarme una resistencia variable.

Un modelo de parámetro concentrado no considera el tiempo de propagación de una onda a través de ese elemento, en cambio un modelo de parámetros distribuidos si considera en una onda que ingresa demora un tiempo en ir de inicio al final de ese elemento y así considera el tiempo de propagación.

- 5) **Cadena de aisladores.** Las cadenas de aisladores son componentes de una línea de transmisión que se instalan entre los conductores de fase y la trabe de las torres, su

objetivo es que la corriente que transporta los conductores no pase a la torre, por lo su dimensionamiento debe considerar un nivel de aislamiento para sobretensiones temporales como transitorios, siendo el más preponderante los cálculos de aislamiento al impulso tipo rayo.

En el ATP, el elemento que se ajusta a los aisladores es el elemento Switch voltage contr.

- 6) **Pararrayos.** En el ATP el elemento que representa al pararrayo es una resistencia no lineal de nombre R(i) type 92, el cual varía el valor de su resistencia a cero si una sobretensión supera la tensión residual del pararrayo.

2.11.3. REPRESENTACIÓN DE COMPONENTES EN FUNCIÓN DEL RANGO DE FRECUENCIAS

Para realizar la simulación de un proceso transitorio de una línea de transmisión, se debe tener en cuenta la gama de frecuencias para dicho proceso. Para el caso de transitorios debido a descargas atmosféricas, la gama de frecuencias es de 10 kHz a 3 MHz.

Tabla 7.

Clasificación de gamas de frecuencias

Grupo	Gama de frecuencias	Designación	Representación principalmente para
I	0,1 Hz - 3 kHz	Oscilaciones de baja frecuencia	Sobretensiones temporales
II	50 Hz - 20 kHz	Ondas de frente lento	Sobretensiones por maniobras
III	10 kHz - 3 MHz	Ondas de frente rápido	Sobretensiones por rayos
IV	100 kHz - 50 MHz	Ondas de frente muy rápido	Sobretensiones por recebado en GIS

Nota: Extraído de *Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión* (p. 319), por J. A. Martínez, 2008, McGraw-Hill Interamericana de España.

CAPÍTULO III.

DIAGNOSTICO HISTÓRICO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV SURIRAY – ABANCAY NUEVA – COTARUSE

3.1. INTRODUCCIÓN

La LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse, es una línea de transmisión de 188 km, lleva consigo dos ternas como son las líneas L-2050 y L-2059 en el primer tramo de 53 km desde la SE Suriray hasta la SE Abancay Nueva; y las líneas L-2060 y L-2059 en el segundo tramo de 135 km desde la SE Abancay Nueva hasta la SE Cotaruse.

En su recorrido atraviesa diversas zonas geográficas, empezando en selva alta en la SE Suriray, luego asciende hasta casi los 5000 msnm en las proximidades del nevado de Padreyoc para llegar a SE Abancay Nueva, de ahí la topografía es aún más agreste con un perfil topográfico en forma de diente de sierra, con altitudes de aproximadamente de 4100 msnm donde el nivel isoceraúnico de 70 días con tormenta al año, y de acuerdo a los reportes de eventos de falla publicados por el COES SINAC mediante su página web la línea de transmisión ha presentado un total de 83 fallas entre los años 2015 al 2018, de los cuales 78 son por descargas atmosféricas y la mayor cantidad estaría concentrado en los últimos 60 km de línea (kilómetro 125 al 185).

Por tal motivo, se requiere realizar el diagnóstico histórico de coordinación de aislamiento de la línea de transmisión, y conocer a profundidad las características eléctricas de operación; características geológicas, ambientales y topográficos del recorrido de la línea; y las características del equipamiento; para luego realizar la evaluación de cada componente e interrupciones debido a descargas atmosféricas.

Para el caso del estudio, el diagnóstico se realizará desde la inauguración y puesta en operación de la línea de transmisión de fecha 21 de agosto del año 2015 hasta diciembre del año 2018 (último año antes de realizar el estudio)

3.2. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL SISTEMA

Las características eléctricas de la línea de transmisión como son: tensión nominal, frecuencia y la potencia máxima que puede transportar, se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 8.

Características eléctricas del sistema

N°	Características	Valor
1.0	Tensión nominal del sistema	220 kV
2.0	Máxima tensión entre fases	245 kV
3.0	Frecuencia del sistema	60 Hz
4.0	Potencia máxima a transmitir	185 MW por terna
5.0	Configuración	3Ø con cable de Guarda
6.0	N° de ternas	2

3.3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

3.3.1. DESCRIPCIÓN DEL TRAZO DE RUTA

El trazo de ruta de la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse está comprendida por dos tramos siendo estos:

- 1) **Tramo SE Suriray – SE Abancay Nueva.** Este tramo inicia desde la SE Suriray con las ternas L-2050 y L-2059 ascendiendo por margen izquierda del río Sacsara con dirección hacia el nevado Chaupimayo, luego hacia el sur siguiendo por las falda del nevado Sacsaroyoy y cruzando entre los nevados de Corihuayrachina y Padreyoc, para descender muy rápidamente hacia la quebrada del río Apurímac, y cruzarlo para ascender con dirección sur hacia el poblado de Cachora hasta el cerro Incaparcco donde se encuentra con la carretera asfaltada Cusco-Abancay, en este punto se ubica

la SE Abancay Nueva, donde la terna L-2050 hace conexión en la barra 220 kV y la terna L-2059 pasa por un costado de la subestación para continuar su recorrido.

Figura 31.

Tramo de línea SE Suriray – SE Abancay Nueva

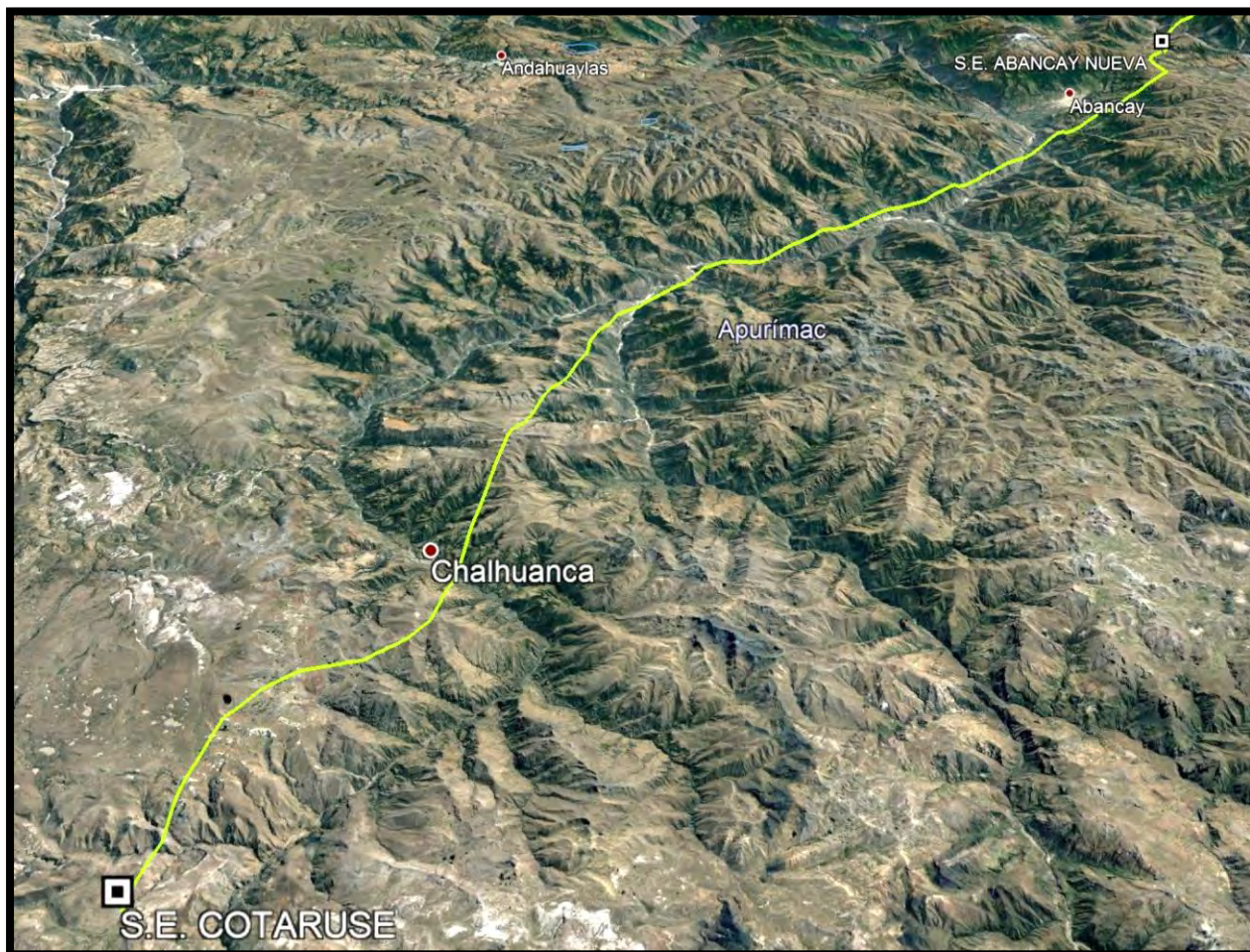


- 2) **Tramo SE Abancay Nueva – SE Cotaruse.** Este tramo inicia desde la SE Abancay Nueva con las ternas L-2060 y L-2059, ubicada a pie de la carretera Cusco Abancay, en el sector de Sayhuite, desvío hacia la localidad de Cachora. El trazo continúa con dirección sur oeste alejándose de la zona urbana de Abancay y de las líneas de transmisión de 138 kV Cusco Abancay, cruza transversalmente el río Pachachaca, próximo al sector de Matara (a 15 Km de Abancay). El trazo continúa por la margen izquierda del río Pachachaca con dirección sur hasta el sector de Tintay, donde cruza hacia la margen derecha del mencionado río, cruza también la carretera Abancay Chalhuanca y a la línea de 60 kV hacia Chalhuanca. En la localidad de Santa Rosa el trazo seguirá rumbo sur tomando la quebrada del río Antabamba, por su margen izquierda, hasta la localidad de Chalhuanca, cruzando el río de la mencionada localidad,

para luego ascender hacia la planicie entre los cerros Ayasirca y Pucapuca donde se ubica la SE Cotaruse.

Figura 32.

Tramo de línea SE Abancay Nueva – SE Cotaruse



3.3.2. PERFIL LONGITUDINAL DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

El perfil longitudinal de la LT 220 kV Suriray – Abancay Nueva – Cotaruse está comprendida por dos tramos siendo estos:

- 1) **Tramo SE Suriray – SE Abancay Nueva.** Inicia su recorrido con una progresiva de 0+00 Km en la SE Suriray y 1,710 msnm, llegando hasta la SE Abancay Nueva con una progresiva de 53.38 Km y 3,739 msnm. El perfil longitudinal de este tramo muestra una

cota mínima de 1,710 msnm, en la SE Suriray, y una cota máxima de 4,687 msnm, en la zona próxima al nevado de Padreyoc.

- 2) **Tramo SE Abancay Nueva – SE Cotaruse.** Inicia el recorrido desde la SE Abancay Nueva con una progresiva de 53.38 Km y 3,739 msnm; llegando hasta la SE Cotaruse con una progresiva de 185.35 Km y 4,110 msnm. El perfil longitudinal de este tramo muestra una cota mínima de 2,115 msnm, en el cruce del río Pachachaca, y una cota máxima de 4,588 msnm, entre los cerros Ayasirca y Pucapuca, a unos 19 km de la S.E. de Cotaruse.

Figura 33.

Perfil del tramo SE Suriray – SE Abancay Nueva

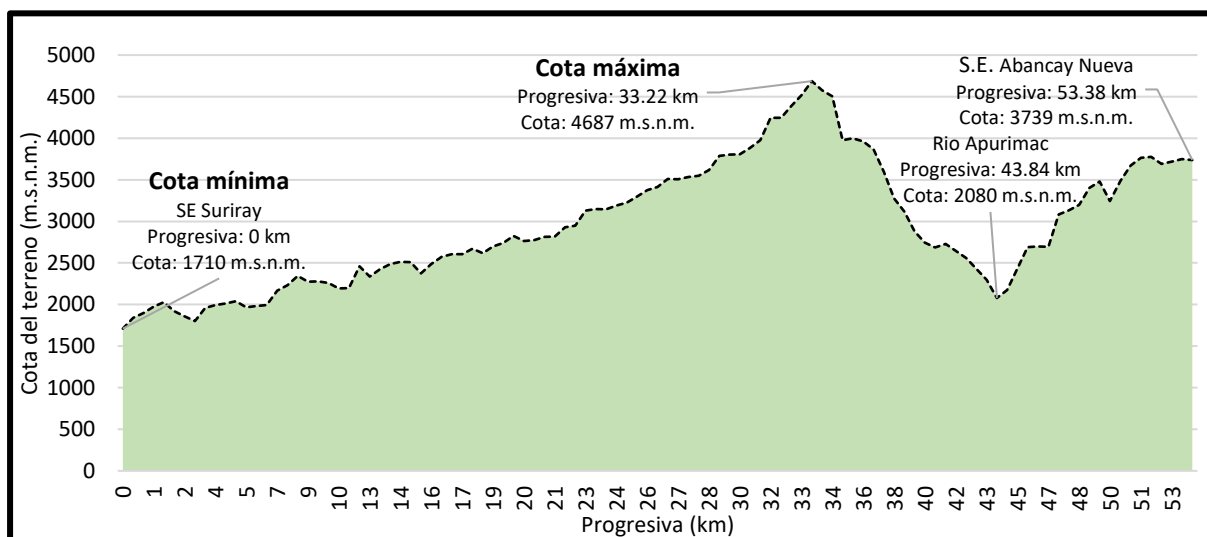
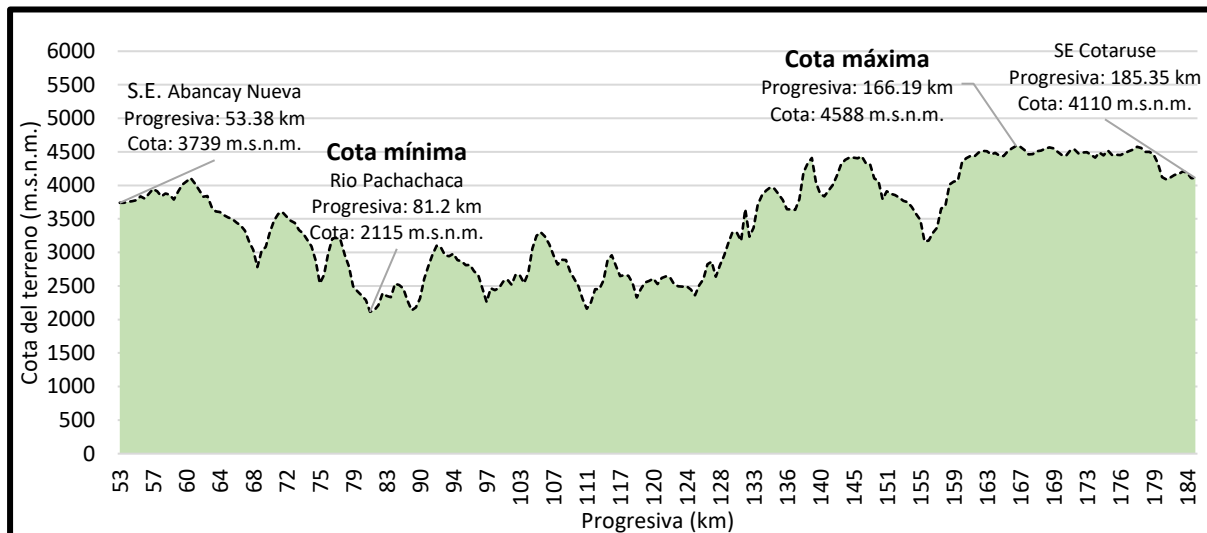


Figura 34.

Perfil del tramo SE Abancay Nueva – SE Cotaruse



3.3.3. CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS

A continuación, se muestra las temperaturas y velocidad del viento de la zona de estudio.

Tabla 9.

Condiciones climatológicas de la línea de transmisión

N°	Característica	Valor
1.0	Temperatura	
1.1	Temperatura mínima	-15 °C
1.2	Temperatura media	5 °C
1.3	Temperatura máxima	30 °C
2.0	Velocidades de viento	
2.1	Área 0 - menor de 3000 msnm	90 km/h
2.2	Área 1 - de 3000 a 4000 msnm	104 km/h
2.3	Área 2 - de 4001 a 4500 msnm	104 km/h
2.4	Área 3 - más de 4500 msnm	112 km/h

3.3.4. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Las distancias de seguridad para las flechas máximas del conductor más bajo de la línea de transmisión son las siguientes:

Tabla 10.

Distancias de seguridad de la línea de transmisión

N°	Características	Valor
1.0	Sobre espacios y vías peatonales o aéreas no transitables por vehículos	7.66 m
2.0	Sobre carreteras y avenidas sujetas al tráfico de caminos	9.66 m
3.0	Sobre vías férreas de ferrocarriles	10.66 m
4.0	Sobre calles y caminos en zonas rurales	9.16 m
5.0	Sobre terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, pastos bosques, etc.	9.16 m
6.0	Sobre áreas de agua no navegables	9.66 m
7.0	Sobre cables de comunicaciones	4.46 m
8.0	Sobre conductores eléctricos hasta 23 kV	3.86 m
9.0	A conductores eléctricos de 33 kV	3.97 m
10.0	A conductores eléctricos de 60 kV	4.46 m
11.0	A conductores eléctricos de 138 kV	5.33 m
12.0	A conductores eléctricos de 220 kV	6.53 m

3.3.5. TENSIÓN Y NÚMERO DE CIRCUITOS

La tensión nominal de diseño y operación de la línea de transmisión es de 220 kV, y lleva consigo dos ternas o circuitos, siendo las ternas L-2050 y L-2059 en el primer tramo desde la SE Suriray hasta la SE Abancay Nueva, y las ternas L-2060 y L-2059 en el segundo tramo desde la SE Abancay Nueva hasta la SE Cotaruse.

3.4. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPAMIENTO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

3.4.1. TORRES DE TRANSMISIÓN

Las torres de la línea de transmisión son estructuras de celosía de perfiles angulares de acero galvanizado en caliente. Todas las torres poseen cuatro patas, con una terna a cada lado de la torre y en disposición vertical, dos cables de guarda en la parte superior ubicados sobre el

eje de los conductores de fase de cada terna. En la línea de transmisión se presentan 4 tipos de torres siendo estas: S1, S2, A1 y A2; sus características se muestran a continuación:

Tabla 11.

Tipos de torres de transmisión

N°	Tipo de Torre	Características
1.0	S1	Suspensión tangente de 0° a 2°
2.0	S2	Suspensión reforzada de 2° a 8°
3.0	A1	Angular de 0° a 30° / Anclaje 0°
4.0	A2	Angular de 30° a 70° / Terminal

Figura 35.

Torre tipo S1 (Suspensión tangente de 0° a 2°)

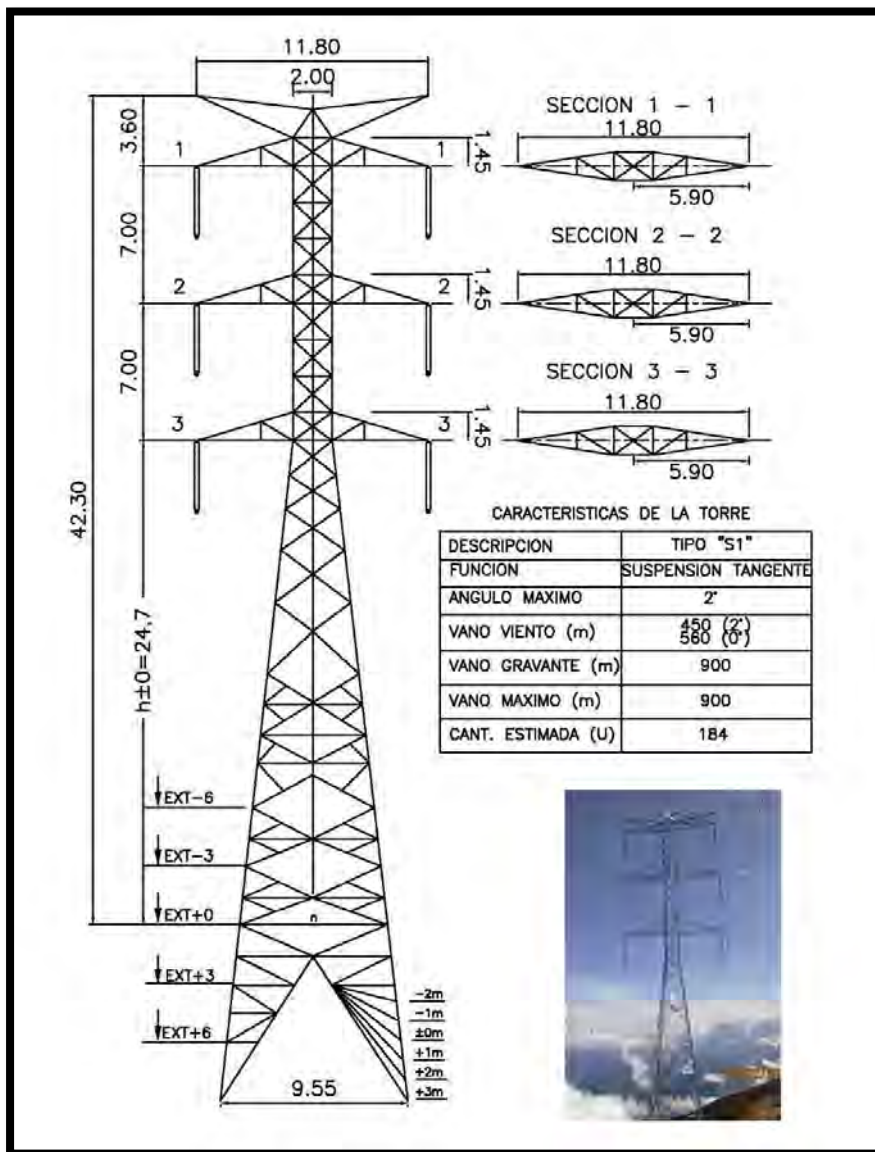


Figura 36.

Torre tipo S2 (Suspensión reforzada de 2° a 8°)

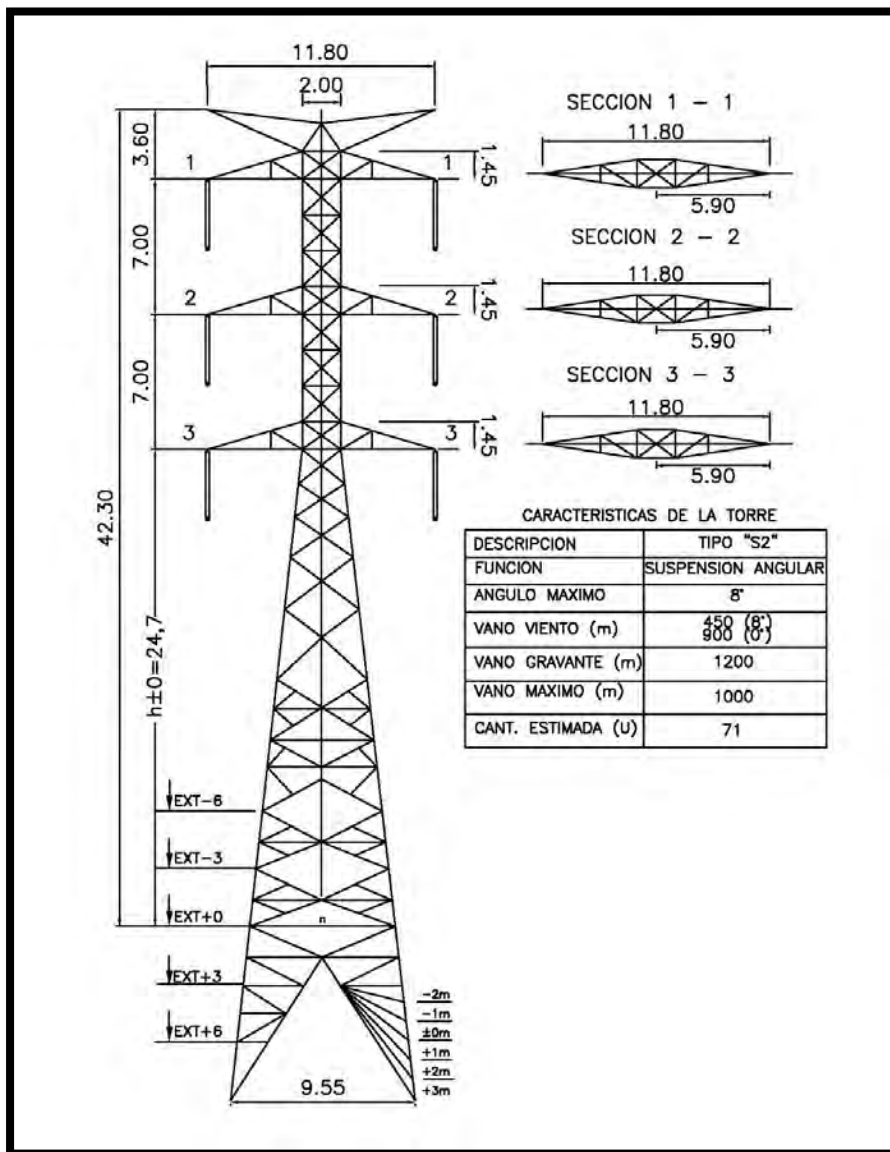


Figura 37.

Torre tipo A1 (Angular de 0° a 30° / Anclaje 0°)

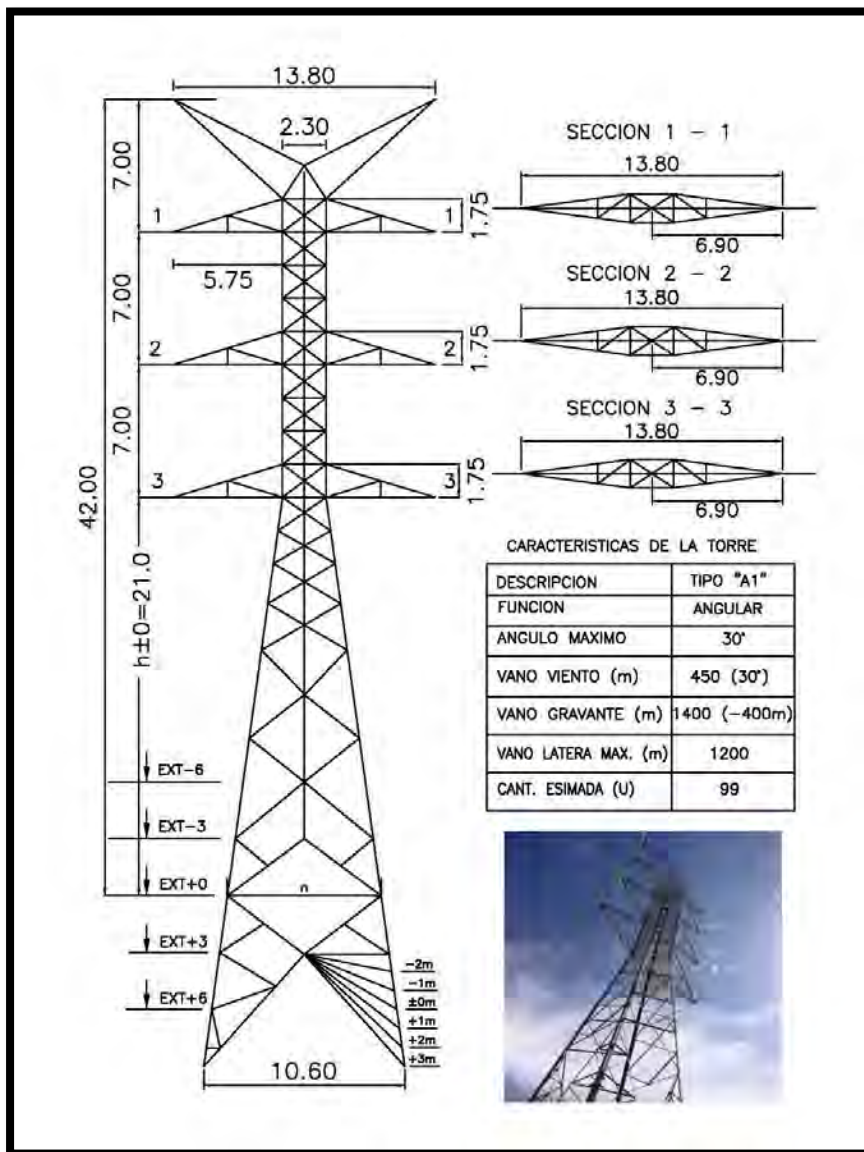
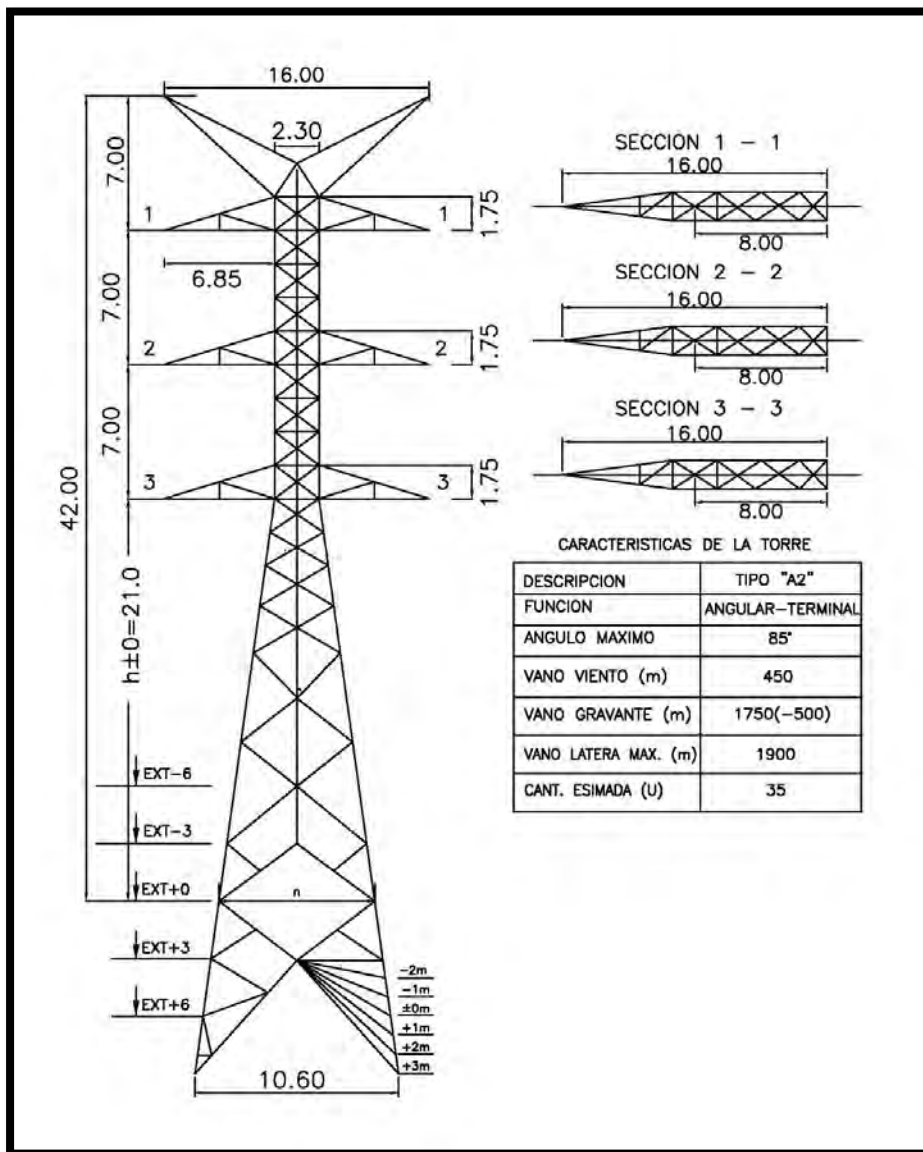


Figura 38.

Torre tipo A2 (Angular de 30° a 70° / Terminal)



3.4.2. CONDUCTORES

La línea de transmisión está constituida por conductores de aluminio reforzado con alma de acero (ACSR). Para altitudes hasta 4500 msnm se utiliza el CURLEW y para altitudes mayores a 4500 msnm se utiliza el PHEASANT, con las siguientes características:

Tabla 12.*Conductor tipo CURLEW para altitudes hasta 4500 msnm*

N°	Características	Valor
1.0	Material	Aluminio con alma de acero
2.0	Norma de Fabricación	ASTM B230-B232-B498
3.0	Sección nominal (mm ²)	592
4.0	Sección real (mm ²)	591.93
5.0	N° de hilos de Aluminio x diámetro (mm)	54 x 3.515
6.0	N° de hilos de Acero x diámetro (mm)	7 x 3.515
7.0	Diámetro exterior (mm)	31.68
8.0	Masa unitaria (kg/m)	1.99
9.0	Carga de rotura (kg)	16600
10.0	Módulo elasticidad inicial (kg/mm ²)	5150
11.0	Módulo elasticidad final (kg/mm ²)	6850
12.0	Coefficiente de dilatación térmica lineal	19.35 x 10 E-6/°C
13.0	Resistencia eléctrica a 20°C (Ohm/km)	0.05527
14.0	Coefficiente de resistividad (1/°C)	0.00391

Tabla 13.*Conductor tipo PHEASANT para altitudes mayores a 4500 msnm*

N°	Características	Valor
1.0	Material	Aluminio con alma de acero
2.0	Norma de Fabricación	ASTM B230-B232-B498
3.0	Sección nominal (mm ²)	726
4.0	Sección real (mm ²)	726.79
5.0	N° de hilos de Aluminio x diámetro (mm)	54 x 3.90
6.0	N° de hilos de Acero x diámetro	19 x 2.34
7.0	Diámetro exterior (mm)	35.1
8.0	Masa unitaria (kg/m)	2.437
9.0	Carga de rotura (kg)	19787
10.0	Módulo elasticidad inicial (kg/mm ²)	5140
11.0	Módulo elasticidad final (kg/mm ²)	6800
12.0	Coefficiente de dilatación térmica lineal	19.4x10E-6/°C
13.0	Resistencia eléctrica a 20°C (Ohm/km)	0.04513
14.0	Coefficiente de resistividad (1/°C)	0.00391

3.4.3. CABLE DE GUARDA

Se utiliza cables de guarda de acero galvanizado tipo EHS y sus características son:

Tabla 14.*Cable de guarda tipo EHS*

N°	Características	Valor
1.0	Material	Acero Galvanizado tipo EHS
2.0	Norma de Fabricación	ASTM A-363.B-498
3.0	Sección nominal	68 mm ²
4.0	Sección real	68.1 mm ²
5.0	N° de hilos/diámetro	7 x 3.52
6.0	Diámetro exterior	10.56 mm
7.0	Masa unitaria	0.531 kg/m
8.0	Carga de rotura	8525 kg
9.0	Coeficiente de dilatación térmica lineal	11.5 x 10 ⁻⁶ / °C
10.0	Módulo elasticidad final (kg/mm ²)	19300
11.0	Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km)	1.9014

3.4.4. AISLADORES

Los aisladores con que cuenta la línea de transmisión son del tipo polimérico de goma de silicona y núcleo de fibra de vidrio tipo ECR. El nivel de aislamiento normalizado para el impulso tipo rayo varía dependiendo de la altitud de montaje.

Tabla 15.*Aislador polimérico para altitudes hasta 3000 msnm*

N°	Características	Unidad	Valor
1.0	Norma		IEC 61109
2.0	Material de la cubierta exterior del aislador		Goma de silicona, núcleo de fibra de vidrio tipo ECR
3.0	Tensión crítica de impulso tipo descarga atmosférica		
	a) Polaridad positiva	kV	1440
	b) Polaridad negativa	kV	1505
4.0	Distancia mínima de arco seco sin anillo, D.A.D. (longitud aislante)	mm	2482
5.0	Distancia mínima de fuga, D.F.	mm	7344

Tabla 16.

Aislador polimérico para altitudes de 3000 a 4500 msnm

N°	Características	Unidad	Valor
1.0	Norma		IEC 61109
2.0	Material de la cubierta exterior del aislador		Goma de silicona, núcleo de fibra de vidrio tipo ECR
3.0	Tensión crítica de impulso tipo descarga atmosférica		
	a) Polaridad positiva	kV	1600
	b) Polaridad negativa	kV	1675
4.0	Distancia mínima de arco seco sin anillo, D.A.D. (longitud aislante)	mm	2774
5.0	Distancia mínima de fuga, D.F.	mm	8208

3.4.5. PUESTA A TIERRA

Las puestas a tierra instalados en la línea de transmisión son de tipo A, B, C y D. Los cuales están constituidos de la siguiente manera:

- 1) **Puesta tierra tipo A.** Compuesto por 2 contrapesos longitudinales, en direcciones opuestas, paralelos a la dirección de la línea.
- 2) **Puesta tierra tipo B.** Compuesto por 4 contrapesos longitudinales, 2 de ellas en dirección del vano atrás y las otras 2 en dirección del vano adelante.
- 3) **Puesta tierra tipo C.** Es la combinación de los contrapesos del tipo B más 4 electrodos verticales en cada contrapeso.
- 4) **Puesta tierra tipo D.** Compuesto por 8 contrapesos longitudinales, 4 de ellas en dirección del vano atrás y las otras 4 en dirección del vano adelante.

Los contrapesos longitudinales son cables de acero con recubrimiento de cobre y sección transversal 36.83 mm² de 7 hilos y los electrodos verticales son varillas de acero recubiertos con cobre de 19 mm de diámetro. El tipo de puesta a tierra instalado varía según la resistividad del terreno.

3.4.6. PARARRAYOS

Los pararrayos que se utilizan en la línea de transmisión son del tipo óxido de zinc (ZnO), y sus características son las siguientes:

Tabla 17.

Pararrayos de óxido metálico (ZnO)

N°	Características	Valor
1.0	Tensión nominal de la red	220 kV
2.0	Tensión máxima de servicio	245 kV
3.0	Sobretensión Temporal (TOV)	198 kV
4.0	Tensión Máxima de Operación Continua (MCOV)	142 kV
5.0	Corriente de cortocircuito nominal soportable	≥ 40 kA
6.0	Tensión de resistencia a la Onda de impulso BIL (kVpico)	1050 kV
7.0	Tensión de resistencia a la Frecuencia industrial (kVrms)	460 kV

3.5. DIAGNÓSTICO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL SISTEMA EN ESTADO OPERATIVO

3.5.1. EVALUACIÓN DEL APANTALLAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Para la evaluación de apantallamiento de la línea transmisión se emplea las ecuaciones del modelo electrogeométrico visto en la sección 2.9. APANTALLAMIENTO DE LÍNEAS AÉREAS, tomando en cuenta la configuración geométrica y ubicación de los conductores de fase y cables de guarda para las torres tipo S1, S2, A1 y A2.

Tabla 18.

Evaluación del apantallamiento en torre tipo S1

TORRE TIPO S1						
		S1-6	S1-3	S1+0	S1+3	S1+6
Modelo geométrico, ángulos y distancias						
Altura del conductor de guarda	h (m)	36.3	39.3	42.3	45.3	48.3
Altura del conductor de fase	y (m)	29.3	32.3	35.3	38.3	41.3
Distancia entre los ejes verticales del cable de guarda y conductor de fase	a (m)	0	0	0	0	0
Ángulo de apantallamiento del cable de guarda	α (°)	0	0	0	0	0
Distancia entre cable de guarda y conductor de fase	c (m)	7	7	7	7	7
Intensidad máxima de fallo de apantallamiento						
Radio crítico de fallo de apantallamiento	rgm (m)	32.8	35.8	38.8	41.8	44.8
Corriente máxima de fallo de apantallamiento	Im (kA)	8.76	10.03	11.35	12.73	14.16
Probabilidad de que la intensidad de descarga sea menor que la intensidad máxima de fallo	P(I < Im)	3.61%	5.05%	6.83%	9.00%	11.53%
Distancias de exposición						
	rc (m)	32.80	35.80	38.80	41.80	44.80
	β (°)	6.13	5.61	5.18	4.80	4.48
	θ (°)	6.13	5.61	5.18	4.80	4.48
	α (°)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Distancia de exposición de conductores de fase	Dc (m)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Distancia de exposición de cable de guarda	Dg (m)	32.61	35.63	38.64	41.65	44.66

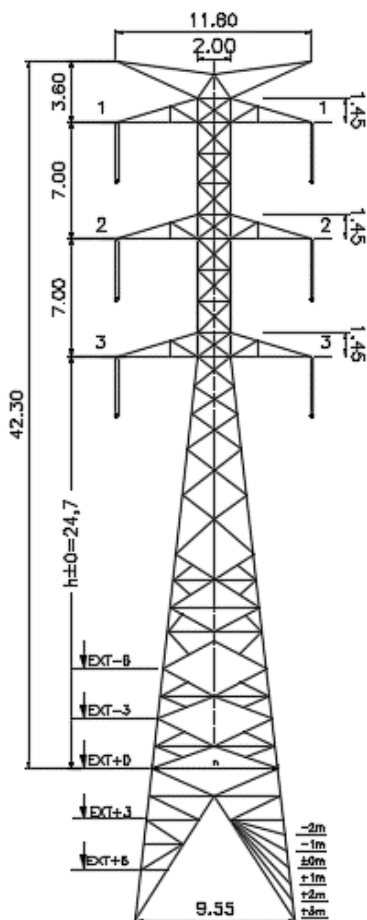


Tabla 19.

Evaluación del apantallamiento en torre tipo S2

TORRE TIPO S2						
		S2-6	S2-3	S2+0	S2+3	S2+6
Modelo geométrico, ángulos y distancias						
Altura del conductor de guarda	h (m)	36.3	39.3	42.3	45.3	48.3
Altura del conductor de fase	y (m)	29.3	32.3	35.3	38.3	41.3
Distancia entre los ejes verticales del cable de guarda y conductor de fase	a (m)	0	0	0	0	0
Ángulo de apantallamiento del cable de guarda	α (°)	0	0	0	0	0
Distancia entre cable de guarda y conductor de fase	c (m)	7	7	7	7	7
Intensidad máxima de fallo de apantallamiento						
Radio crítico de fallo de apantallamiento	rgm (m)	32.8	35.8	38.8	41.8	44.8
Corriente máxima de fallo de apantallamiento	Im (kA)	8.76	10.03	11.35	12.73	14.16
Probabilidad de que la intensidad de descarga sea menor que la intensidad máxima de fallo	P(I < Im)	3.61%	5.05%	6.83%	9.00%	11.53%
Distancias de exposición						
	rc (m)	32.80	35.80	38.80	41.80	44.80
	β (°)	6.13	5.61	5.18	4.80	4.48
	θ (°)	6.13	5.61	5.18	4.80	4.48
	α (°)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Distancia de exposición de conductores de fase	Dc (m)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Distancia de exposición de cable de guarda	Dg (m)	32.61	35.63	38.64	41.65	44.66

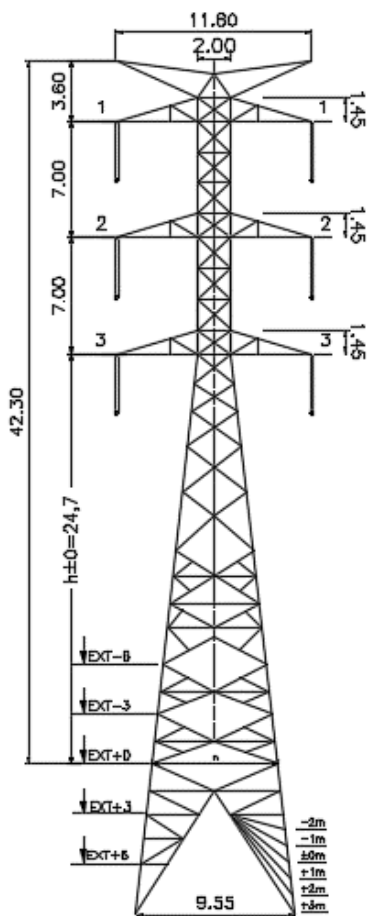


Tabla 20.

Evaluación del apantallamiento en torre tipo A1

TORRE TIPO A1						
		A1-6	A1-3	A1+0	A1+3	A1+6
Modelo geométrico, ángulos y distancias						
Altura del conductor de guarda	h (m)	36	39	42	45	48
Altura del conductor de fase	y (m)	29	32	35	38	41
Distancia entre los ejes verticales del cable de guarda y conductor de fase	a (m)	0	0	0	0	0
Ángulo de apantallamiento del cable de guarda	α (°)	0	0	0	0	0
Distancia entre cable de guarda y conductor de fase	c (m)	7	7	7	7	7
Intensidad máxima de fallo de apantallamiento						
Radio crítico de fallo de apantallamiento	rgm (m)	32.5	35.5	38.5	41.5	44.5
Corriente máxima de fallo de apantallamiento	Im (kA)	8.64	9.9	11.22	12.59	14.01
Probabilidad de que la intensidad de descarga sea menor que la intensidad máxima de fallo	P(I < Im)	3.48%	4.89%	6.65%	8.76%	11.25%
Distancias de exposición						
	rc (m)	32.50	35.50	38.50	41.50	44.50
	β (°)	6.18	5.66	5.22	4.84	4.51
	θ (°)	6.18	5.66	5.22	4.84	4.51
	α (°)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Distancia de exposición de conductores de fase	Dc (m)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Distancia de exposición de cable de guarda	Dg (m)	32.31	35.33	38.34	41.35	44.36

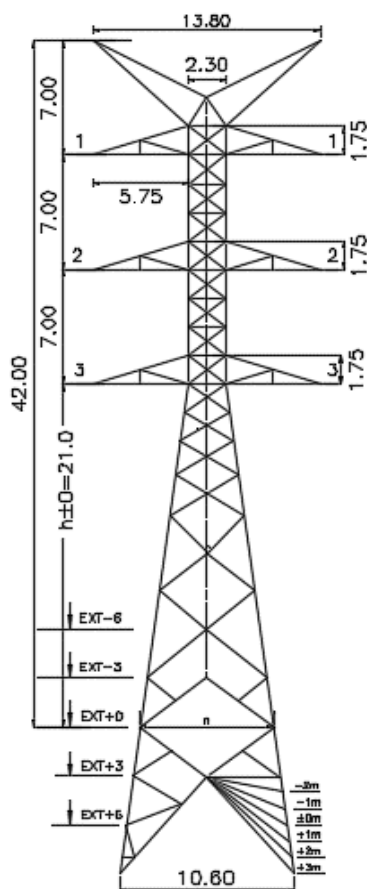


Tabla 21.

Evaluación del apantallamiento en torre tipo A2

TORRE TIPO A2						
		A2-6	A2-3	A2+0	A2+3	A2+6
Modelo geométrico, ángulos y distancias						
Altura del conductor de guarda	h (m)	36	39	42	45	48
Altura del conductor de fase	y (m)	29	32	35	38	41
Distancia entre los ejes verticales del cable de guarda y conductor de fase	a (m)	0	0	0	0	0
Ángulo de apantallamiento del cable de guarda	α (°)	0	0	0	0	0
Distancia entre cable de guarda y conductor de fase	c (m)	7	7	7	7	7
Intensidad máxima de fallo de apantallamiento						
Radio crítico de fallo de apantallamiento	rgm (m)	32.5	35.5	38.5	41.5	44.5
Corriente máxima de fallo de apantallamiento	Im (kA)	8.64	9.9	11.22	12.59	14.01
Probabilidad de que la intensidad de descarga sea menor que la intensidad máxima de fallo	P(I < Im)	3.48%	4.89%	6.65%	8.76%	11.25%
Distancias de exposición						
	rc (m)	32.50	35.50	38.50	41.50	44.50
	β (°)	6.18	5.66	5.22	4.84	4.51
	θ (°)	6.18	5.66	5.22	4.84	4.51
	α (°)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Distancia de exposición de conductores de fase	Dc (m)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Distancia de exposición de cable de guarda	Dg (m)	32.31	35.33	38.34	41.35	44.36

Tabla 22.

Resumen evaluación del apantallamiento en torres S1, S2, A1, y A2

Tipo de torre	Corriente máxima de fallo de apantallamiento	Probabilidad de que la intensidad de descarga sea menor que la intensidad máxima de fallo	Distancia de exposición de conductores de fase	Distancia de exposición de cable de guarda
	Im (kA)	P (I < Im)	Dc (m)	Dg (m)
S1+3	12.73	9.00%	0.00	41.65
S2+3	12.73	9.00%	0.00	41.65
A1+3	12.59	8.76%	0.00	41.35
A2+3	12.59	8.76%	0.00	41.35

Se concluye que la corriente máxima de descarga que puede impactar en un conductor de fase es de 12.73 kA en torres S1 y S2, y 12.59 kA en torres A1 y A2, y la probabilidad que la corriente de descarga se menor a estos valores es de 9% y 8.76%.

A pesar que la probabilidad es muy baja, se debe considerar la instalación de pararrayos en los conductores de fase y garantizar la continuidad del servicio.

3.5.2. EVALUACIÓN DE LA CADENA DE AISLADORES.

La norma IEC-60815 presenta cuatro niveles de contaminación y de acuerdo a las características de la zona de estudio, se determina que la línea de transmisión se encuentra en una zona de contaminación ligera (Nivel I), y corresponde una distancia de fuga nominal mínima de 16 mm/kV.

Tabla 23.

Grados de contaminación (norma IEC 815)

Nivel de Contaminación	Descripción del Ambiente	Distancia de fuga Nominal mínima
		mm/kV ϕ - ϕ
Ligero Nivel I	<ul style="list-style-type: none"> - Areas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción. - Areas con baja densidad de industrias o casas pero sujetas a frecuentes vientos o lluvia. - Areas agrícolas - Areas montañosas - Todas las áreas situadas de 10 km a 20 km del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar. 	16
Medio Nivel II	<ul style="list-style-type: none"> - Areas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción. - Areas con alta densidad de casas pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia. - Areas expuestas a vientos del mar pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia). 	20
Alto Nivel III	<ul style="list-style-type: none"> - Areas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generen contaminación. - Areas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar. 	25
Muy Alto Nivel IV	<ul style="list-style-type: none"> - Areas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos, y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes. - Areas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedentes del mar. - Areas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos períodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad. 	31

La ecuación para calcular el número de aisladores es:

$$N = 1.461 \cdot \frac{D_{fmin}}{D_f} \quad (52)$$

Donde:

D_{fmin} : Distancia de fuga mínima requerida (mm)

D_f : Distancia de fuga del aislador elegido (mm)

Si $D_{fmin} = 16mm/kV * 245 kV = 3920 mm$, y $D_f = 7344 mm$

Reemplazando en la ecuación 52 se tiene:

$$N = 1.461 \cdot \frac{3920}{7344} = 0.78 \text{ aisladores}$$

En la línea de transmisión se han instalado cadenas de aisladores conformados por 1 Aislador Polimérico de goma de silicona con núcleo de fibra de vidrio tipo ECR, por lo que de acuerdo al cálculo antes realizado, se demuestra que es el correcto.

3.5.3. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Los sistemas de puesta a tierra del tipo A, B, C y D, fueron evaluadas según regla N° 036.D. del C.N.E. Suministro 2011, donde se establece: “La puesta a tierra con un solo electrodo deberá tener una resistencia a tierra que no exceda 25 Ω . Si la resistencia con un solo electrodo excede 25 Ω , deberán utilizarse otros métodos de puesta a tierra que permitan cumplir con este requerimiento”.

Cabe aclarar que los tipos de puesta a tierra, son combinaciones entre contrapesos longitudinales (cables) y electrodos verticales (varillas), ambos de acero recubierto con cobre.

A continuación, se presentan los valores de resistencia puestas a tierra de la línea de transmisión.

Tabla 24.

Mediciones de resistencia de puesta a tierra

N° Torre	Progresiva (m)	Cota (msnm)	Tipo de torre	Resistividad (Ohm-m)	Tipo de PAT	Resistencia PAT (Ohm)	Observación
1	0.00	1,710	A2	383	A	11.4	Aceptable
2	238.54	1,840	A1	323	A	8.76	Aceptable
3	618.83	1,898	S1	319	A	10.5	Aceptable
4	710.66	1,973	S2	330	A	11.26	Aceptable
5	1,473.53	2,029	S1	385	A	9.57	Aceptable
6	1,929.59	1,921	S1	326	A	10.4	Aceptable
7	2,324.49	1,858	S1	353	A	11.5	Aceptable
8	2,931.19	1,800	S2	343	A	9.79	Aceptable
9	3,552.49	1,961	S1	347	A	8.51	Aceptable
10	3,879.37	1,994	S1	324	A	10.93	Aceptable
11	4,261.62	2,014	S1	330	A	11.81	Aceptable

N° Torre	Progresiva (m)	Cota (msnm)	Tipo de torre	Resistividad (Ohm-m)	Tipo de PAT	Resistencia PAT (Ohm)	Observación
12	4,644.60	2,039	A1	400	A	9.06	Aceptable
13	5,364.81	1,968	S2	584	B	12.5	Aceptable
14	5,942.11	1,982	S2	489	A	14.04	Aceptable
15	6,663.23	1,993	S2	587	B	14.67	Aceptable
16	7,134.95	2,167	S2	546	B	15.8	Aceptable
17	7,405.77	2,234	S1	572	B	13.8	Aceptable
18	8,189.64	2,345	A1	581	B	14.1	Aceptable
19	8,781.15	2,275	S1	477	A	15.5	Aceptable
20	9,611.69	2,277	S2	541	B	14.7	Aceptable
21	9,715.07	2,258	S1	484	A	15.02	Aceptable
22	10,454.82	2,194	S1	515	B	15.15	Aceptable
23	11,188.93	2,198	S2	439	A	13.63	Aceptable
24	11,876.74	2,460	A1	403	A	14.38	Aceptable
25	12,716.55	2,335	S1	776	B	15.9	Aceptable
26	13,343.85	2,424	S1	780	B	12.68	Aceptable
27	13,581.27	2,486	A1	646	B	17.2	Aceptable
28	14,108.98	2,515	S1	603	B	17.8	Aceptable
29	14,216.25	2,511	S1	628	B	17.54	Aceptable
30	14,796.34	2,373	S1	602	B	15.68	Aceptable
31	15,602.37	2,487	A1	662	B	16.51	Aceptable
32	16,097.25	2,575	S1	609	B	18.1	Aceptable
33	16,543.42	2,604	A2	613	B	14.4	Aceptable
34	16,997.84	2,604	A1	612	B	20.2	Aceptable
35	17,232.43	2,670	S1	707	B	14.5	Aceptable
36	18,008.32	2,619	S2	722	B	18.36	Aceptable
37	18,821.09	2,697	S2	750	B	14.78	Aceptable
38	18,991.59	2,740	S1	774	B	15.2	Aceptable
39	19,545.10	2,827	S1	638	B	16.1	Aceptable
40	20,001.39	2,763	A2	705	B	20.4	Aceptable
41	20,612.03	2,775	S1	785	B	18.14	Aceptable
42	20,738.51	2,814	S2	667	B	16.19	Aceptable
43	21,164.20	2,819	A1	977	C	16.5	Aceptable
44	21,731.72	2,931	A1	984	C	14.1	Aceptable
45	22,355.49	2,947	S1	976	C	16.4	Aceptable
46	23,076.87	3,131	S1	865	B	16.9	Aceptable
47	23,546.59	3,148	A1	964	C	19.5	Aceptable
48	23,820.35	3,144	S1	837	B	20.6	Aceptable
49	24,489.51	3,191	S1	972	C	18.2	Aceptable
50	24,908.30	3,225	S1	996	C	14.8	Aceptable
51	25,284.61	3299	A2	898	B	16.5	Aceptable
52	25,593.62	3374	S1	949	C	22.4	Aceptable
53	26,009.30	3416	S1	912	C	15.24	Aceptable
54	26,465.69	3511	S2	879	B	18.4	Aceptable
55	26,727.35	3505	S1	909	C	14.05	Aceptable
56	27,004.54	3534	S1	817	B	18.6	Aceptable
57	27,301.31	3548	S1	840	B	15.2	Aceptable
58	27,715.75	3619	A1	880	B	16.9	Aceptable
59	28,933.43	3787	S1	928	C	14.1	Aceptable

N° Torre	Progresiva (m)	Cota (msnm)	Tipo de torre	Resistividad (Ohm-m)	Tipo de PAT	Resistencia PAT (Ohm)	Observación
60	29,666.13	3802	S1	876	B	18.73	Aceptable
61	30,014.92	3807	S1	856	B	19.5	Aceptable
62	30,554.21	3884	S1	925	C	20.4	Aceptable
63	31,269.22	3978	S1	964	C	15.28	Aceptable
64	31,913.39	4246	S2	938	C	21.9	Aceptable
65	31,974.33	4246	A1	952	C	18.9	Aceptable
66	32,432.40	4389	S2	987	C	22.6	Aceptable
67	32,795.80	4520	S1	1073	C	22.4	Aceptable
68	33,213.88	4687	S2	1162	C	21.4	Aceptable
69	33,505.17	4578	S2	1248	D	20.4	Aceptable
70	34,220.20	4505	A1	1004	C	23.5	Aceptable
71	35,704.11	3978	S2	1107	C	21.8	Aceptable
72	35,809.34	4000	A1	948	C	19.27	Aceptable
73	36,132.15	3959	S1	873	B	19.14	Aceptable
74	36,498.23	3864	A1	962	C	15.18	Aceptable
75	37,055.05	3596	S1	667	B	18	Aceptable
76	38,166.14	3275	A2	766	B	19.6	Aceptable
77	38,564.78	3116	S1	654	B	20.5	Aceptable
78	39,318.16	2879	S1	775	B	18.24	Aceptable
79	40,103.82	2743	S1	563	B	15.15	Aceptable
80	40,351.58	2687	S1	561	B	18	Aceptable
81	41,376.80	2729	A1	502	B	13.2	Aceptable
82	41,559.72	2644	S1	752	B	15	Aceptable
83	42,118.13	2560	S1	547	B	19.1	Aceptable
84	42,803.09	2428	S1	436	A	12.44	Aceptable
85	43,365.32	2298	S1	474	A	13.1	Aceptable
86	43,822.79	2080	A1	489	A	13.2	Aceptable
87	44,786.15	2176	S1	440	A	11.44	Aceptable
88	45,350.90	2433	S1	401	A	12.6	Aceptable
89	45,828.19	2691	S1	453	A	10.74	Aceptable
90	45,927.04	2700	S1	421	A	10.37	Aceptable
91	46,609.98	2696	S1	422	A	9.92	Aceptable
92	47,468.34	3083	S1	598	B	9.65	Aceptable
93	47,751.46	3134	S1	654	B	10.5	Aceptable
94	48,120.93	3198	S1	768	B	12.09	Aceptable
95	48,897.67	3402	S1	820	B	19.14	Aceptable
96	49,061.78	3478	S1	978	C	27.8	Mejorar
97	50,153.94	3244	S1	1141	C	26.5	Mejorar
98	51,039.09	3486	S1	1337	D	23.9	Aceptable
99	51,309.28	3673	S1	1079	C	21.6	Aceptable
100	51,468.54	3765	S2	1013	C	24.1	Aceptable
101	51,675.34	3778	S2	1145	C	23.8	Aceptable
102	51,925.65	3692	S1	1368	D	29.7	Mejorar
103	53,130.08	3718	A1	1336	D	27.3	Mejorar
104	53,238.51	3750	A2	1255	D	22.9	Aceptable
105	53,371.01	3739	A2	1324	D	24.7	Aceptable
106	53,682.08	3739	A2	1269	D	22.8	Aceptable
107	53,938.98	3753	S2	1024	C	19.5	Aceptable

N° Torre	Progresiva (m)	Cota (msnm)	Tipo de torre	Resistividad (Ohm-m)	Tipo de PAT	Resistencia PAT (Ohm)	Observación
108	54,519.17	3762	S2	1042	C	21.5	Aceptable
109	54,935.78	3778	S2	1350	D	22.2	Aceptable
110	55,412.37	3837	A1	1020	C	24.3	Aceptable
111	55,925.98	3804	S1	1127	C	25.2	Mejorar
112	56,584.38	3875	S1	1227	D	23.9	Aceptable
113	56,786.08	3944	A2	1168	C	19.27	Aceptable
114	57,172.94	3911	S1	1030	C	19.5	Aceptable
115	57,694.15	3836	S1	1302	D	26	Mejorar
116	58,333.03	3879	S1	1196	C	24.6	Aceptable
117	58,485.22	3861	S2	1244	D	20	Aceptable
118	58,734.87	3788	S1	1275	D	24.4	Aceptable
119	59,696.65	3913	A1	1332	D	28.3	Mejorar
120	60,213.25	4014	A2	1200	C	19.14	Aceptable
121	60,458.45	4062	S1	1551	D	21.8	Aceptable
122	61,068.78	4107	S1	1370	D	20.4	Aceptable
123	61,432.88	4028	S1	1590	D	22.4	Aceptable
124	62,070.61	3932	S1	1599	D	19.6	Aceptable
125	62,862.69	3831	S2	1509	D	20.6	Aceptable
126	63,088.41	3841	S1	1470	D	20.4	Aceptable
127	63,762.08	3677	S1	1649	D	24.8	Aceptable
128	64,137.57	3613	S1	1679	D	22.4	Aceptable
129	64,419.74	3600	S1	1517	D	23.9	Aceptable
130	64,954.75	3552	S1	1680	D	22.9	Aceptable
131	65,523.16	3522	S1	1460	D	24.3	Aceptable
132	65,912.41	3495	S1	1445	D	24.5	Aceptable
133	66,267.47	3445	S1	1579	D	24.7	Aceptable
134	66,627.25	3400	S1	1354	D	21.4	Aceptable
135	66,965.28	3327	S1	1375	D	24.8	Aceptable
136	67,378.79	3163	S1	1652	D	23	Aceptable
137	67,571.20	3037	S1	1536	D	22.6	Aceptable
138	68,704.97	2779	S1	1513	D	21.6	Aceptable
139	69,692.24	3020	S2	1487	D	24.6	Aceptable
140	69,880.26	3081	S2	1485	D	24.7	Aceptable
141	70,403.82	3301	S1	1354	D	24.2	Aceptable
142	70,738.38	3472	S1	1404	D	24.1	Aceptable
143	70,951.94	3572	A1	1454	D	23.4	Aceptable
144	71,163.74	3603	S1	1674	D	24.8	Aceptable
145	71,600.30	3537	S1	1551	D	20.5	Aceptable
146	71,824.83	3475	A2	1681	D	19.1	Aceptable
147	72,024.79	3441	S1	1309	D	23.9	Aceptable
148	72,335.20	3334	S1	1584	D	21.5	Aceptable
149	72,647.05	3280	S1	1420	D	22.4	Aceptable
150	72,981.50	3188	S1	1474	D	24.7	Aceptable
151	73,649.43	3090	S2	1468	D	29.7	Mejorar
152	74,106.79	2882	S1	1410	D	25.3	Mejorar
153	74,750.95	2539	S1	1460	D	23.5	Aceptable
154	75,723.26	2662	S1	1681	D	23.9	Aceptable
155	76,186.55	2983	S1	1465	D	24.1	Aceptable

N° Torre	Progresiva (m)	Cota (msnm)	Tipo de torre	Resistividad (Ohm-m)	Tipo de PAT	Resistencia PAT (Ohm)	Observación
156	76,633.06	3206	S2	1649	D	22.6	Aceptable
157	76,754.03	3220	A1	1544	D	20.2	Aceptable
158	77,043.53	3183	S1	1356	D	23.8	Aceptable
159	77,614.70	2964	S1	1660	D	24.5	Aceptable
160	78,116.31	2789	S1	1521	D	24.2	Aceptable
161	78,714.87	2494	S1	1462	D	20.3	Aceptable
162	79,003.95	2423	S2	1667	D	21.5	Aceptable
163	80,802.16	2360	S2	1697	D	21.4	Aceptable
164	80,891.58	2288	S1	1595	D	20	Aceptable
165	81,193.06	2115	S2	1419	D	21	Aceptable
166	82,350.39	2136	S2	1244	D	24.4	Aceptable
167	82,611.18	2212	S1	1297	D	19.9	Aceptable
168	83,224.48	2390	S1	1089	C	24.3	Aceptable
169	83,452.25	2352	S1	1378	D	23.3	Aceptable
170	83,932.28	2332	S1	900	B	18.8	Aceptable
171	84,906.77	2532	S1	817	B	18.14	Aceptable
172	86,351.38	2514	S1	655	B	13.93	Aceptable
173	86,466.22	2462	S1	520	B	14.26	Aceptable
174	87,540.30	2279	S1	531	B	14.6	Aceptable
175	88,230.11	2137	S1	351	A	13.4	Aceptable
176	89,026.38	2179	S1	522	B	15.38	Aceptable
177	89,610.25	2314	S1	591	B	12.5	Aceptable
178	90,606.68	2605	S1	684	B	19.31	Aceptable
179	90,920.18	2796	S1	763	B	18.7	Aceptable
180	91,282.94	2966	S1	806	B	18.4	Aceptable
181	91,652.17	3101	S1	929	C	24	Aceptable
182	91,936.48	3079	S1	977	C	24.6	Aceptable
183	92,339.21	2960	S1	976	C	23.5	Aceptable
184	93,454.79	2944	S1	595	B	19.74	Aceptable
185	93,618.09	2981	S1	382	A	20.6	Aceptable
186	94,363.87	2888	S1	549	B	18.7	Aceptable
187	94,543.53	2869	S1	860	B	19.3	Aceptable
188	94,964.18	2808	A1	941	C	23.2	Aceptable
189	95,144.78	2816	S1	1205	D	26.2	Mejorar
190	95,421.25	2720	S1	1332	D	20.6	Aceptable
191	95,693.61	2663	S1	1333	D	20.6	Aceptable
192	96,524.46	2461	S1	1166	C	19.83	Aceptable
193	97,281.47	2263	S1	1093	C	18.47	Aceptable
194	98,379.52	2467	A1	1319	D	27.2	Mejorar
195	98,977.14	2438	S1	1160	C	27.6	Mejorar
196	99,496.54	2469	S1	1350	D	22.2	Aceptable
197	100,369.00	2565	S1	1426	D	28.5	Mejorar
198	101,165.28	2596	S1	1587	D	27.7	Mejorar
199	101,586.43	2518	S1	1344	D	29	Mejorar
200	102,430.21	2670	S2	1280	D	22.8	Aceptable
201	102,505.93	2656	S1	1207	D	20.2	Aceptable
202	103,555.27	2541	S1	1035	C	21.1	Aceptable
203	104,031.18	2689	S1	933	C	19.98	Aceptable

N° Torre	Progresiva (m)	Cota (msnm)	Tipo de torre	Resistividad (Ohm-m)	Tipo de PAT	Resistencia PAT (Ohm)	Observación
204	105,209.94	3057	S1	883	B	16.8	Aceptable
205	105,486.12	3251	S1	620	B	17.5	Aceptable
206	105,710.64	3301	S1	676	B	12.7	Aceptable
207	106,225.92	3237	S2	597	B	13	Aceptable
208	106,459.81	3120	S2	426	A	12.07	Aceptable
209	106,693.84	2958	S1	410	A	12.1	Aceptable
210	108,498.61	2820	S1	318	A	13.32	Aceptable
211	108,713.00	2890	S1	302	A	13.4	Aceptable
212	109,174.86	2887	S1	492	A	17.71	Aceptable
213	109,752.37	2715	S1	340	A	18.6	Aceptable
214	110,337.20	2604	S1	323	A	16.08	Aceptable
215	110,504.88	2496	S2	474	A	18.78	Aceptable
216	110,989.92	2302	S1	469	A	18.77	Aceptable
217	111,274.19	2163	S2	404	A	11.94	Aceptable
218	112,086.01	2254	A1	329	A	15.78	Aceptable
219	112,906.36	2453	S1	442	A	19.8	Aceptable
220	113,167.52	2454	S2	392	A	19.82	Aceptable
221	113,535.95	2582	S1	342	A	18.27	Aceptable
222	114,489.71	2884	S1	410	A	16.62	Aceptable
223	114,673.07	2956	S1	320	A	12.18	Aceptable
224	115,100.82	2801	S1	398	A	19.58	Aceptable
225	116,586.34	2648	A2	510	B	15.15	Aceptable
226	116,887.14	2663	S1	646	B	18.75	Aceptable
227	117,001.10	2652	S2	773	B	15	Aceptable
228	117,161.92	2541	S1	717	B	12.79	Aceptable
229	118,115.73	2330	S1	936	C	18.34	Aceptable
230	118,757.12	2455	S1	1096	C	25.7	Mejorar
231	119,627.27	2550	A1	1024	C	23.3	Aceptable
232	120,039.08	2575	S1	1031	C	21.5	Aceptable
233	120,462.72	2607	S1	1131	C	21.4	Aceptable
234	120,909.26	2526	S1	1188	C	28.5	Mejorar
235	121,817.15	2620	S1	1281	D	23.6	Aceptable
236	121,978.90	2644	S1	1009	C	21.6	Aceptable
237	122,169.18	2628	S1	1189	C	26.8	Mejorar
238	122,805.29	2524	S1	1349	D	23.6	Aceptable
239	122,966.73	2493	S2	934	C	23.3	Aceptable
240	123,427.20	2492	S1	1136	C	29.6	Mejorar
241	123,807.86	2494	S1	852	B	22	Aceptable
242	124,096.72	2448	S1	653	B	13.3	Aceptable
243	125,009.24	2361	S1	1090	C	19.1	Aceptable
244	125,505.20	2508	S1	1142	C	18.4	Aceptable
245	125,729.17	2601	S1	1348	D	25.3	Mejorar
246	126,199.80	2822	S1	1220	D	21.8	Aceptable
247	126,336.15	2861	A1	1240	D	23.9	Aceptable
248	127,328.96	2639	S1	1645	D	29.8	Mejorar
249	127,868.90	2809	S1	1437	D	21.4	Aceptable
250	128,414.94	2951	S1	1695	D	24.6	Aceptable
301	157,273.57	3366	S1	707	B	19.3	Aceptable

N° Torre	Progresiva (m)	Cota (msnm)	Tipo de torre	Resistividad (Ohm-m)	Tipo de PAT	Resistencia PAT (Ohm)	Observación
302	158,045.86	3653	S2	906	C	21.8	Aceptable
303	158,222.31	3694	S1	1039	C	19.58	Aceptable
304	158,970.13	4014	S1	1250	D	29.1	Mejorar
305	159,156.25	4053	S1	1508	D	24.3	Aceptable
306	159,363.03	4070	S1	1530	D	23.3	Aceptable
307	160,711.54	4341	S1	1758	D	29.7	Mejorar
308	160,984.25	4404	S1	1773	D	19.98	Aceptable
309	161,331.92	4439	A1	1653	D	27.2	Mejorar
310	162,127.91	4434	S1	1671	D	18.29	Aceptable
311	162,495.65	4492	S1	1774	D	19.98	Aceptable
312	162,818.93	4513	S1	1614	D	21.8	Aceptable
313	163,154.30	4511	A1	1654	D	22.3	Aceptable
314	163,675.75	4461	S1	1578	D	19.4	Aceptable
315	163,949.60	4487	S1	1680	D	27.6	Mejorar
316	164,579.65	4441	S1	1608	D	26.2	Mejorar
317	165,003.42	4437	S1	1381	D	21.6	Aceptable
318	165,677.64	4507	S2	1317	D	23.6	Aceptable
319	165,866.60	4553	A1	1183	C	22.2	Aceptable
320	166,190.47	4588	S1	1193	C	23.6	Aceptable
321	166,556.99	4575	S1	1123	C	22	Aceptable
322	166,939.58	4530	S1	1052	C	19.83	Aceptable
323	167,395.18	4461	S1	1128	C	21.8	Aceptable
324	167,899.63	4464	S1	1132	C	19.3	Aceptable
325	168,222.05	4507	S1	1014	C	21.8	Aceptable
326	168,549.50	4519	S1	1261	D	19.9	Aceptable
327	168,829.09	4548	S1	1027	C	23.3	Aceptable
328	169,190.84	4565	A1	1222	D	21.4	Aceptable
329	169,447.77	4550	S1	1279	D	18.29	Aceptable
330	169,920.52	4497	S1	1189	C	19.58	Aceptable
331	170,365.98	4452	S1	1077	C	19.03	Aceptable
332	170,780.77	4442	S1	1336	D	21.6	Aceptable
333	171,249.98	4516	S1	1201	C	20.6	Aceptable
334	171,395.42	4539	A1	1193	C	18.51	Aceptable
335	171,880.02	4477	S1	1220	D	21.5	Aceptable
336	172,423.83	4490	S2	1096	C	19.1	Aceptable
337	172,551.71	4494	S1	1099	C	24.4	Aceptable
338	172,768.02	4454	S1	1100	C	19	Aceptable
339	173,142.16	4413	S1	1293	D	21.3	Aceptable
340	173,823.81	4489	A1	1283	D	24.3	Aceptable
341	174,354.14	4446	S1	1021	C	23	Aceptable
342	174,889.37	4516	S2	1046	C	24.2	Aceptable
343	175,631.32	4451	S1	1299	D	24.6	Aceptable
344	175,905.39	4455	S1	1244	D	21.1	Aceptable
345	176,327.45	4453	S1	1011	C	19.4	Aceptable
346	176,671.04	4482	S1	1270	D	22.8	Aceptable
347	176,914.55	4510	S1	1382	D	19.1	Aceptable
348	177,337.64	4533	S1	1118	C	19.83	Aceptable
349	177,755.61	4576	S1	1135	C	23.2	Aceptable

N° Torre	Progresiva (m)	Cota (msnm)	Tipo de torre	Resistividad (Ohm-m)	Tipo de PAT	Resistencia PAT (Ohm)	Observación
350	178,066.16	4558	S1	1373	D	19.3	Aceptable
351	178,634.43	4500	S1	1122	C	23.5	Aceptable
352	178,873.91	4498	S2	1352	D	24	Aceptable
353	179,171.30	4456	S1	1786	D	24.3	Aceptable
354	179,612.29	4328	S1	1748	D	23	Aceptable
355	180,041.23	4120	S2	1432	D	21	Aceptable
356	181,230.36	4088	S2	1564	D	21.4	Aceptable
357	182,503.72	4118	S1	1634	D	23.9	Aceptable
358	182,714.38	4155	S1	1444	D	21.8	Aceptable
359	183,213.09	4168	S1	1552	D	20.2	Aceptable
360	183,870.19	4209	S1	1182	C	18.7	Aceptable
361	184,377.86	4190	S2	1094	C	16.7	Aceptable
362	185,057.54	4109	S2	1196	C	24.6	Aceptable
363	185,358.69	4110	A2	1124	C	23.3	Aceptable

De las tablas anteriores, muestran valores de resistencia de puesta a tierra de cada torre que conforma la línea de transmisión. El valor mínimo es de 8.51 Ω , el valor máximo de 29.8 Ω , y un valor promedio de 20.18 Ω .

La resistividad del suelo es proporcional a los valores de resistencia, salvo en algunas excepciones. El valor mínimo es de 302 Ω -m, valor máximo de 1,795 Ω -m, y un valor promedio de 1,076 Ω -m.

Existen 34 puestas a tierra con valor de resistencia superior a 25 Ω (el valor máximo establecido por el C.N.E. Suministro 2011), y se encuentran a partir del kilómetro 49, donde los suelos están constituidos por rocas calizas, granodiorita, cuarcitas y areniscas.

3.5.4. EVALUACIÓN DE LOS PARARRAYOS

La línea de transmisión cuenta con pararrayos del tipo óxido de zinc, ubicados en 40 torres que se encuentran en lugares con mayor altitud. Cada torre tiene instalados 6 pararrayos, uno en cada fase.

Del perfil topográfico y ubicación de pararrayos, se puede deducir que existen pararrayos en tramos de línea en zonas de valle, donde la línea está blindada por montañas, sobre todo en el tramo que comprende la SE Suriray hasta las faldas del nevado de Padreyoc.

Tabla 25.*Pararrayos instalados en la línea de transmisión*

N°	N° de torre	Progresiva (m)	Cota (msnm)	Tipo de torre	Cantidad de pararrayos	Tipo de pararrayos
1	Torre 1	0	1,710	A2	6	ZnO
2	Torre 5	1,473.53	2,029	S1	6	ZnO
3	Torre 11	4,261.62	2,014	S1	6	ZnO
4	Torre 18	8,189.64	2,345	A1	6	ZnO
5	Torre 28	14,108.98	2,515	S1	6	ZnO
6	Torre 39	19,545.10	2,827	S1	6	ZnO
7	Torre 47	23,546.59	3,148	A1	6	ZnO
8	Torre 54	26,465.69	3,511	S2	6	ZnO
9	Torre 60	29,666.13	3,802	S1	6	ZnO
10	Torre 68	33,213.88	4,687	S2	6	ZnO
11	Torre 73	36,132.15	3,959	S1	6	ZnO
12	Torre 81	41,376.80	2,729	A1	6	ZnO
13	Torre 90	45,927.04	2,700	S1	6	ZnO
14	Torre 101	51,675.34	3,778	S2	6	ZnO
15	Torre 105	53,371.01	3,739	A2	6	ZnO
16	Torre 113	56,786.08	3,944	A2	6	ZnO
17	Torre 122	61,068.78	4,107	S1	6	ZnO
18	Torre 134	66,627.25	3,400	S1	6	ZnO
19	Torre 144	71,163.74	3,603	S1	6	ZnO
20	Torre 157	76,754.03	3,220	A1	6	ZnO
21	Torre 172	86,351.38	2,514	S1	6	ZnO
22	Torre 181	91,652.17	3,101	S1	6	ZnO
23	Torre 206	105,710.64	3,301	S1	6	ZnO
24	Torre 223	114,673.07	2,956	S1	6	ZnO
25	Torre 247	126,336.15	2,861	A1	6	ZnO
26	Torre 255	130,907.39	3,644	A1	6	ZnO
27	Torre 261	133,838.42	3,969	S1	6	ZnO
28	Torre 271	139,059.79	4,408	S1	6	ZnO
29	Torre 279	143,975.58	4,380	S2	6	ZnO
30	Torre 283	146,418.56	4,434	S1	6	ZnO
31	Torre 289	151,097.83	3,911	S1	6	ZnO
32	Torre 302	158,045.86	3,653	S2	6	ZnO
33	Torre 308	160,984.25	4,404	S1	6	ZnO
34	Torre 320	166,190.47	4,588	S1	6	ZnO
35	Torre 328	169,190.84	4,565	A1	6	ZnO
36	Torre 334	171,395.42	4,539	A1	6	ZnO
37	Torre 342	174,889.37	4,516	S2	6	ZnO
38	Torre 349	177,755.61	4,576	S1	6	ZnO
39	Torre 360	183,870.19	4,209	S1	6	ZnO
40	Torre 363	185,358.69	4,110	A2	6	ZnO
Cantidad total de pararrayos					240	

Debe tomarse en cuenta que los pararrayos son dispositivos de protección complementarios al apantallamiento y sistemas de puestas a tierra, e instalados en zonas con elevados valores de nivel isoceraúnico y resistividad de suelo.

Figura 39.

Ubicación de pararrayos entre las torres 1 - 90

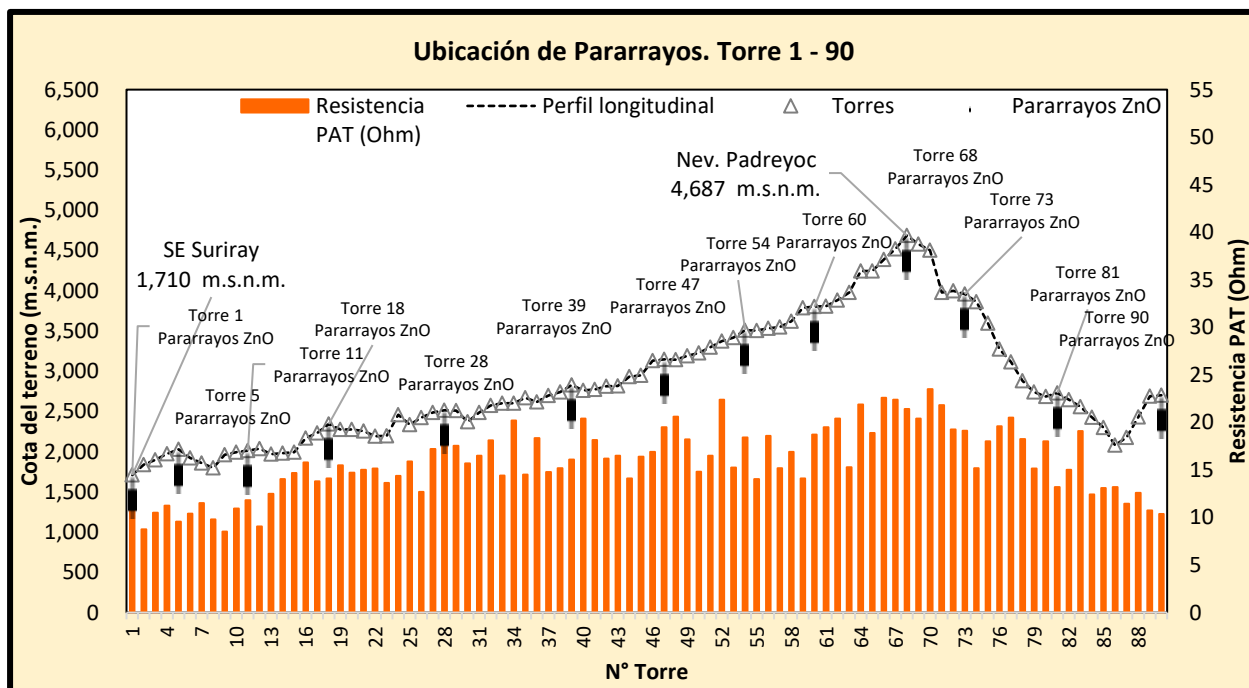


Figura 40.

Ubicación de pararrayos entre las torres 91 - 180

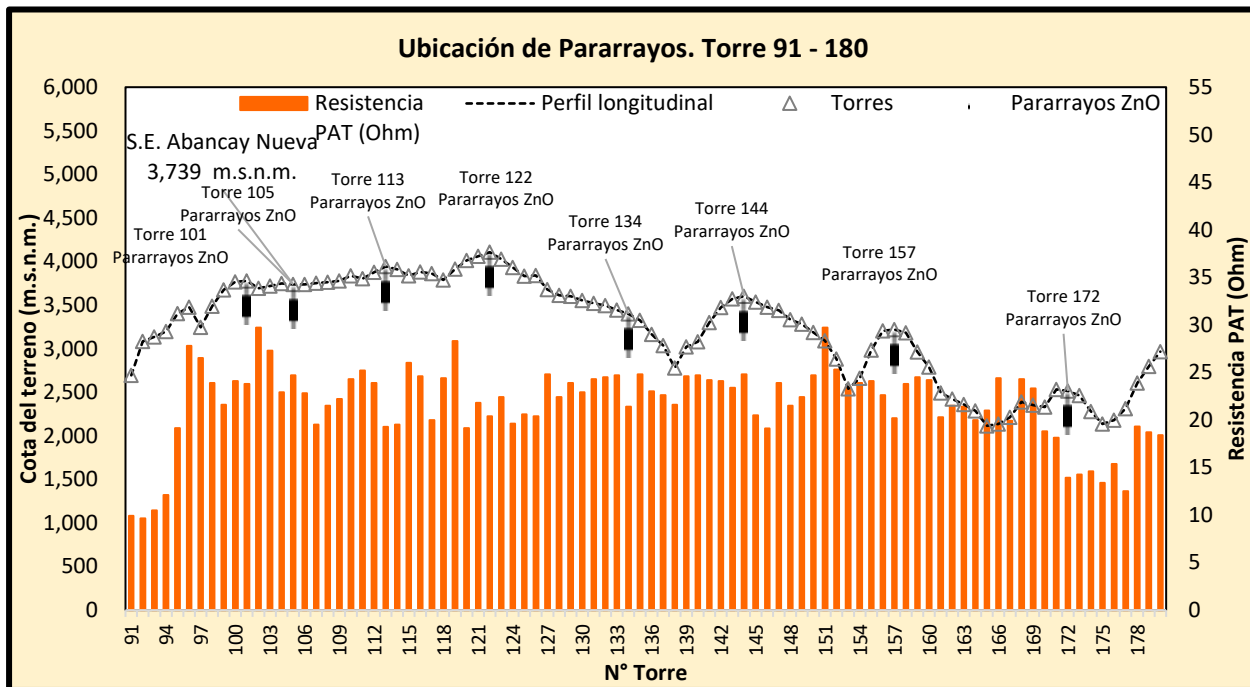


Figura 41.

Ubicación de pararrayos entre las torres 181 - 270

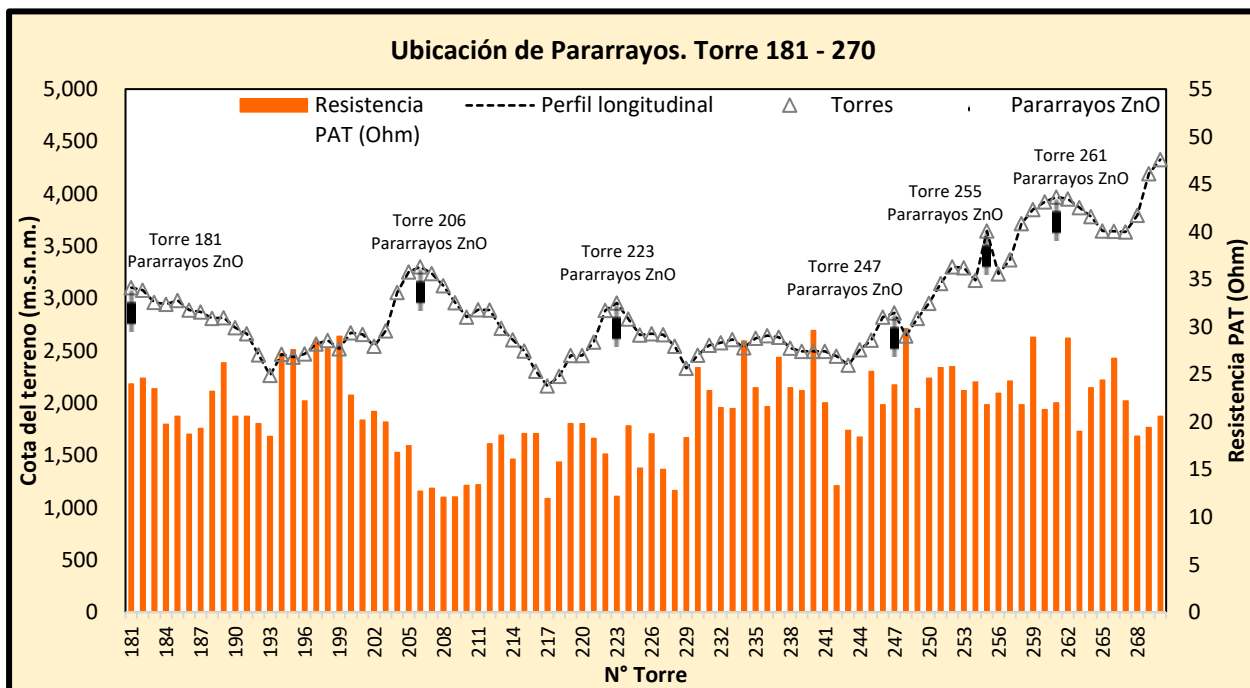
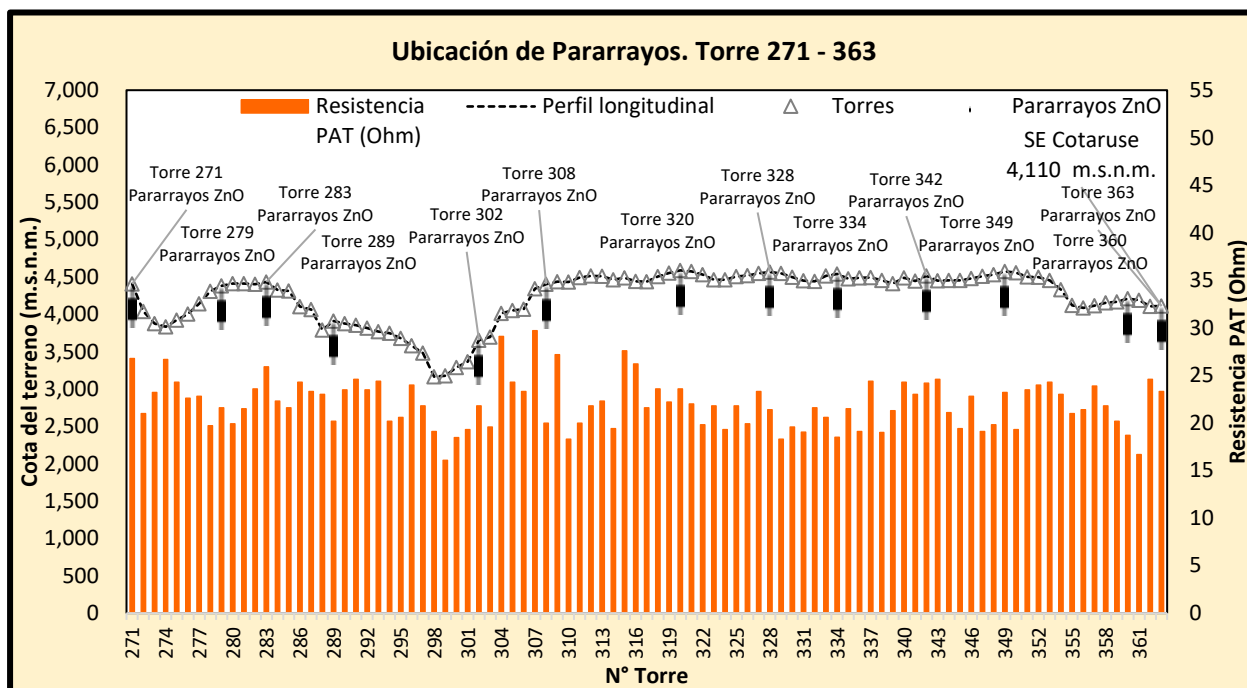


Figura 42.

Ubicación de pararrayos entre las torres 271 - 363



3.5.5. EVALUACIÓN ESTADÍSTICA DE INTERRUPCIONES

3.5.5.1. RESUMEN DE FALLAS DEL AÑO 2015 AL 2018

Desde el 21 de agosto del 2015 (día de puesta en operación de la línea de transmisión), hasta el 31 de diciembre del 2018, se han registrado un total de 83 eventos debido a fallas, de los cuales 78 fueron causados por descargas atmosféricas.

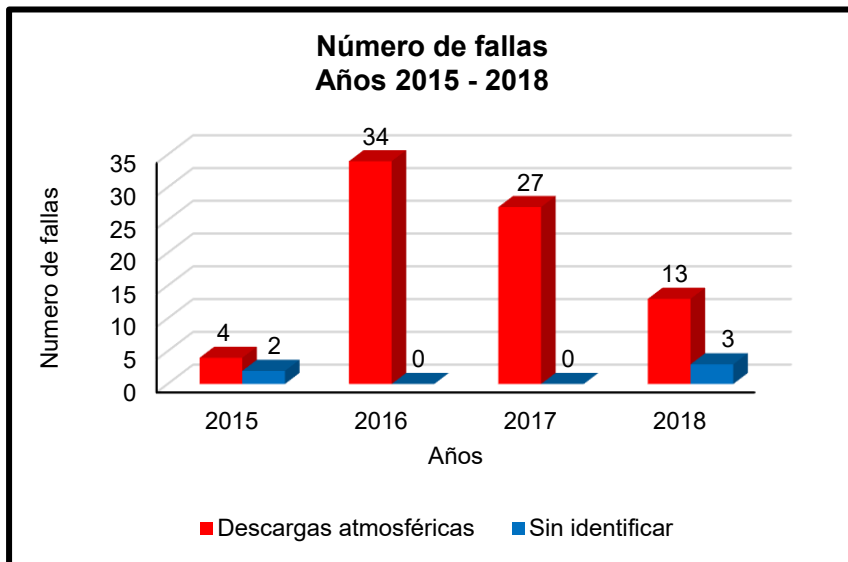
Tabla 26.

Resumen de fallas desde agosto del 2015 a diciembre del 2018

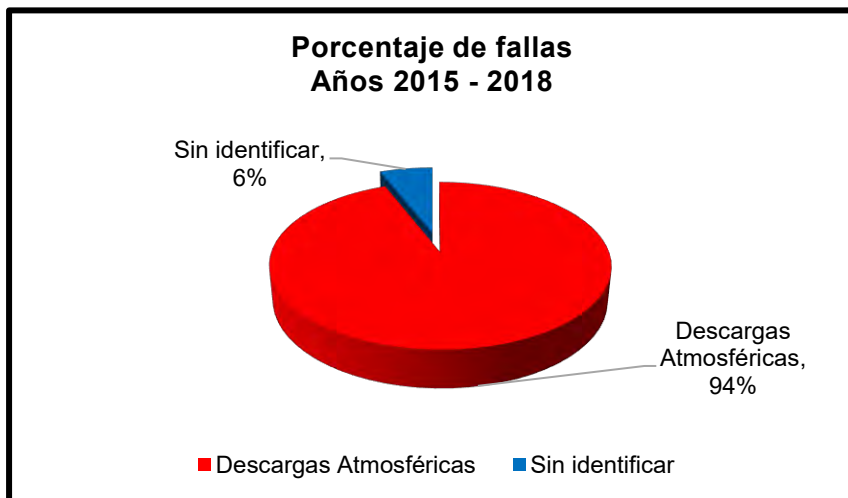
Año	Causa		Fallas Totales
	Descargas atmosféricas	Sin identificar	
2015	4	2	6
2016	34	-	34
2017	27	-	27
2018	13	3	16
Total	78	5	83
%	94%	6%	100%

Figura 43.

Número de fallas desde agosto del 2015 a diciembre del 2018

**Figura 44.**

Porcentaje de fallas desde agosto del 2015 a diciembre del 2018



3.5.5.2. FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS AÑO 2015

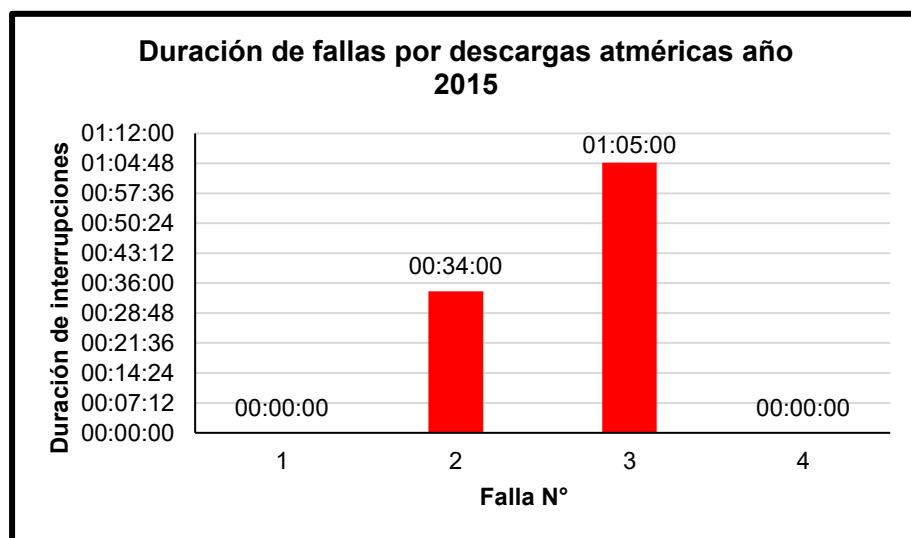
Tabla 27.

Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2015

N°	Equipo	Ubicación	Inicio		Final		Duración (Horas)
			Fecha	Hora	Fecha	Hora	
1	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	20/10/2015	16:48:00	20/10/2015	16:48:00	00:00:00
2	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	22/10/2015	15:08:00	22/10/2015	15:42:00	00:34:00
3	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	08/11/2015	20:27:00	08/11/2015	21:32:00	01:05:00
4	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	18/12/2015	15:58:00	18/12/2015	15:58:00	00:00:00

Figura 45.

Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2015



3.5.5.3. FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS AÑO 2016

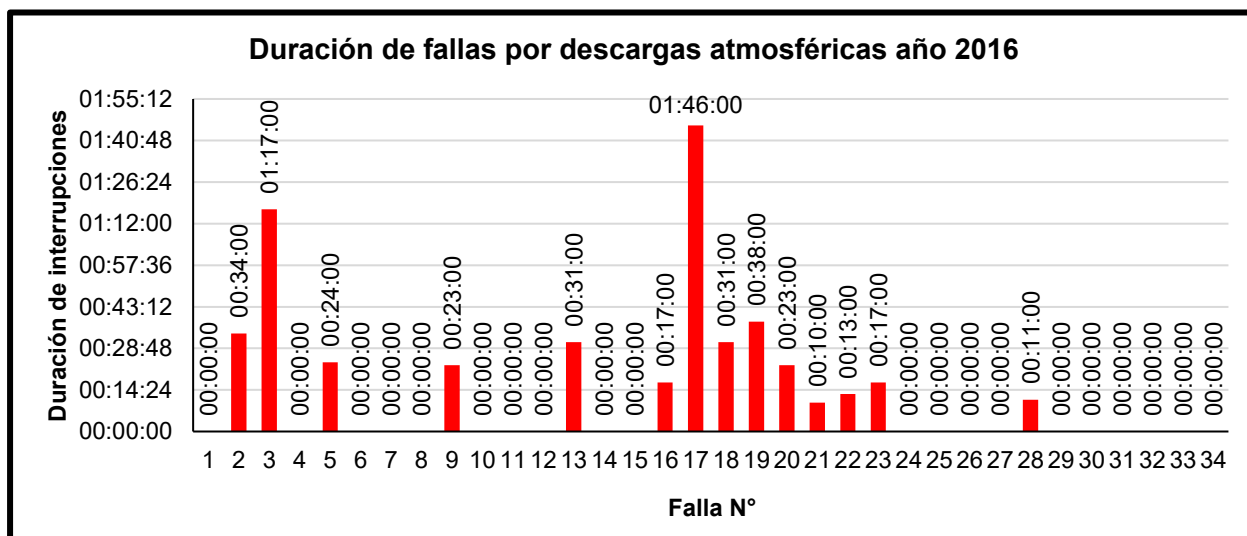
Tabla 28.

Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2016

N°	Equipo	Ubicación	Inicio		Final		Duración (Horas)
			Fecha	Hora	Fecha	Hora	
1	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	06/01/2016	15:43:00	06/01/2016	15:43:00	00:00:00
2	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	07/01/2016	15:30:00	07/01/2016	16:04:00	00:34:00
3	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	17/01/2016	17:10:00	17/01/2016	18:27:00	01:17:00
4	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	17/01/2016	17:10:00	17/01/2016	17:10:00	00:00:00
5	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	27/01/2016	18:42:00	27/01/2016	19:06:00	00:24:00
6	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	27/01/2016	18:42:00	27/01/2016	18:42:00	00:00:00
7	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	31/01/2016	15:14:00	31/01/2016	15:14:00	00:00:00
8	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	17/02/2016	17:54:00	17/02/2016	17:54:00	00:00:00
9	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	01/03/2016	22:36:00	01/03/2016	22:59:00	00:23:00
10	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	07/03/2016	15:06:00	07/03/2016	15:06:00	00:00:00
11	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	09/03/2016	14:11:00	09/03/2016	14:11:00	00:00:00
12	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	09/03/2016	14:35:00	09/03/2016	14:35:00	00:00:00
13	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	10/03/2016	14:20:00	10/03/2016	14:51:00	00:31:00
14	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	10/03/2016	14:42:00	10/03/2016	14:42:00	00:00:00
15	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	10/03/2016	14:20:00	10/03/2016	14:20:00	00:00:00
16	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	11/03/2016	14:43:00	11/03/2016	15:00:00	00:17:00
17	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	16/09/2016	20:36:00	16/09/2016	22:22:00	01:46:00
18	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	29/09/2016	18:32:00	29/09/2016	19:03:00	00:31:00
19	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	22/10/2016	17:31:00	22/10/2016	18:09:00	00:38:00
20	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	07/11/2016	20:35:00	07/11/2016	20:58:00	00:23:00
21	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	08/11/2016	17:03:00	08/11/2016	17:13:00	00:10:00
22	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	09/11/2016	16:19:00	09/11/2016	16:32:00	00:13:00
23	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	30/11/2016	16:17:00	30/11/2016	16:34:00	00:17:00
24	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	05/12/2016	15:18:00	05/12/2016	15:18:00	00:00:00
25	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	05/12/2016	15:27:00	05/12/2016	15:27:00	00:00:00
26	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	05/12/2016	15:30:00	05/12/2016	15:30:00	00:00:00
27	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	05/12/2016	15:18:00	05/12/2016	15:18:00	00:00:00
28	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	15/12/2016	14:06:00	15/12/2016	14:17:00	00:11:00
29	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	19/12/2016	12:31:00	19/12/2016	12:31:00	00:00:00
30	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	20/12/2016	13:30:00	20/12/2016	13:30:00	00:00:00
31	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	15/12/2016	14:06:00	15/12/2016	14:06:00	00:00:00
32	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	22/12/2016	16:11:00	22/12/2016	16:11:00	00:00:00
33	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	25/12/2016	14:15:00	25/12/2016	14:15:00	00:00:00
34	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	31/12/2016	15:21:00	31/12/2016	15:21:00	00:00:00

Figura 46.

Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2016



3.5.5.4. FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS AÑO 2017

Tabla 29.

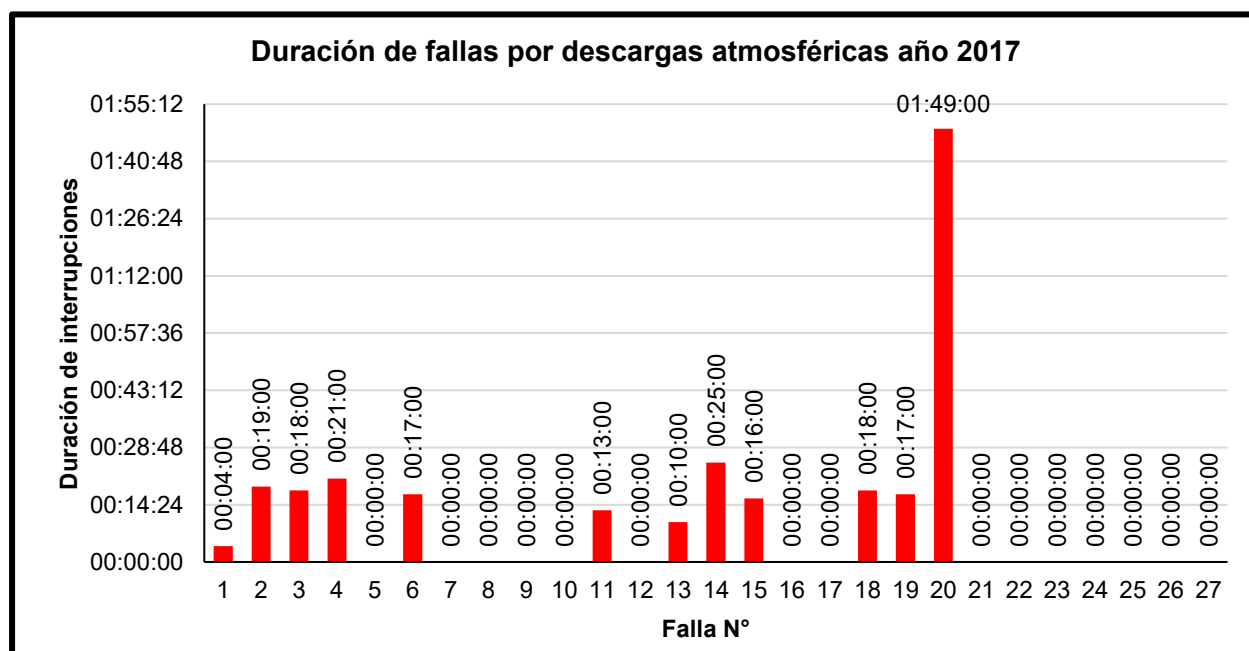
Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2017

N°	Equipo	Ubicación	Inicio		Final		Duración (Horas)
			Fecha	Hora	Fecha	Hora	
1	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	14/01/2017	16:10:00	14/01/2017	16:14:00	00:04:00
2	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	23/01/2017	15:15:00	23/01/2017	15:34:00	00:19:00
3	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	23/01/2017	15:44:00	23/01/2017	16:02:00	00:18:00
4	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	31/01/2017	17:17:00	31/01/2017	17:38:00	00:21:00
5	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	11/02/2017	13:22:00	11/02/2017	13:22:00	00:00:00
6	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	11/02/2017	13:22:00	11/02/2017	13:39:00	00:17:00
7	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	02/03/2017	15:52:00	02/03/2017	15:52:00	00:00:00
8	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	06/03/2017	13:57:00	06/03/2017	13:57:00	00:00:00
9	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	14/03/2017	16:41:00	14/03/2017	16:41:00	00:00:00
10	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	14/03/2017	16:41:00	14/03/2017	16:41:00	00:00:00
11	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	26/03/2017	11:53:00	26/03/2017	12:06:00	00:13:00
12	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	26/03/2017	11:53:00	26/03/2017	11:53:00	00:00:00
13	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	02/04/2017	20:04:00	02/04/2017	20:14:00	00:10:00
14	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	15/04/2017	18:56:00	15/04/2017	19:21:00	00:25:00
15	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	09/10/2017	17:31:00	09/10/2017	17:47:00	00:16:00
16	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	19/10/2017	16:10:00	19/10/2017	16:10:00	00:00:00
17	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	19/10/2017	16:10:00	19/10/2017	16:10:00	00:00:00
18	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	25/10/2017	15:20:00	25/10/2017	15:38:00	00:18:00
19	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	03/11/2017	15:43:00	03/11/2017	16:00:00	00:17:00
20	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	03/11/2017	16:07:00	03/11/2017	17:56:00	01:49:00

N°	Equipo	Ubicación	Inicio		Final		Duración (Horas)
			Fecha	Hora	Fecha	Hora	
21	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	06/11/2017	18:25:00	06/11/2017	18:25:00	00:00:00
22	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	14/11/2017	15:31:00	14/11/2017	15:31:00	00:00:00
23	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	15/11/2017	16:17:00	15/11/2017	16:17:00	00:00:00
24	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	22/11/2017	15:08:00	22/11/2017	15:08:00	00:00:00
25	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	30/11/2017	19:53:00	30/11/2017	19:53:00	00:00:00
26	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	30/12/2017	14:02:00	30/12/2017	14:02:00	00:00:00
27	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	30/12/2017	14:02:00	30/12/2017	14:02:00	00:00:00

Figura 47.

Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2017



3.5.5.5. FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS AÑO 2018

Tabla 30.

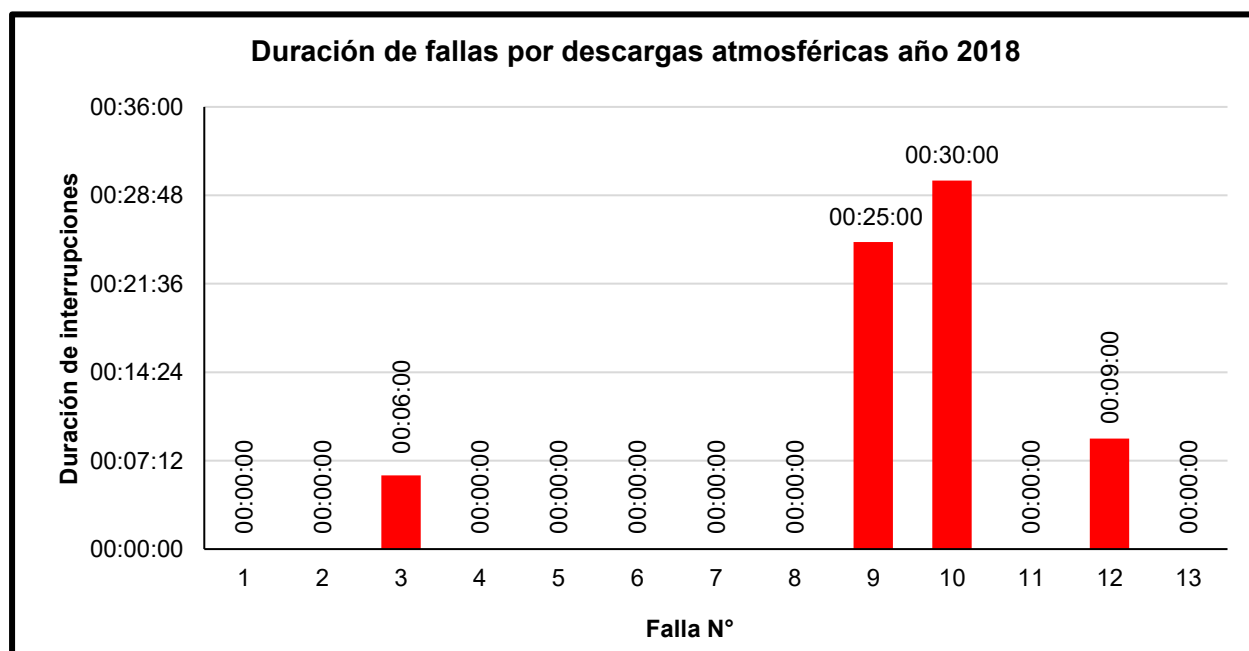
Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2018

N°	Equipo	Ubicación	Inicio		Final		Duración (Horas)
			Fecha	Hora	Fecha	Hora	
1	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	04/01/2018	14:04:00	04/01/2018	14:04:00	00:00:00
2	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	05/01/2018	14:51:00	05/01/2018	14:51:00	00:00:00
3	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	05/01/2018	15:05:00	05/01/2018	15:11:00	00:06:00
4	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	05/01/2018	15:05:00	05/01/2018	15:05:00	00:00:00
5	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	07/02/2018	15:28:00	07/02/2018	15:28:00	00:00:00
6	L-2050	L. Suriray - Abancay Nueva	18/02/2018	23:34:00	18/02/2018	23:34:00	00:00:00

N°	Equipo	Ubicación	Inicio		Final		Duración (Horas)
			Fecha	Hora	Fecha	Hora	
7	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	13/03/2018	15:07:00	13/03/2018	15:07:00	00:00:00
8	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	14/03/2018	16:29:00	14/03/2018	16:29:00	00:00:00
9	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	07/04/2018	21:42:00	07/04/2018	22:07:00	00:25:00
10	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	28/04/2018	15:11:00	28/04/2018	15:41:00	00:30:00
11	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	18/10/2018	15:22:00	18/10/2018	15:22:00	00:00:00
12	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	29/10/2018	15:29:00	29/10/2018	15:38:00	00:09:00
13	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	09/11/2018	16:55:00	09/11/2018	16:55:00	00:00:00

Figura 48.

Duración de fallas por descargas atmosféricas año 2018



3.5.5.6. UBICACIÓN DE FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DEL AÑO 2015 AL 2018

A continuación, se muestran las tablas del registro de ubicación de fallas por descargas atmosféricas, ocurridos desde agosto del 2015 a diciembre del 2018.

Tabla 31.*Ubicación de fallas por descargas atmosféricas año 2015*

N°	Equipo	Ubicación	Fecha	Localización de falla (km)
1	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	20/10/2015	Sin registro
2	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	22/10/2015	0
3	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	08/11/2015	52.2
4	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	18/12/2015	Sin registro

Tabla 32.*Ubicación de fallas por descargas atmosféricas año 2016*

N°	Equipo	Ubicación	Fecha	Localización de falla (km)
1	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	06/01/2016	185.36
2	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	07/01/2016	103.1
3	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	17/01/2016	147.1
4	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	17/01/2016	148.9
5	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	27/01/2016	137.93
6	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	27/01/2016	150.5
7	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	31/01/2016	Sin registro
8	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	17/02/2016	Sin registro
9	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	01/03/2016	96.6
10	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	07/03/2016	144.9
11	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	09/03/2016	158.7
12	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	09/03/2016	160.7
13	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	10/03/2016	147.9
14	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	10/03/2016	130.1
15	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	10/03/2016	147.9
16	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	11/03/2016	145.7
17	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	16/09/2016	82.43
18	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	29/09/2016	35.49
19	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	22/10/2016	92.7
20	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	07/11/2016	82.13
21	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	08/11/2016	82.43
22	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	09/11/2016	Sin registro
23	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	30/11/2016	102.8
24	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	05/12/2016	127
25	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	05/12/2016	138
26	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	05/12/2016	138.9
27	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	05/12/2016	125.6
28	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	15/12/2016	144.9
29	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	19/12/2016	165.6
30	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	20/12/2016	161.7

N°	Equipo	Ubicación	Fecha	Localización de falla (km)
31	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	15/12/2016	144.9
32	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	22/12/2016	178.9
33	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	25/12/2016	182.4
34	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	31/12/2016	166.3

Tabla 33.

Ubicación de fallas por descargas atmosféricas año 2017

N°	Equipo	Ubicación	Fecha	Localización de falla (km)
1	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	14/01/2017	180.9
2	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	23/01/2017	181.4
3	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	23/01/2017	Sin registro
4	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	31/01/2017	133.3
5	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	11/02/2017	Sin registro
6	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	11/02/2017	155.4
7	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	02/03/2017	146.9
8	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	06/03/2017	159.7
9	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	14/03/2017	158.7
10	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	14/03/2017	158.7
11	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	26/03/2017	64.3
12	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	26/03/2017	59.7
13	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	02/04/2017	34.4
14	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	15/04/2017	135.1
15	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	09/10/2017	101
16	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	19/10/2017	127
17	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	19/10/2017	125.5
18	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	25/10/2017	74.4
19	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	03/11/2017	95.4
20	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	03/11/2017	102.6
21	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	06/11/2017	111
22	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	14/11/2017	156.9
23	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	15/11/2017	135.4
24	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	22/11/2017	167.2
25	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	30/11/2017	43.9
26	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	30/12/2017	178.8
27	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	30/12/2017	178.8

Tabla 34.*Ubicación de fallas por descargas atmosféricas año 2018*

N°	Equipo	Ubicación	Fecha	Localización de falla (km)
1	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	04/01/2018	175.4
2	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	05/01/2018	165.6
3	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	05/01/2018	183.49
4	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	05/01/2018	Sin registro
5	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	07/02/2018	163.1
6	L-2050	L. Suriray - Abancay Nueva	18/02/2018	Sin registro
7	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	13/03/2018	145.9
8	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	14/03/2018	130.4
9	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	07/04/2018	131.1
10	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	28/04/2018	181.3
11	L-2060	L. Cotaruse - Abancay Nueva	18/10/2018	160.5
12	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	29/10/2018	160.5
13	L-2059	L. Suriray - Cotaruse	09/11/2018	No registra

Con los datos de la localización de fallas (km) de las tablas anteriores, se representa la ubicación de las fallas en el trazo de ruta de la línea de transmisión, donde la mayor concentración se encuentra en los últimos 60 km entre la SE Abancay Nueva y la SE Cotaruse.

Figura 49.

Ubicación de fallas por descargas atmosféricas desde año 2015 al 2018



3.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

- 1) Las características generales de la línea de transmisión, describe el recorrido del trazo de ruta que inicia en la SE Suriray ubicado en la selva alta a 1,710 msnm, ascendiendo hasta la zona montañosa muy próximo al nevado de Padreyoc a 4,687 msnm, para luego descender a la quebrada del río Apurímac a 2,080 msnm y nuevamente ascender hasta la SE Abancay Nueva a 3,739 msnm, desde ahí la topografía es variada y agreste entre subidas y bajadas, pasando por el río Pachachaca a 2,115 msnm, y volviendo a subir a la zona montañosa a 4,588 msnm, hasta la SE Cotaruse que se ubica a 4,110 msnm
- 2) El equipamiento de la línea de transmisión, está conformada por torres de suspensión tipo S1, S2, y torres de ángulos y anclajes tipo A1 y A2, conductores de ACSR de 592

mm² para altitudes menores a 4,500 msnm y de 726 mm² para altitudes mayores. Las cadenas de aisladores están constituidas por aisladores de vidrio clase IEC U120BS, U160BS y U210BS, y agrupados en 19 aisladores en zonas menores a 3,500 msnm, 21 aisladores en zonas de 3,500 a 4,500 msnm, y 24 aisladores en zonas mayores a 4,500 msnm, los cuales han sido calculados tomando en cuenta el nivel de aislamiento normalizado para línea con una tensión máxima de 245 kV, y factores relacionados a las condiciones ambientales y altitudes. Las puestas a tierras instaladas son de tipo A, B, C y D, constituidas por contrapesos longitudinales de acero recubierto de cobre, y varillas de acero recubiertas de cobre. Los pararrayos, son del tipo de óxido de zinc para una línea con tensión máxima de 245 kV.

- 3) En la evaluación del apantallamiento del cable de guarda se puede observar, el cálculo de la corriente máxima de descarga por fallo de apantallamiento el cual resulta 12.73 kA en torres S1 y S2, y 12.59 kA en torres A1 y A2, y la probabilidad que la intensidad de descarga sea menor a estos valores es de 9%. Por otro lado, la ubicación de los dos cables de guarda, sobre los conductores de fase de las dos ternas, alineados en un eje vertical, da como resultado una distancia de exposición de conductores de fase a las descargas atmosféricas igual a cero, resultando un apantallamiento óptimo. De la evaluación de las puestas a tierra, se observa que 34 puestas a tierra tienen resistencias superiores a 25 Ω . De la evaluación de los pararrayos, se observa que están instalados en 40 torres y están distribuidos a una distancia promedio de 5 Km.
- 4) De la evaluación estadística de interrupciones, realizadas en base a los reportes de informados al COES SINAC, se observa que ha ocurrido 78 interrupciones debido a descargas atmosféricas entre los años 2015 al 2018, y representan el 94% de las interrupciones. La mayor cantidad de estas descargas han ocurrido en el tramo de línea

comprendido entre la SE Abancay Nueva y SE Cotaruse, sobre todo en los últimos 60 km de línea, específicamente en los alrededores de la localidad de Chalhuanca.

CAPÍTULO IV.

**MODELAMIENTO DE LOS COMPONENTES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y LA
CORRIENTE DEL RAYO EN EL SOFTWARE ATPDRAW**

4.1. INTRODUCCIÓN

El desempeño de una línea transmisión es evaluado en función de la frecuencia de fallas y la disponibilidad de líneas, de acuerdo a las modificaciones al "Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión" OSINERGMIN N° 175-2012-OS-CD-GFE, el cual establece los indicadores de performance y su tolerancia.

Tabla 35.

Indicadores de performance de sistemas de transmisión eléctrica

Indicadores (RM N°163-2011- MEM/DM)	Descripción	Unidad	Indicador
Frecuencia de Falla de Subestaciones	Tasa de Falla de cada Componente de Subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación, Barras o celdas)	Número de fallas por año	$TFC = N^{\circ} Fallas$ N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año.
Frecuencia de Fallas de Líneas	Tasa de Fallas de cada Línea de Transmisión	Número de fallas por cada 100 Km-año.	Líneas de transmisión iguales y mayores a 100 kilómetros: $TFL = \frac{N^{\circ} Fallas}{EXT. LT} \times 100$ N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año. EXT. LT = Extensión de la línea de transmisión en Km.
		Número de fallas por año	Líneas de transmisión menores a 100 kilómetros: $TFL = N^{\circ} Fallas$ N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año.
Disponibilidad de Subestaciones	Indisponibilidad de cada componente de subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación, Barras o celdas)	Horas de Indisponibilidad por año	$INDISE = \sum HIND$ HIND = Número de horas indisponibles del componente en un año.
Disponibilidad de Líneas	Indisponibilidad de cada Línea de Transmisión	Horas de Indisponibilidad por año	$INDISL = \sum HIND$ HIND = Número de horas indisponibles del componente en un año.

Tabla 36.

Tolerancia de indicadores de performance sistema interconectado

Unidad	Componente	Gradualidad de la Tolerancia					
		Costa			Sierra y Selva		
		1° al 12° mes	12° al 24° mes	Años en adelante	1° al 12° mes	12° al 24° mes	Años en adelante
Número de fallas por año	-Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV. -Barra en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kV	3	2	1	3	2	1
Número de fallas por cada 100 Km-año	-Lineas de transmisión igual o mayores de 100Km. -Celdas de líneas de transmisión (*) Nivel de tensión: 220kV	1.20	1.10	1.00	1.65	1.60	1.50
	Nivel de tensión: 138kV	2.40	2.20	2.00	3.20	3.10	3.00
	Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75kV.	4.20	4.10	4.00	5.40	5.20	5.00
Número de fallas por año	-Lineas de transmisión menores a 100Km. -Celdas de líneas de transmisión (*) Nivel de tensión: 220kV	3	2	1	4	3	2
	Nivel de tensión: 138kV	4	3	2	6	5	4
	Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75kV.	6	5	4	10	9	8
Horas de indisponibilidad por año	Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión 220 y 138kV.	8	7	6	8	7	6
	Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 75kV.	6	5	4	6	5	4
	Barra en el nivel de tensión igual a mayor a 30 kV	3	2	1	3	2	1
Horas de indisponibilidad por año	Lineas de transmisión iguales o mayores a 100Km., o sus celdas (*) Nivel de tensión: 220 y 138kV.	10	9	8	10	9	8
	Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV o menor a 75kV.	8	7	6	8	7	6
	Lineas de transmisión menores a 100Km., o sus celdas (*) Nivel de tensión: 220 y 138kV.	8	7	6	8	7	6
	Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV o menor a 75kV.	6	5	4	6	5	4

Los mayores causantes de las interrupciones en líneas de transmisión son las descargas atmosféricas, y el valor de la sobretensión que producen en el aislamiento de una línea se debe principalmente a la magnitud de la intensidad de corriente del rayo y de la resistencia de puesta a tierra.

No todas las sobretensiones generadas por descargas atmosféricas causan cebado de los aisladores, a menos que estos sean superiores al nivel de aislamiento a impulso tipo rayo (CFO), es por ello importante realizar un análisis de las sobretensiones producidas ya sea por una descarga en los cables de guarda, torre, o conductores de fase.

El análisis de sobretensiones por descargas atmosféricas, y el cálculo de las corrientes críticas de cebado directo y corrientes críticas de cebado inverso son realizadas mediante simulaciones en ATPDraw versión 5.9.

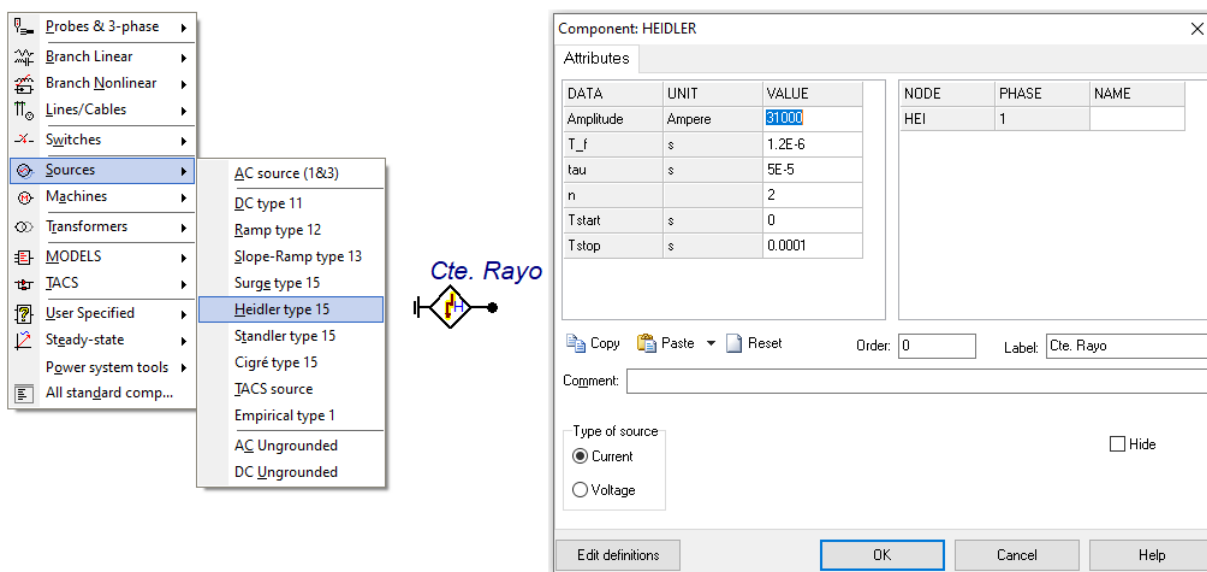
4.2. MODELAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN ATPDRAW

4.2.1. MODELO DE DESCARGA ATMOSFÉRICA

El modelo de la descarga atmosférica empleado es la fuente de corriente Heidler type 15, que a su vez se ajusta a la forma de onda normalizada para impulsos de corriente tipo rayo.

Figura 50.

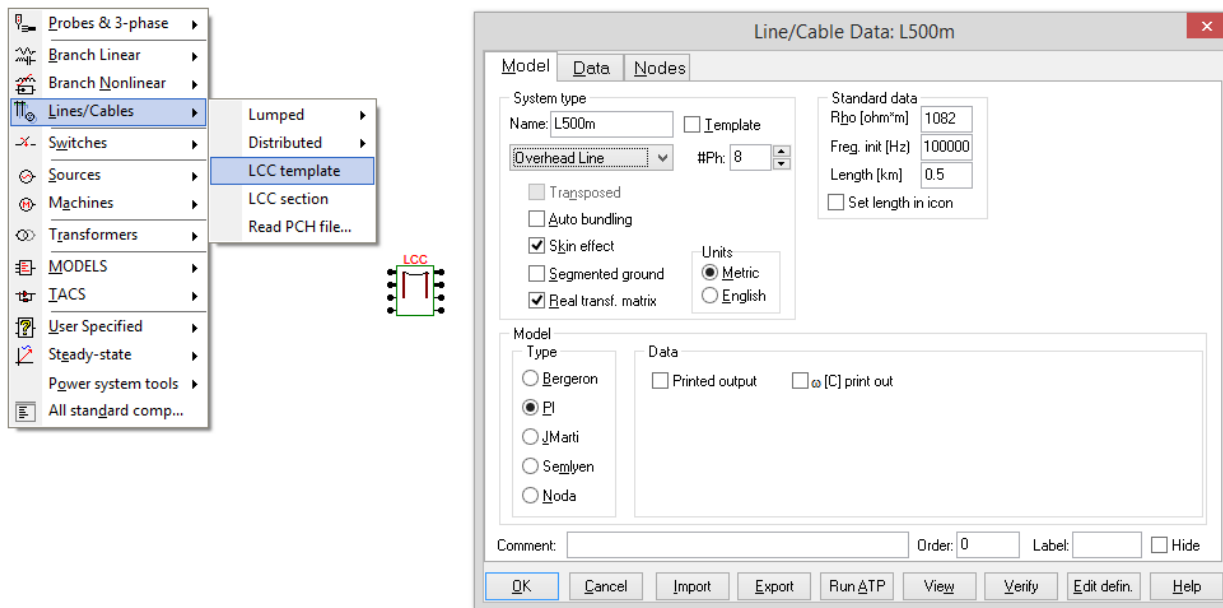
Modelo de fuente de corriente tipo rayo Heidler type 15



4.2.2. MODELO DE CONDUCTORES DE FASE Y CABLE DE GUARDA

Los conductores de fase como, conjuntamente con los cables de guarda, se modelan como un conjunto de 8 fases acopladas entre sí, mediante el modelo LCC Template.

Figura 51.

Modelo de línea de transmisión LCC template

A continuación, se muestran los datos para cada configuración geométrica de conductores de fase y cables de guarda en las torres S1, S2, A1, y A2.

Figura 52.

Configuración geométrica de conductores y cables en torre tipo S1

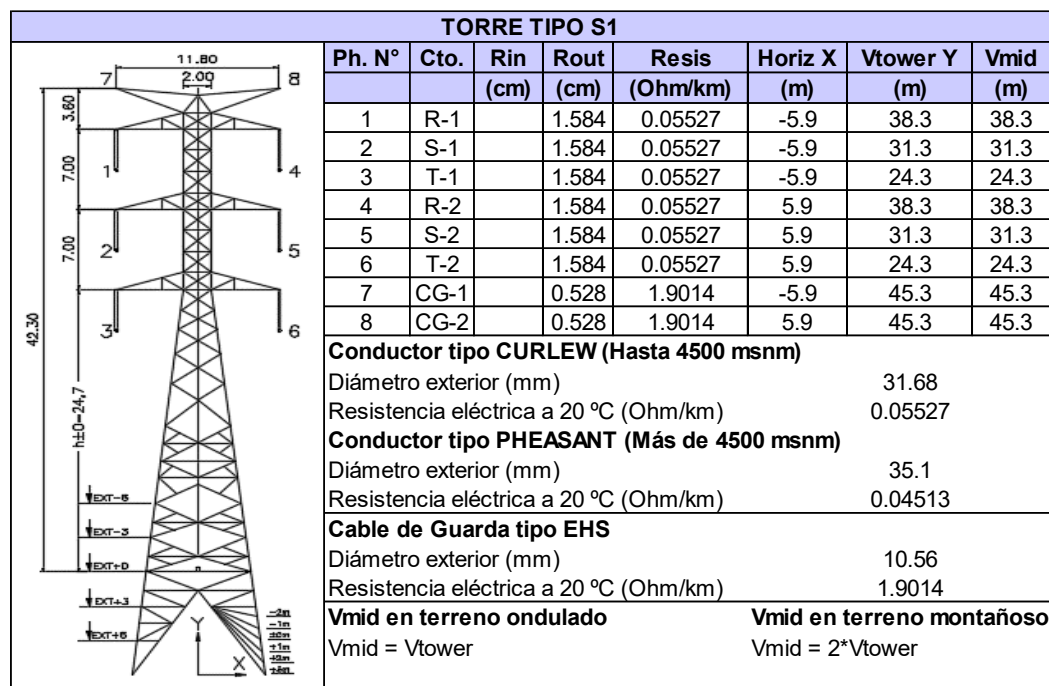


Figura 53.

Configuración geométrica de conductores y cables en torre tipo S2

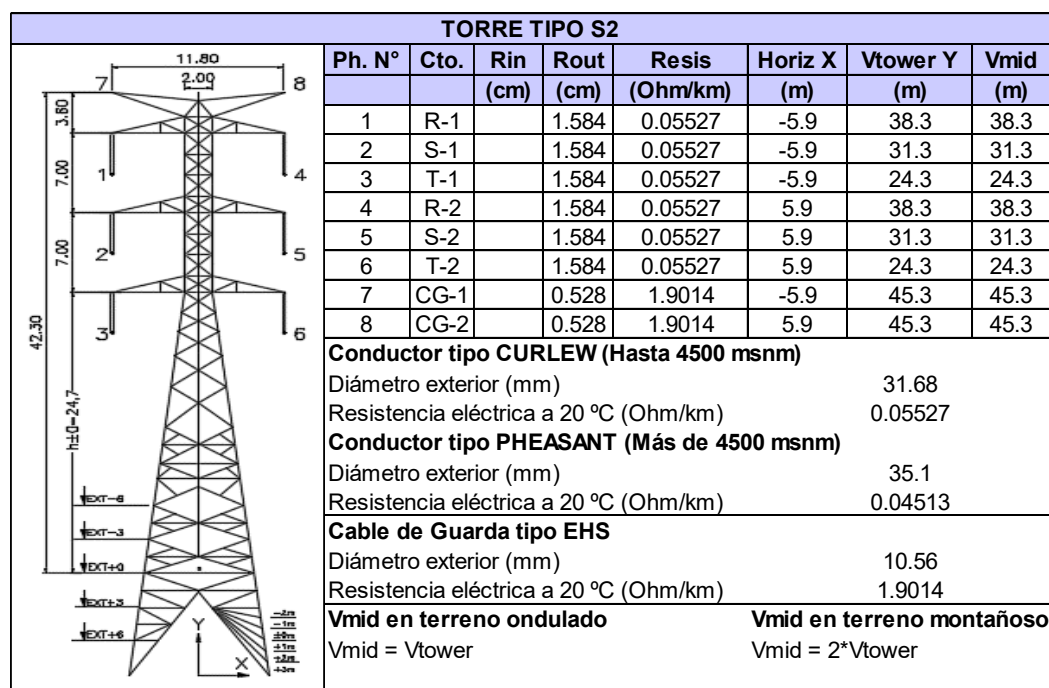


Figura 54.

Configuración geométrica de conductores y cables en torre tipo A1

TORRE TIPO A1							
Ph. N°	Cto.	Rin	Rout	Resis	Horiz X	Vtower Y	Vmid
		(cm)	(cm)	(Ohm/km)	(m)	(m)	(m)
1	R-1		1.584	0.05527	-6.9	38	76
2	S-1		1.584	0.05527	-6.9	31	62
3	T-1		1.584	0.05527	-6.9	24	48
4	R-2		1.584	0.05527	6.9	38	76
5	S-2		1.584	0.05527	6.9	31	62
6	T-2		1.584	0.05527	6.9	24	48
7	CG-1		0.528	1.9014	-6.9	45	90
8	CG-2		0.528	1.9014	6.9	45	90
Conductor tipo CURLEW (Hasta 4500 msnm)							
Diámetro exterior (mm)						31.68	
Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km)						0.05527	
Conductor tipo PHEASANT (Más de 4500 msnm)							
Diámetro exterior (mm)						35.1	
Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km)						0.04513	
Cable de Guarda tipo EHS							
Diámetro exterior (mm)						10.56	
Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km)						1.9014	
Vmid en terreno ondulado				Vmid en terreno montañoso			
Vmid = Vtower				Vmid = 2*Vtower			

Figura 55.

Configuración geométrica de conductores y cables en torre tipo A2

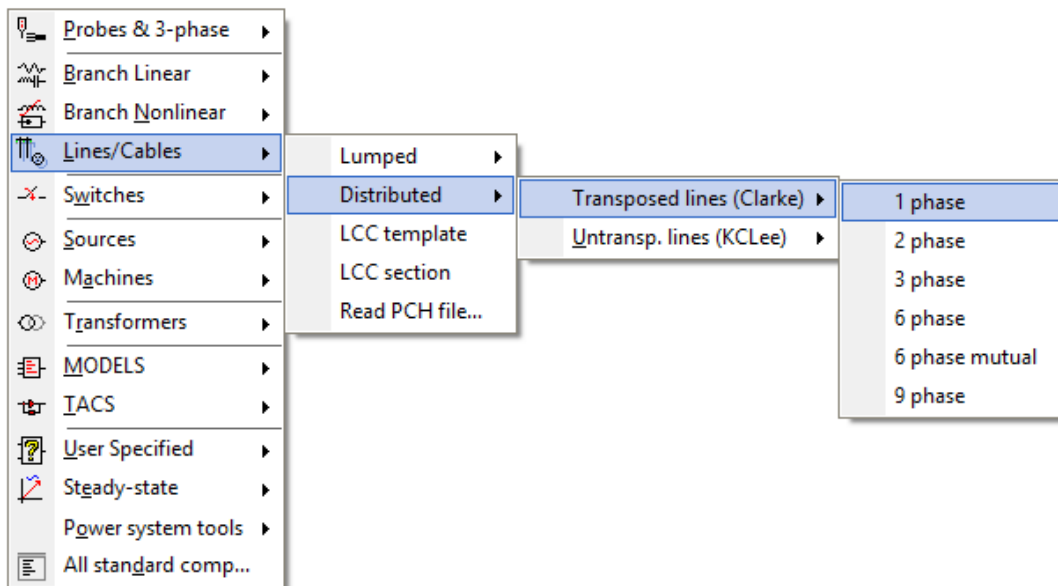
TORRE TIPO A2							
Ph. N°	Cto.	Rin	Rout	Resis	Horiz X	Vtower Y	Vmid
		(cm)	(cm)	(Ohm/km)	(m)	(m)	(m)
1	R-1		1.584	0.05527	-8	38	76
2	S-1		1.584	0.05527	-8	31	62
3	T-1		1.584	0.05527	-8	24	48
4	R-2		1.584	0.05527	8	38	76
5	S-2		1.584	0.05527	8	31	62
6	T-2		1.584	0.05527	8	24	48
7	CG-1		0.528	1.9014	-8	45	90
8	CG-2		0.528	1.9014	8	45	90
Conductor tipo CURLEW (Hasta 4500 msnm)							
Diámetro exterior (mm)						31.68	
Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km)						0.05527	
Conductor tipo PHEASANT (Más de 4500 msnm)							
Diámetro exterior (mm)						35.1	
Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km)						0.04513	
Cable de Guarda tipo EHS							
Diámetro exterior (mm)						10.56	
Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km)						1.9014	
Vmid en terreno ondulado				Vmid en terreno montañoso			
Vmid = Vtower				Vmid = 2*Vtower			

4.2.3. MODELO DE TORRE DE ALTA TENSIÓN

El modelo a considerar es el de CLARKE para caso monofásico y sin pérdidas, tal como se observa en la siguiente figura:

Figura 56.

Modelo de impedancia de torre CLARKE



Para el caso en estudio, se realiza dos modelos que representen a las estructuras, uno de ellos es de la torre donde ocurre la descarga atmosférica con un modelo exacto, y el otro que representen las torres contiguas con un modelo simple.

4.2.3.1. MODELO EXACTO DE TORRE

Para el caso de la torre donde ocurre la descarga atmosférica, el modelamiento se realizará por cada segmento de la torre, como son el cuerpo y crucetas.

La impedancia característica de cada segmento de las torres, será determinada con la ecuación de impedancia de torre de forma cónica:

$$Z_T = 30 \ln 2 \left[1 + \left(\frac{l_T}{r_T} \right)^2 \right]$$

Donde:

Tabla 38.

Impedancia de segmentos de torre tipo S2

TORRE TIPO S2		
Longitudes de segmentos (m)	Radios de segmentos (m)	Imped. de segmentos (Ohm)

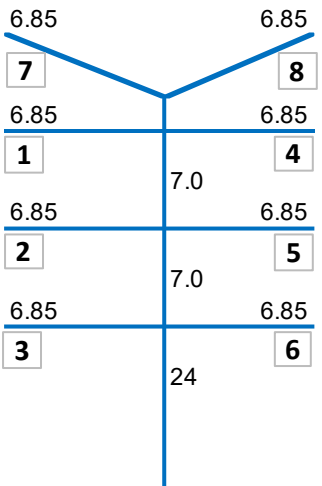
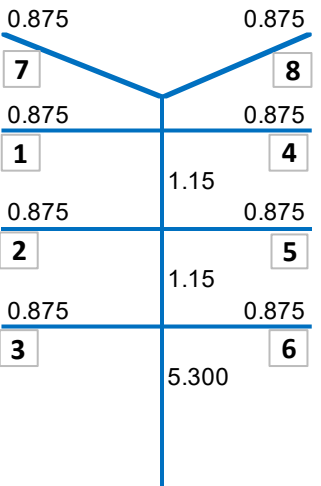
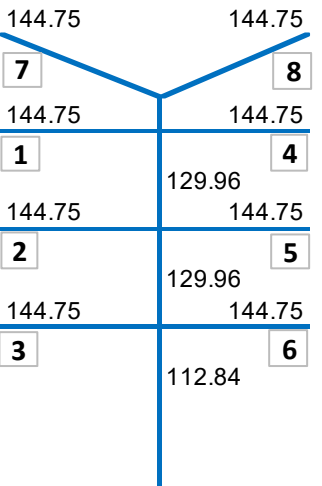
Tabla 39.

Impedancia de segmentos de torre tipo A1

TORRE TIPO A1		
Longitudes de segmentos (m)	Radios de segmentos (m)	Imped. de segmentos (Ohm)

Tabla 40.

Impedancia de segmentos de torre tipo A2

TORRE TIPO A2		
Longitudes de segmentos (m)	Radios de segmentos (m)	Imped. de segmentos (Ohm)
		
6.85	0.875	144.75
6.85	0.875	144.75
6.85	0.875	144.75
6.85	0.875	144.75
6.85	0.875	144.75
6.85	0.875	144.75
6.85	0.875	144.75
6.85	0.875	144.75
7.0	1.15	129.96
7.0	1.15	129.96
24	5.300	112.84

Con los datos de las impedancias calculadas, se realiza el modelado exacto de las torres de transmisión S1, S2, A1 y A2, los cuales son:

Figura 57.

Modelo exacto de torre tipo S1

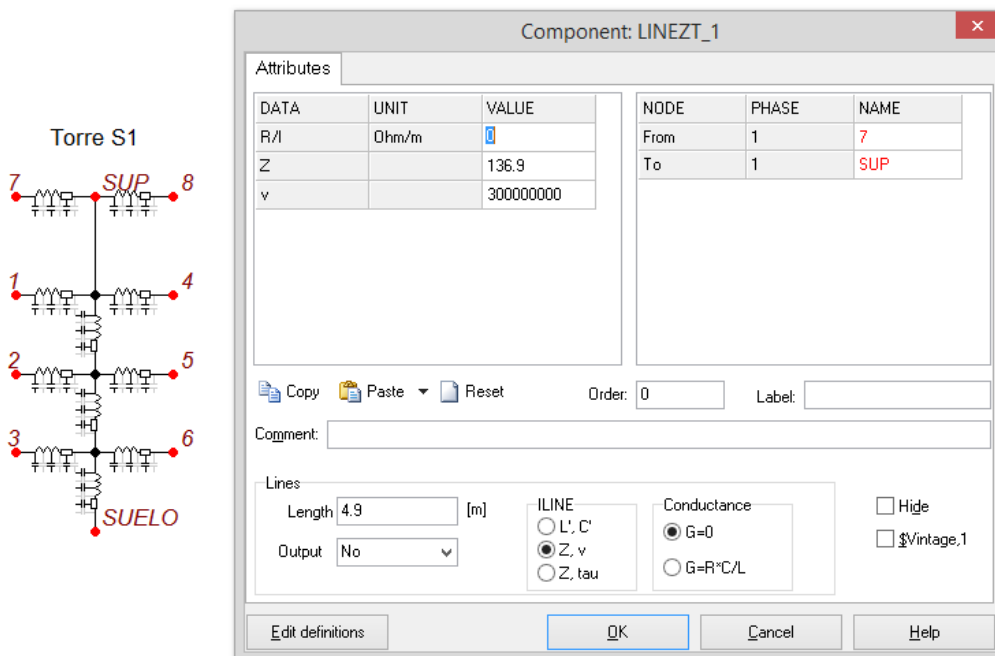


Figura 58.

Modelo exacto de torre tipo S2

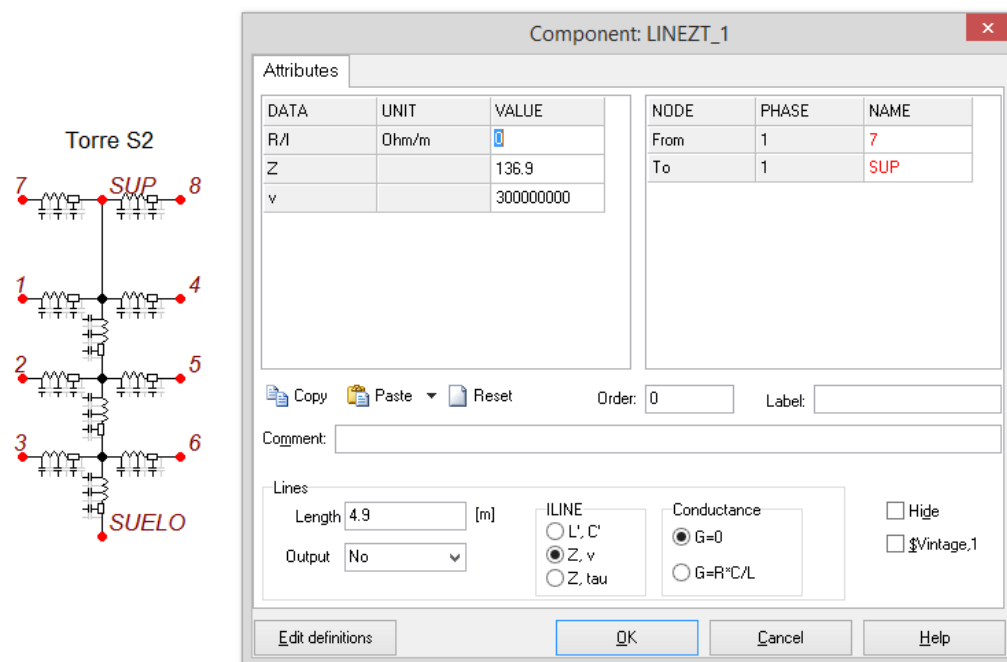


Figura 59.

Modelo exacto de torre tipo A1

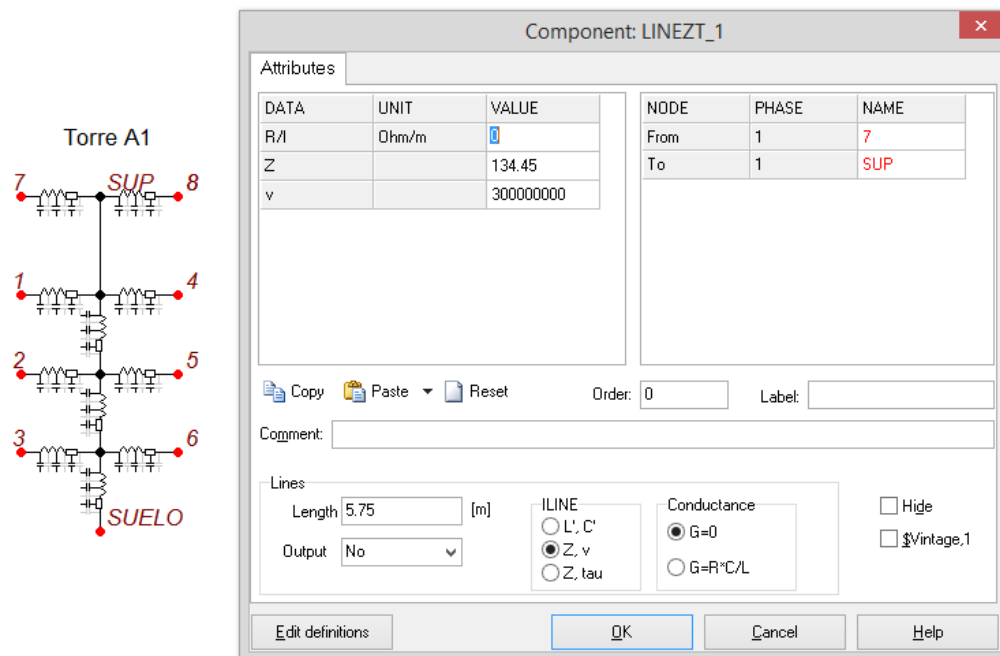
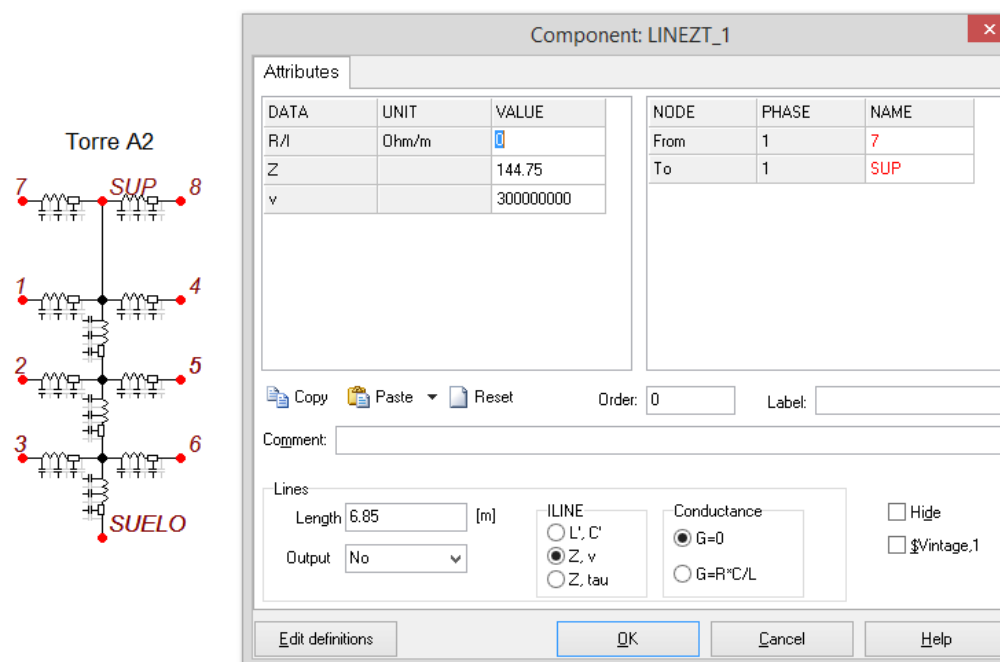


Figura 60.

Modelo exacto de torre tipo A2



4.2.3.2. MODELO SIMPLE DE TORRE

El modelamiento de las torres contiguas a la torre donde ocurre la descarga atmosférica, se realizará por una simple impedancia que represente la estructura metálica de la torre. La impedancia característica de las torres, será determinada con la ecuación de impedancia de torre de forma cilíndrica:

$$Z_T = 60 \ln \left[2\sqrt{2} \frac{H_T}{R_T} \right]$$

Donde:

H_T : Altura de la torre (m).

R_T : Radio equivalente de la torre (m).

Los resultados para los tipos de torre S1, S2, A1, y A2 son:

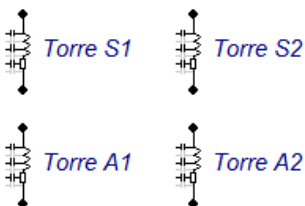
Tabla 41.

Impedancia de modelado simple de torres S1, S2, A1, y A2

Descripción	Símbolo	Tipo de torre			
		S1	S2	A1	A2
Altura de la torre (m).	HT	45.30	45.30	45.00	45.00
Radio equivalente de la torre (m).	RT	4.78	4.78	5.30	5.30
Impedancia de la torre (Ohm)	ZT	197.38	197.38	190.72	190.72

Figura 61.

Modelo simple de torres S1, S2, A1, y A2



Component: LINEZT_1

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
R/l	Ohm/m	0	From	1	
Z		197.38	To	1	
v		300000000			

Copy Paste Reset Order: 0 Label: Torre S1

Comment:

Lines

Length 45.3 [m] Output No

ILINE
 L', C'
 Z, v
 Z, tau

Conductance
 G=0
 G=R*C/L

Hide
 \$Vintage,1

Edit definitions OK Cancel Help

4.2.4. MODELO DE CADENA DE AISLADORES

La cadena de aisladores se modela por un interruptor controlado por voltaje, cerrando el interruptor si el sobrevoltaje en los extremos de la cadena de aisladores es superior al impulso tipo rayo CFO (Critical Flash Overvoltage). Este valor se determina con la siguiente ecuación:

$$BIL(99\%) = \frac{K_a \cdot BIL(50\%)}{1 - 2.33\sigma}$$

Dónde:

$BIL(99\%)$: Nivel de aislamiento al impulso tipo rayo, incluye factores ambientales (kV)

$BIL(50\%)$: Nivel de aislamiento según Norma Internacional CEI 71-1 (kV)

K_a : Factor de corrección por altura

σ : Desviación estándar (0.6%)

Si para $U_m = 245 \text{ kV}$, $BIL (50\%) = 1050 \text{ kV}$

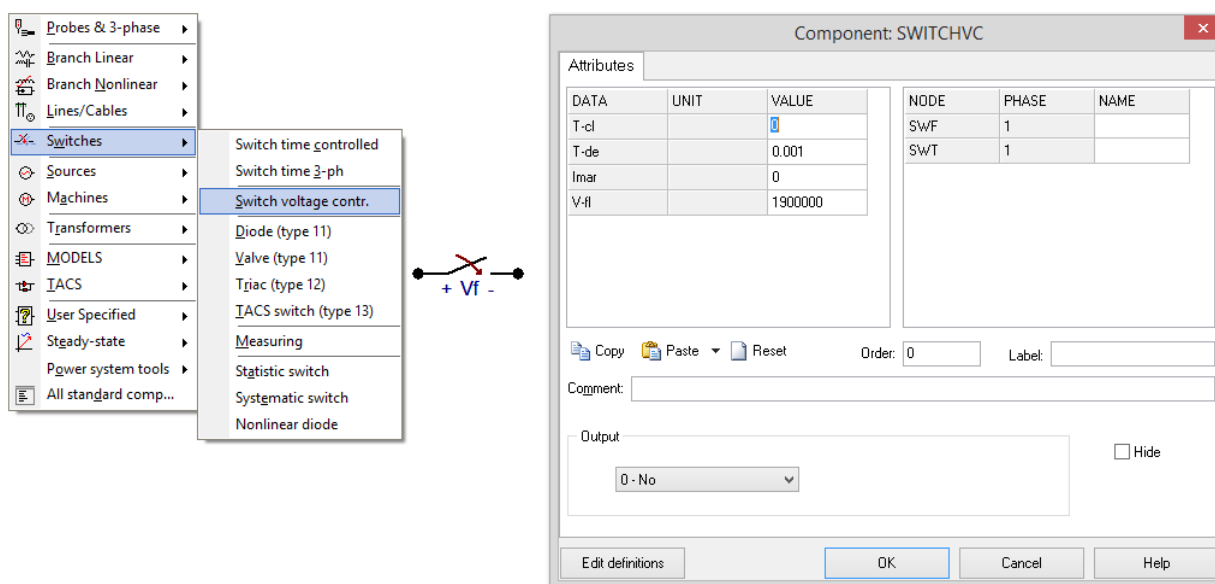
Y $K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)}$, para $H = 4687 \text{ msnm}$ y $m = 1$ se tiene, $K_a = 1.777$

Entonces el nivel de aislamiento al impulso tipo rayo es:

$BIL (99\%) = 1,892.30 \text{ kV}$

Figura 62.

Modelo de la cadena de aisladores tipo Switch voltage contr



4.2.5. MODELO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La resistencia de puesta a tierra se modela como una del tipo concentrado, con el valor de resistencia de puesta a tierra aparente en el momento de la descarga R_T , dado por la siguiente ecuación:

$$R_T = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I_{pat}}{I_g}}}$$

$$I_g = \frac{E_0 * \rho}{2 * \pi * R_0^2}$$

Donde:

R_T : Resistencia de puesta a tierra en momento de la descarga (Ohm)

R_0 : Resistencia de puesta a tierra a frecuencia de 60 Hz y sin descarga (Ohm)

I_{pat} : Corriente de rayo que desciende a la puesta a tierra (kA)

I_g : Corriente de ionización del terreno (kA)

E_0 : Gradiente de ionización del terreno (kV/m), valor entre 300 a 400 kV/m

ρ : Resistividad del terreno (Ohm-m)

Considerando que cuando el rayo impacta a la torre solo 60% de su intensidad de corriente pasa a tierra y el resto se distribuye hacia las torres continuas en el orden de 15% y 5%. Por lo tanto:

$$I_{pat} = 60\% * I$$

4.2.6. MODELO DE PARARRAYOS

El modelo de pararrayos, es la resistencia no lineal con característica exponencial Type 92, y cuyos datos ingresados corresponden a las características técnicas suministrado por el fabricante.

Figura 63.

Modelo de pararrayos tipo $R(i)$ Type 92

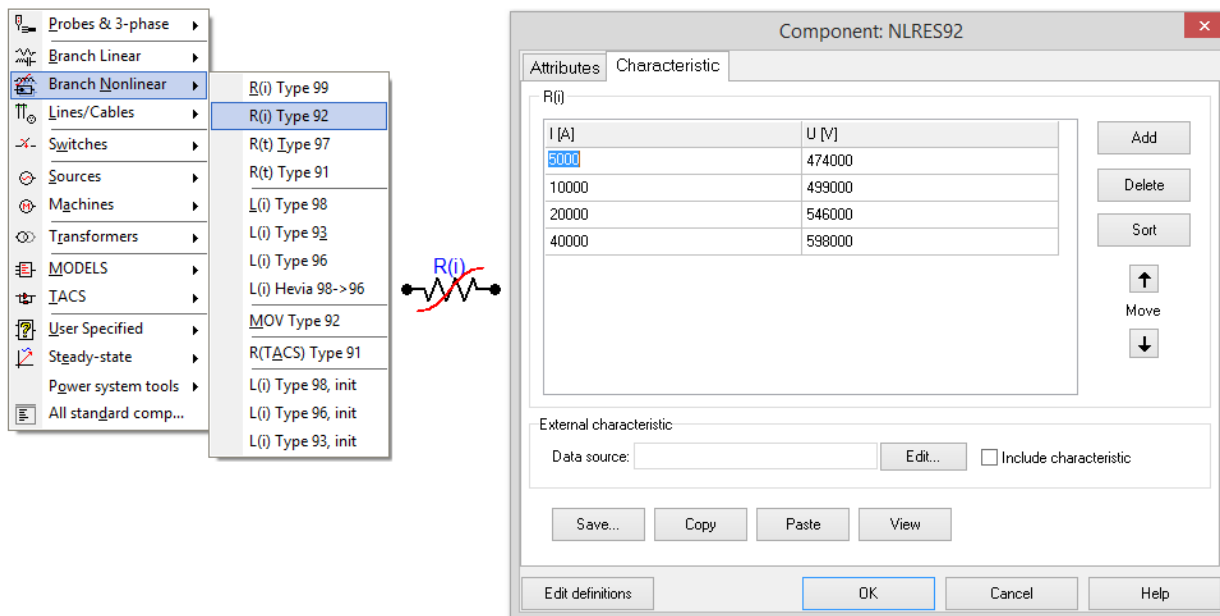
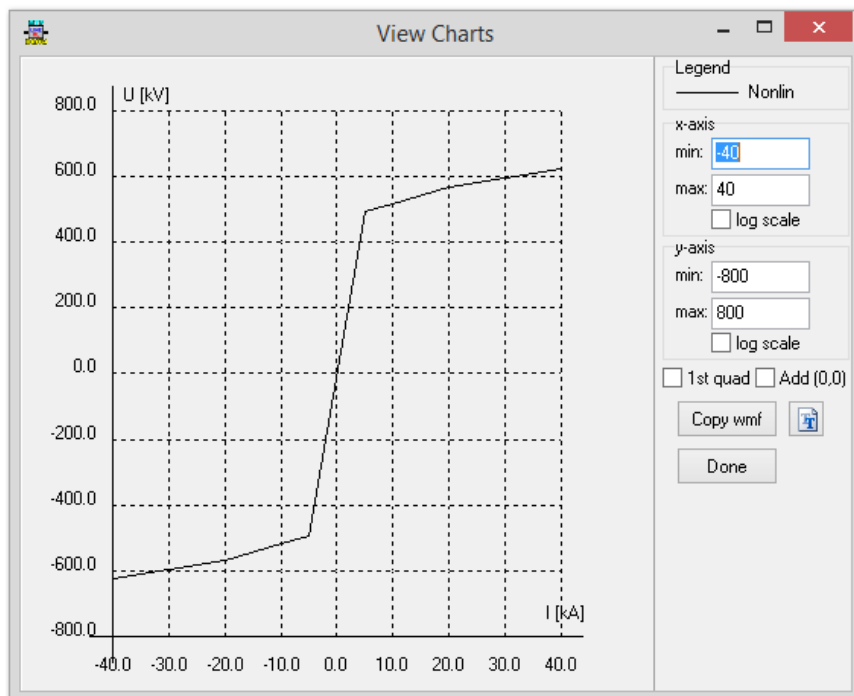


Figura 64.

Curva no lineal del pararrayos



4.2.7. DIAGRAMA COMPLETO PARA SIMULACIÓN

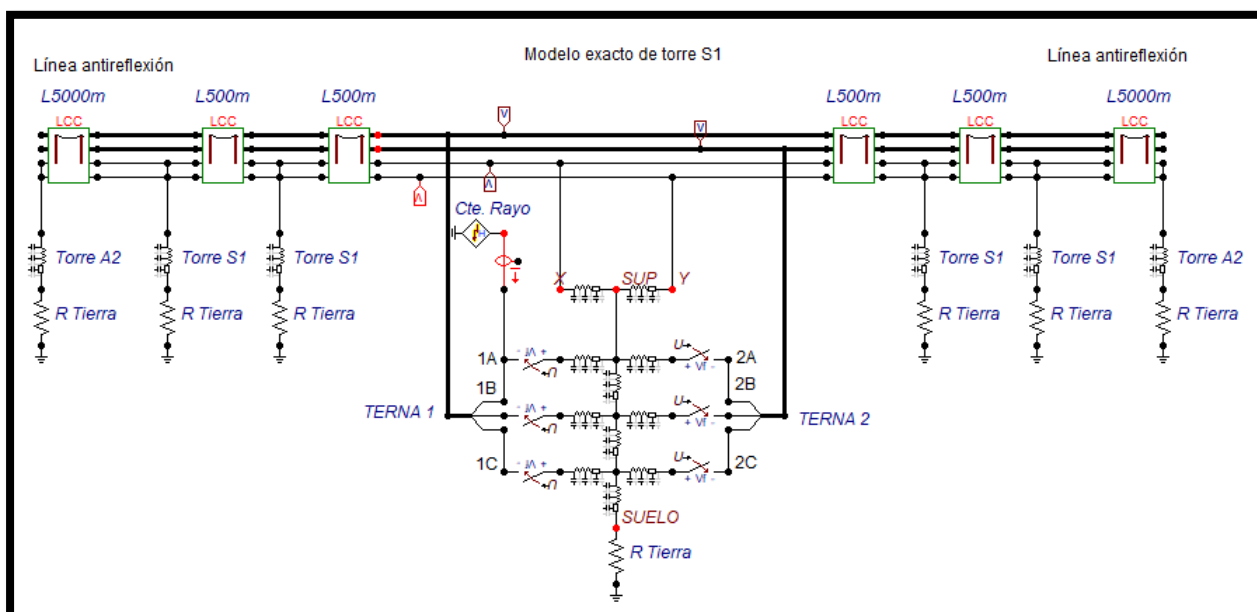
En vista que la línea de transmisión presenta las torres tipo S1, S2, A1, y A2, con una geometría parecida, pero con diferentes dimensiones, se ha planteado realizar el análisis de las descargas atmosféricas para cada tipo de torre.

Cuando la descarga atmosférica impacta en una torre, cable de guarda o conductor de fase este se distribuye hacia los lados produciendo sobretensiones también en las torres y vanos más próximos, pero no afecta a toda la línea ya que su efecto va disminuyendo a medida que avanza hasta desaparecer.

Si la distribución de la corriente de rayo al incidir sobre una torre es de dos vanos y dos torres a cada lado y considerando un tramo de línea largo de 5 Km al final para evitar las reflexiones. Los diagramas para la simulación son los siguientes:

Figura 65.

Diagrama completo para simulación en torre tipo S1



4.3. SIMULACIÓN DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La simulación de descargas atmosféricas en la línea de transmisión de acuerdo a las características de las torres S1, S2, A1 y A2, son realizadas con el fin de calcular las corrientes críticas que ocasionen el cebado de los aisladores.

La simulación se realiza para cada tipo de torre, con valores de resistencia de puesta a tierra mínima, media y máxima.

Tabla 42.

Resistencias de puesta a tierra para simulación en ATPDraw

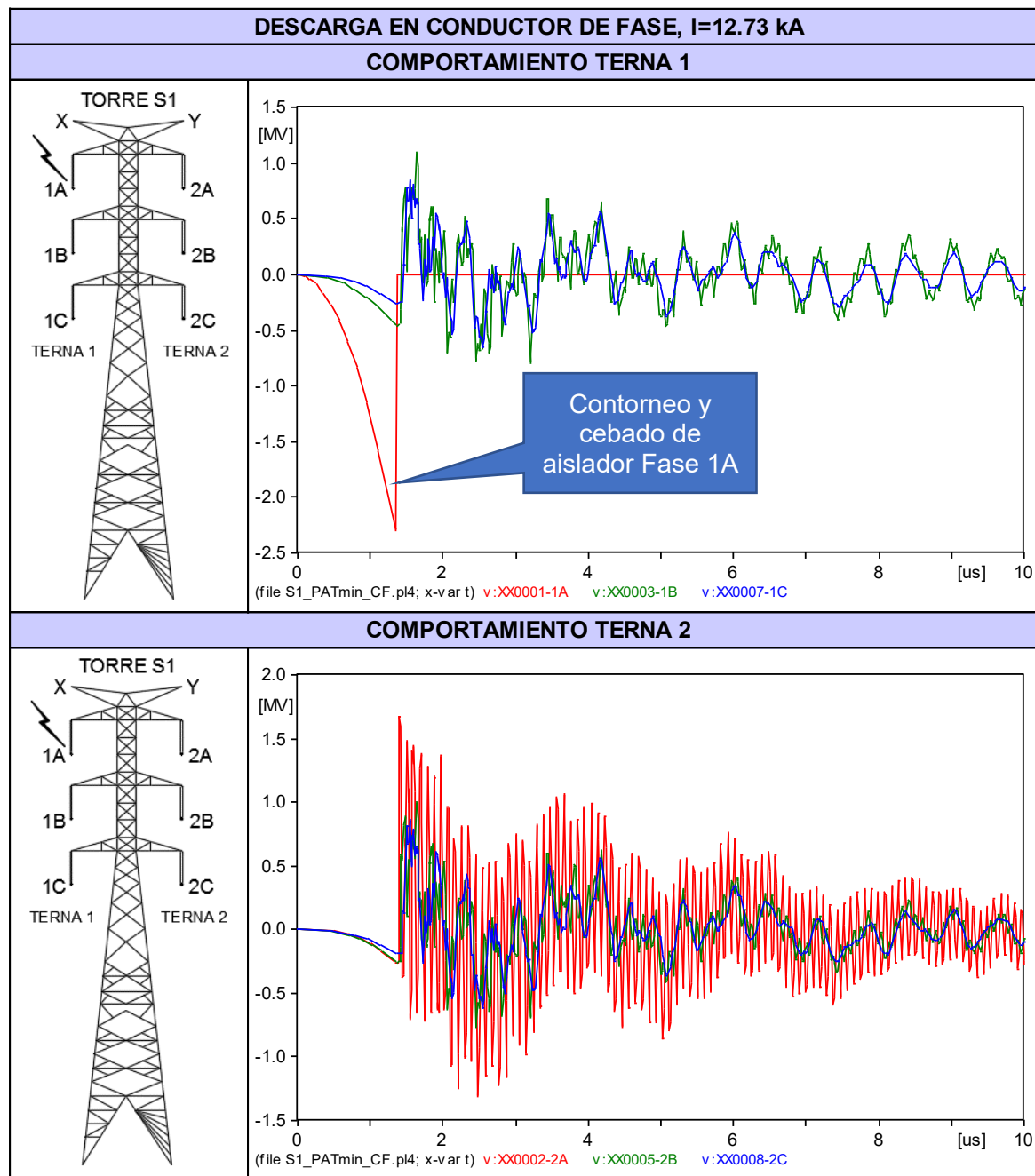
Tipo de Torre	Resistencia de puesta a tierra (Ohm)		
	Mínimo	Medio	Máximo
S1	8.51	20.42	29.8
S2	9.79	19.57	29.7
A1	8.76	19.62	28.3
A2	11.4	19.13	24.7

4.3.1. DESCARGAS EN EL CONDUCTOR DE FASE

La corriente máxima de fallo del apantallamiento en la torre S1 es de 12.73 kA. Frente a esta probabilidad se realiza la simulación con una descarga de 12.73 kA, en el conductor de fase superior 1A (Terna 1) de la torre tipo S1.

Figura 66.

Descarga atmosférica de $I=12.73$ kA en conductor de fase

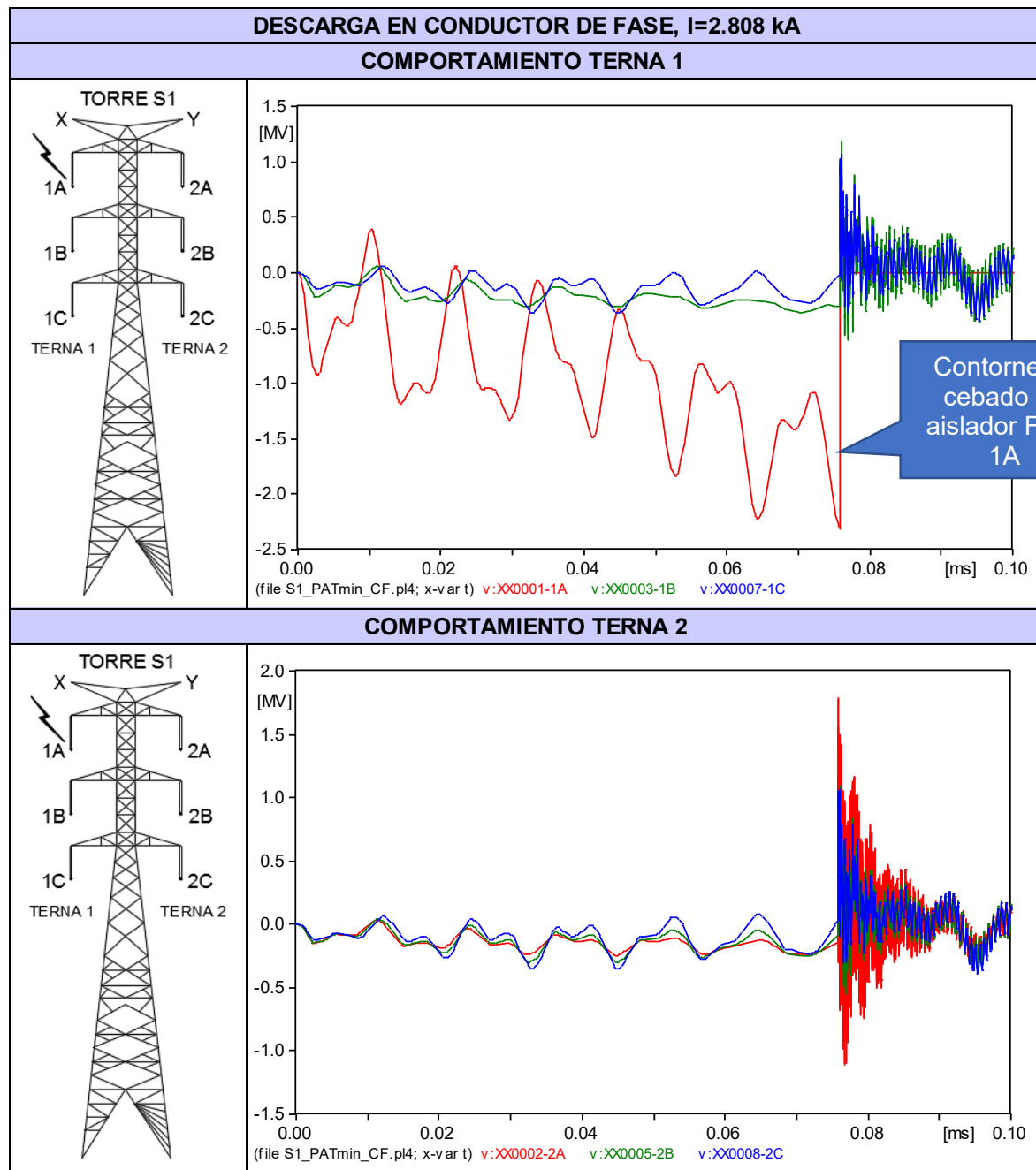


Las corrientes críticas que ocasionan el cebado directo, se determinan realizando la simulación para distintos valores de puesta a tierra (mínimo, medio y máximo) y para cada tipo de torre (S1, S2, A1 y A2).

A continuación, se observa los resultados de la simulación de una descarga en el conductor de fase superior 1A (Terna 1) de la torre tipo S1, con un valor de resistencia de puesta a tierra mínima de 8.51Ω , donde la corriente crítica de cebado directo resulta 2.808 kA .

Figura 67.

Descarga atmosférica de $I=2.808 \text{ kA}$ en conductor de fase



4.3.2. DESCARGA EN EL CABLE DE GUARDA O EN LA TORRE

Cuando un rayo impacta en el cable de guarda, la corriente se desplaza por las torres adyacentes. La corriente se distribuye en 35% en torres próximas, y un 10% y 5% en las torres siguientes.

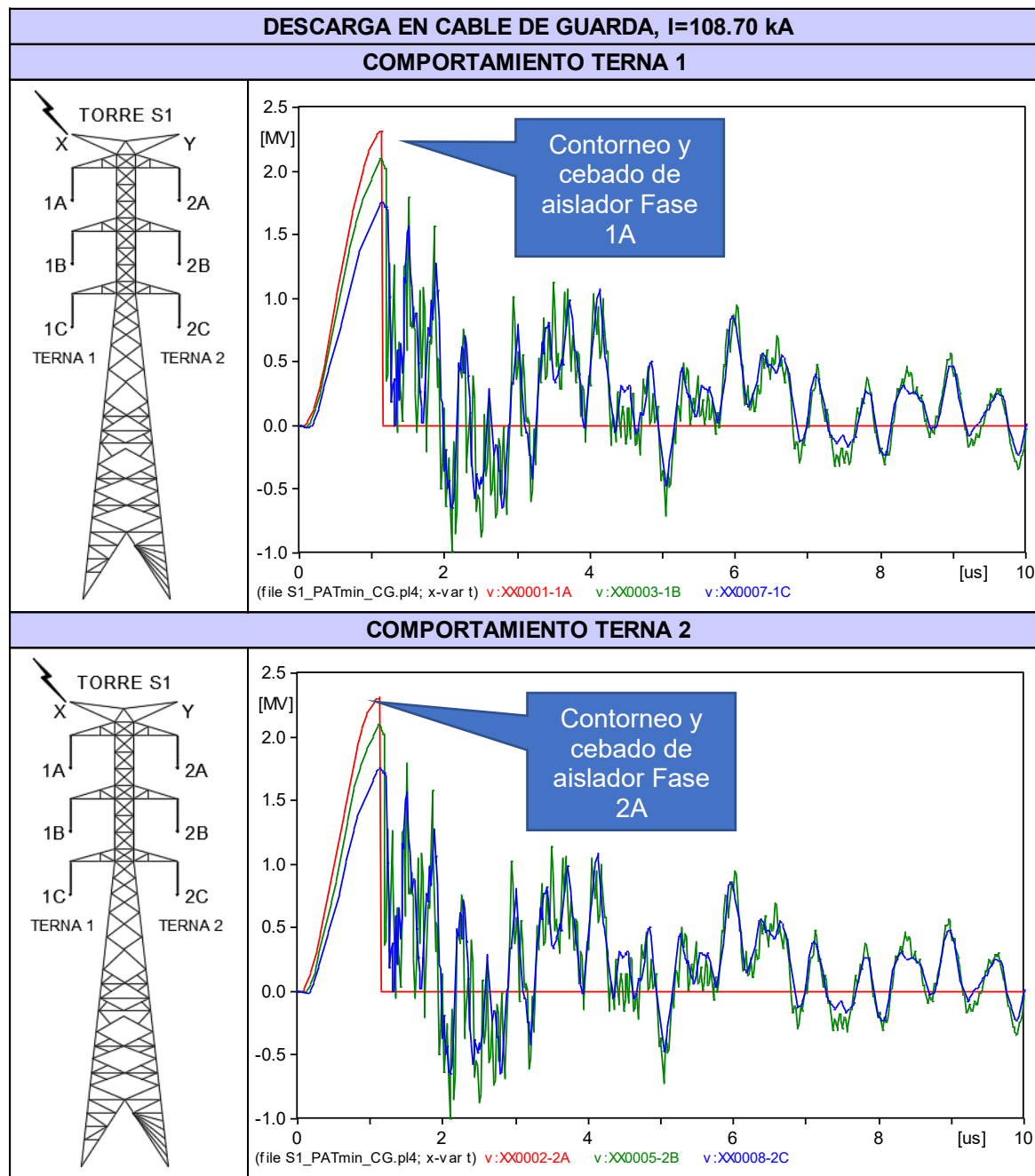
Sin embargo, la mayor sobretensión originada por un rayo se presenta cuando este cae en la parte superior de la torre, donde la corriente de descarga se distribuye en 60% en la torre de impacto, y un 15% y 5% en las torres siguientes.

Las simulaciones que determinen las corrientes críticas que ocasionen el cebado de aisladores por descarga en cable de guarda (cebado inverso), serán realizadas para cada tipo de torre y con valores de puesta a tierra mínima, media y máxima.

A continuación, se observa los resultados de la simulación de una descarga en el cable de guarda de la torre tipo S1, con un valor de resistencia de puesta a tierra mínima de 8.51Ω , donde la corriente crítica de cebado inverso resulta 108.70 kA.

Figura 68.

Descarga atmosférica de $I=108.7 \text{ kA}$ en cable de guarda



4.3.3. CORRIENTES CRÍTICAS Y DISTANCIAS DE EXPOSICIÓN

Las corrientes críticas o corrientes mínimas que ocasionan el cebado de aisladores, han sido determinadas mediante las simulaciones en ATPDraw vistos anteriormente.

Tabla 43.

Corrientes críticas y distancias de exposición

Tipo de Torre		Rpat	Resistividad	Ic	Ici	Rlc	Rlci	Dc	D'g
		(Ohm)	(Ohm-m)	(kA)	(kA)	(m)	(m)	(m)	(m)
S1	min	8.51	347	2.808	108.700	15.65	168.52	-	114.96
	med	20.42	1101	2.808	95.280	15.65	154.68	-	109.37
	max	29.8	1645	2.806	86.770	15.64	145.56	-	105.53
S2	min	9.79	343	2.808	107.430	15.65	167.23	-	114.45
	med	19.57	1006	2.808	96.290	15.65	155.75	-	109.81
	max	29.7	1468	2.806	87.650	15.64	146.51	-	105.93
A1	min	8.76	323	2.750	124.690	15.44	184.24	-	121.00
	med	19.62	1012	2.750	109.480	15.44	169.30	-	115.27
	max	28.3	1332	2.750	98.380	15.44	157.94	-	110.71
A2	min	11.4	383	2.712	120.810	15.30	180.49	-	119.58
	med	19.13	992	2.712	108.800	15.30	168.62	-	115.00
	max	24.7	1324	2.712	101.800	15.30	161.48	-	112.15

Donde:

I_c : Corriente crítica de cebado directo, en (kA).

I_{ci} : Corriente crítica de cebado inverso, en (kA).

RI_c : Distancia crítica del conductor de fase, en (m). $RI_c = 8 I_c^{0.65}$

RI_{ci} : Distancia crítica del cable de guarda, en (m). $RI_{ci} = 8 I_{ci}^{0.65}$

D_c : Distancia de exposición del conductor de fase, en (m).

D'_g : Distancia de exposición del cable de guarda, en (m). $D'_g = \sqrt{RI_{ci}^2 - (RI_{ci} - h)^2}$

h = altura del conductor de guarda = 45.3 m

4.4. CÁLCULO DE TASA DE CEBADOS

La tasa de cebados resulta la suma de la tasa de cebados directos N_D y la tasa de cebados inversos N_{INV} . A continuación, se muestran las ecuaciones que los representan:

$$N_D = 0.2 * N_g * \int_{I_c}^{I_m} D_c * f(I) * dI$$

$$N_{INV} = 0.2 * N_g * \left[\int_{I_{ci}}^{\infty} D_g' * f(I) * dI + S_g \right]$$

Donde:

$N_g = 0.04 * T_d^{1.25}$, para un nivel isoceraúnico de $T_d = 60$, se tiene:

$$N_g = 0.04 * 60^{1.25} = 6.68 \frac{\text{descargas}}{\text{km}^2 * \text{año}}$$

Y la función de probabilidad $f(I)$ estaría representado por:

$$f(I) = \frac{2.6}{31^{2.6}} \cdot \frac{I^{1.6}}{\left[1 + \left(\frac{I}{31} \right)^{2.6} \right]^2}$$

Para $I_m = 12.73 \text{ kA}$ (torres S1 y S2) e $I_m = 12.59 \text{ kA}$ (torres A1 y A2), la tasa de cebados

resulta:

Tabla 44.

Tasa de cebados de la línea de transmisión

LONGITUD DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN (Km): 185.36										
Tipo de Torre	Rpat		Ic	Ici	Dc	D'g	ND	NINV	TOTAL	TOTAL
	(Ohm)		(kA)	(kA)	(m)	(m)	(Salidas/año en 100 Km)	(Salidas/año en 100 Km)	(Salidas/año en 100 Km)	(Salidas/año en la LT 220 kV)
S1	min	8.51	2.808	108.700	-	114.96	-	5.6671	5.67	10.50
	med	20.42	2.808	95.280	-	109.37	-	7.4818	7.48	13.87
	max	29.8	2.806	86.770	-	105.53	-	9.0792	9.08	16.83
S2	min	9.79	2.808	107.430	-	114.45	-	5.8104	5.81	10.77
	med	19.57	2.808	96.290	-	109.81	-	7.3189	7.32	13.57
	max	29.7	2.806	87.650	-	105.93	-	8.8925	8.89	16.48
A1	min	8.76	2.750	124.690	-	121.00	-	4.2216	4.22	7.83
	med	19.62	2.750	109.480	-	115.27	-	5.5816	5.58	10.35
	max	28.3	2.750	98.380	-	110.71	-	6.9972	7.00	12.97
A2	min	11.4	2.712	120.810	-	119.58	-	4.5193	4.52	8.38
	med	19.13	2.712	108.800	-	115.00	-	5.6561	5.66	10.48
	max	24.7	2.712	101.800	-	112.15	-	6.5118	6.51	12.07
PROMEDIO									6.51	12.07

De la tabla anterior se observa que el valor promedio de la tasa cebados resulta **6.51 salidas/año en 100 km**

4.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

- 1) De la simulación de descargas en los conductores de fase, se observa que para una corriente máxima por fallo de apantallamiento de 12.73 kA, se origina el cebado del aislador de la fase de impacto. Por otro lado, también se observa las corrientes de descarga mayores a 2.8 kA, también originan el cebado de los aisladores. Y considerando que el valor mínimo de la intensidad de descarga registrado por CIGRE es de 3 kA, se concluye que para cualquier descarga en los conductores de fase se originaría el cebado directo.
- 2) De la simulación de descargas en la torre o cable de guarda, se observa que se origina un cebado inverso de los aisladores, cuando la intensidad de descarga es de 108 kA con una resistencia de puesta a tierra de 8.5 Ω , y 86 kA con una resistencia de puesta a tierra de 30 Ω . Con lo que se concluye que, a mayor resistencia de puesta a tierra, menores son las intensidades de descarga que pueden originar el cebado inverso.
- 3) La tasa de cebados **resulta 6.51 salidas/año por cada 100 Km**, sin embargo, de acuerdo al procedimiento OSINERGMIN N° 175-2012-OS-CD-GFE, la tolerancia de fallas para una línea de transmisión mayor a 100 Km, y nivel de tensión de 220 kV, **debe ser 1.50 salidas/año por cada 100 Km.**

CAPÍTULO V.

PLANTEAMIENTO DE SOLUCIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL PROBLEMA

5.1. INTRODUCCIÓN

Para el planteamiento de la alternativa de solución se toma en cuenta el diagnóstico histórico de la coordinación de aislamiento y cálculo de tasa de salidas.

El diagnóstico de la coordinación de aislamiento concluye:

- El diseño electrogeométrico del apantallamiento es óptimo, con un ángulo de apantallamiento de 0° , y una distancia de exposición del cable de fase al rayo igual a cero.
- Las cadenas de aisladores están conformadas de 19 a 24 aisladores, con un valor promedio de nivel de aislamiento al impulso tipo rayo de 2,310 kV. Superior a los cálculos de nivel de aislamiento al impulso tipo rayo (considerando grados de contaminación, factores de corrección por altitud y otros) realizados para una línea de 220 kV.
- El sistema de puesta a tierra presenta valores de resistencia de 8.51 Ω (valor mínimo), 29.8 Ω (valor máximo), y un valor promedio de 20.18 Ω . Los que superan los 25 Ω , son un total de 34 puestas a tierra, y requieren mejoramiento.
- Los pararrayos no son los suficientes en las zonas donde la densidad de descargas es muy alta (zonas de montaña). Así mismo se verifica que existen muchos pararrayos instalados en zona de valle con baja densidad de descargas.
- Con el registro histórico de fallas se ha determinado que la zona con mayor densidad de descarga se presenta desde la S.E. Abancay Nueva hasta la S.E. Cotaruse.

Respecto al número de salidas/año por cada 100 Km calculado en capítulo 4, este resulta 6.51 y es muy elevado comparado a la tolerancia de fallas que establece el procedimiento OSINERGMIN N° 175-2012-OS-CD-GFE.

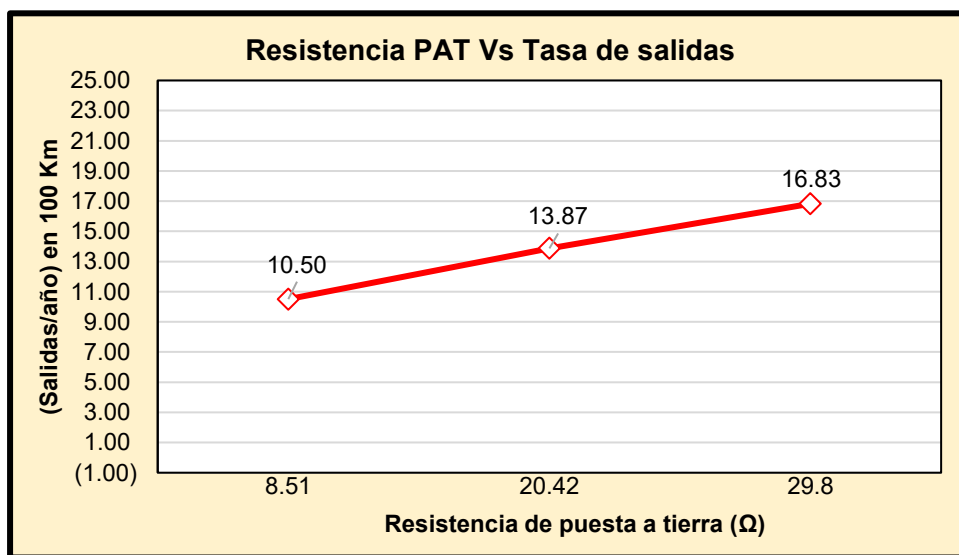
Por todo lo antes descrito, se plantea el mejoramiento de puestas a tierra, así como la implementación de pararrayos.

5.2. MEJORAMIENTO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Como sabemos, el valor de la resistencia de puesta a tierra es primordial para la presencia de cebado inverso, esto quiere decir que, si reducimos hasta cero la resistencia de puesta a tierra, el reflejo de la descarga sería nulo y no producirían sobretensiones considerables en la cadena de aisladores.

Figura 69.

Resistencia PAT Vs tasa de salidas



En la figura anterior se observa que el número de salidas o fallas de la línea de transmisión está directamente relacionado a la resistencia de puesta a tierra.

A continuación, se muestra la tabla con la relación de puestas a tierra a mejorar.

Tabla 45.

Puestas a tierra a mejorar

N°	N° Torre	Progresiva (m)	Cota (msnm)	Tipo de Torre	Resistividad (Ohm-m)	Tipo de PAT	Resistencia PAT (Ohm)	Observación
1	96	49,061.78	3,478	S1	978	C	27.8	Mejorar
2	97	50,153.94	3,244	S1	1,141	C	26.5	Mejorar
3	102	51,925.65	3,692	S1	1,368	D	29.7	Mejorar
4	103	53,130.08	3,718	A1	1,336	D	27.3	Mejorar
5	111	55,925.98	3,804	S1	1,127	C	25.2	Mejorar
6	115	57,694.15	3,836	S1	1,302	D	26	Mejorar
7	119	59,696.65	3,913	A1	1,332	D	28.3	Mejorar
8	151	73,649.43	3,090	S2	1,468	D	29.7	Mejorar
9	152	74,106.79	2,882	S1	1,410	D	25.3	Mejorar
10	189	95,144.78	2,816	S1	1,205	D	26.2	Mejorar
11	194	98,379.52	2,467	A1	1,319	D	27.2	Mejorar
12	195	98,977.14	2,438	S1	1,160	C	27.6	Mejorar
13	197	100,369.00	2,565	S1	1,426	D	28.5	Mejorar
14	198	101,165.28	2,596	S1	1,587	D	27.7	Mejorar
15	199	101,586.43	2,518	S1	1,344	D	29	Mejorar
16	230	118,757.12	2,455	S1	1,096	C	25.7	Mejorar
17	234	120,909.26	2,526	S1	1,188	C	28.5	Mejorar
18	237	122,169.18	2,628	S1	1,189	C	26.8	Mejorar
19	240	123,427.20	2,492	S1	1,136	C	29.6	Mejorar
20	245	125,729.17	2,601	S1	1,348	D	25.3	Mejorar
21	248	127,328.96	2,639	S1	1,645	D	29.8	Mejorar
22	251	128,990.85	3,141	S1	1,513	D	25.7	Mejorar
23	252	129,479.29	3,302	S1	1,483	D	25.8	Mejorar
24	259	133,550.56	3,850	S1	1,401	D	28.9	Mejorar
25	262	134,103.62	3,950	S1	1,573	D	28.8	Mejorar
26	266	135,926.70	3,640	S1	1,539	D	26.7	Mejorar
27	271	139,059.79	4,408	S1	1,456	D	26.8	Mejorar
28	274	141,069.91	3,835	S1	1,301	D	26.7	Mejorar
29	283	146,418.56	4,434	S1	1,320	D	25.9	Mejorar
30	304	158,970.13	4,014	S1	1,250	D	29.1	Mejorar
31	307	160,711.54	4,341	S1	1,758	D	29.7	Mejorar
32	309	161,331.92	4,439	A1	1,653	D	27.2	Mejorar
33	315	163,949.60	4,487	S1	1,680	D	27.6	Mejorar
34	316	164,579.65	4,441	S1	1,608	D	26.2	Mejorar

5.3. MEJORAMIENTO EN LA DISTRIBUCIÓN DE PARARRAYOS

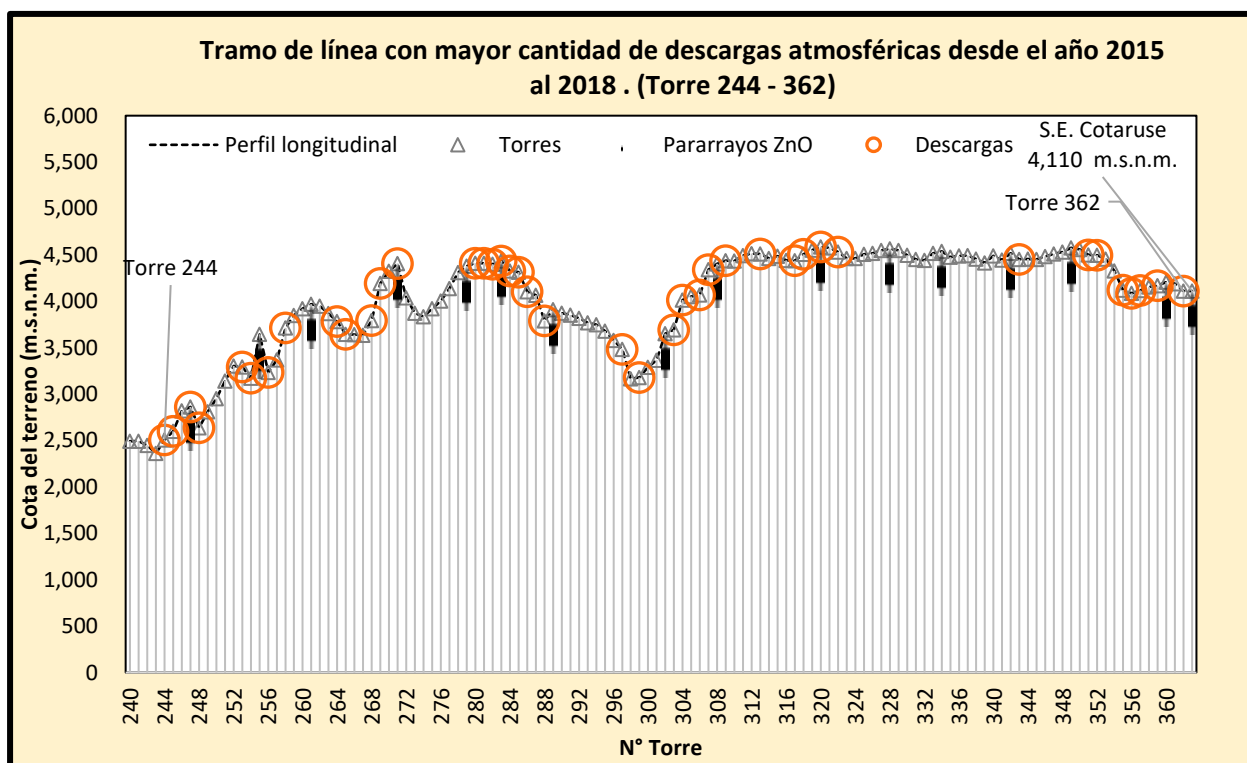
De la evaluación de pararrayos y del registro histórico y ubicación de fallas ocurridas en la línea de transmisión entre los años 2015 al 2018, se observa que la línea de transmisión

tiene 40 torres con pararrayos y que la mayor cantidad de descargas atmosféricas ocurrieron entre las torres 244 al 362.

En la siguiente figura se puede observar el perfil longitudinal con la ubicación de pararrayos y descargas ocurridas entre las torres 244 al 362. Tramo de la línea con mayor densidad de descargas y que requieren incremento de pararrayos.

Figura 70.

Tramo de línea con mayor cantidad de descargas atmosféricas desde año 2015 al 2018



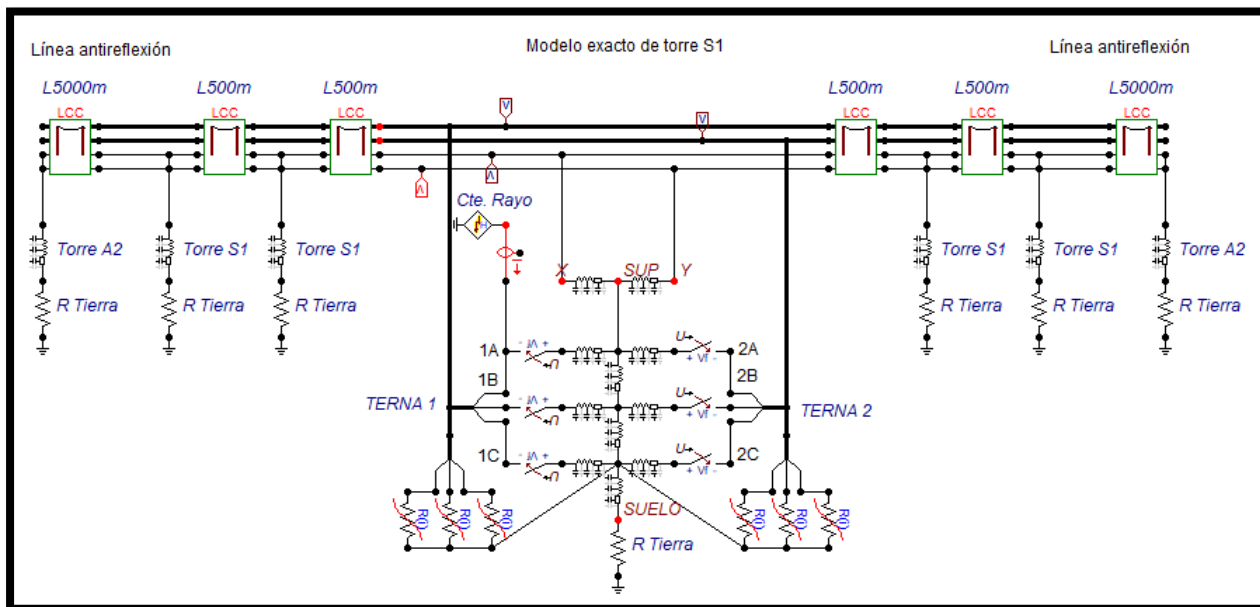
Considerando los tramos de línea con mayores descargas atmosféricas, es necesario instalar 78 pararrayos distribuidos en 13 torres, siendo estas: 245, 252, 258, 264, 269, 281, 286, 297, 304, 312, 316, 353 y 356.

5.3.1. MODELAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CON PARARRAYOS

El modelo de pararrayos, es la resistencia no lineal con característica exponencial Type 92. El diagrama completo para simulación es:

Figura 71.

Diagrama completo para simulación en torre tipo S1 con pararrayos



5.3.2. SIMULACIÓN DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CON PARARRAYOS

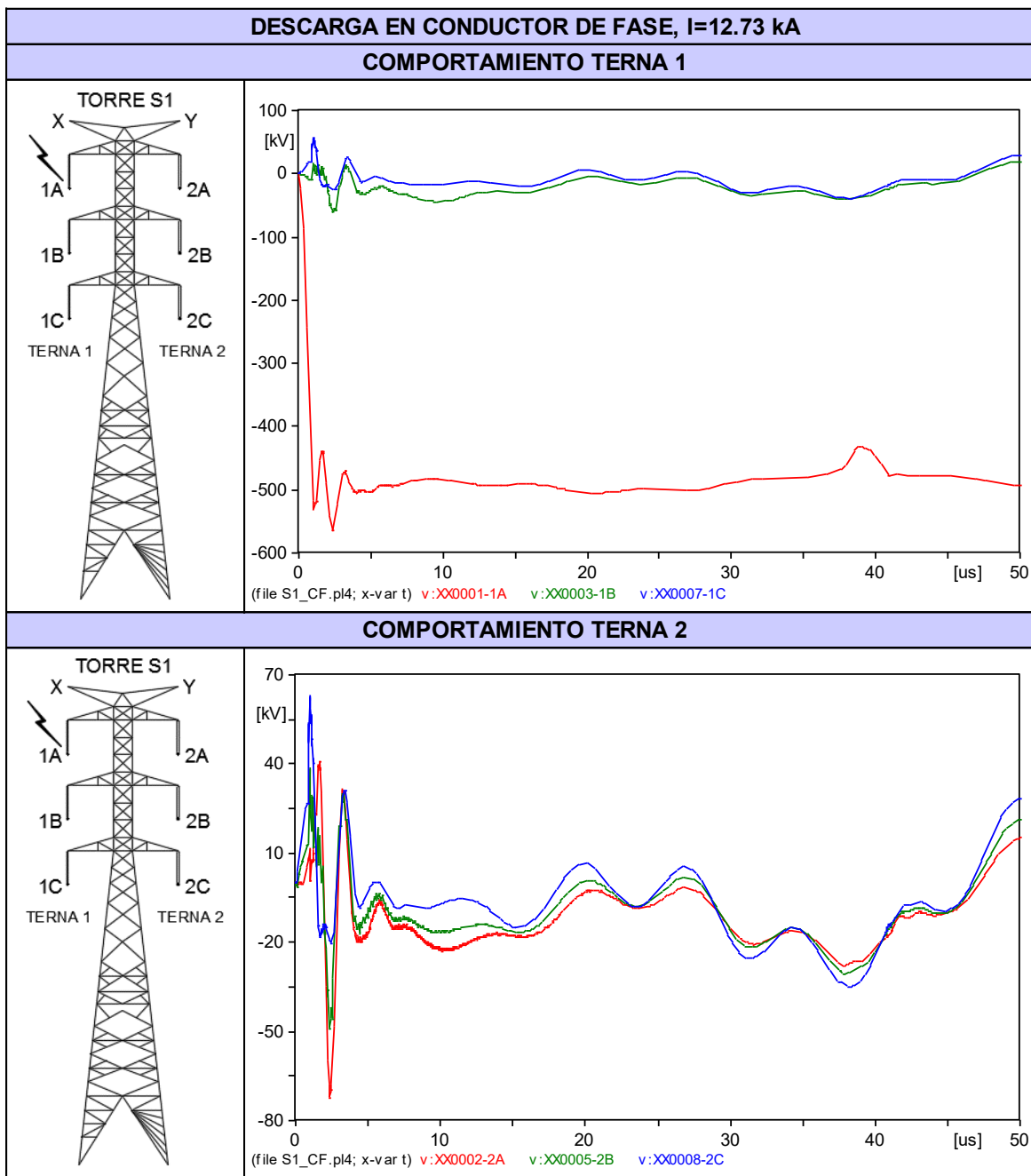
Se realizan las simulaciones de descargas atmosféricas en los conductores de fase y cable de guarda o torre, con el mismo procedimiento que las simulaciones hechas en el capítulo 4, pero con la inserción de pararrayos en los conductores de fase de las dos ternas.

5.3.2.1. DESCARGAS EN EL CONDUCTOR DE FASE

En el capítulo 4 se muestra la simulación de la línea sin pararrayos con una sobretensión que excedía el nivel de aislamiento al impulso tipo rayo CFO, y provocaba el cebado directo. En esta oportunidad se realiza la simulación con la instalación de pararrayos instalados en cada fase, y con la misma intensidad de corriente de rayo de 12.73 kA, donde se observa que la sobretensión no ocasiona el cebado directo.

Figura 72.

Descarga atmosférica de $I=12.73$ kA en conductor de fase con pararrayos



Con la simulación de la descarga atmosférica en un conductor de fase de una línea de transmisión con pararrayos, se determina que el cebado de aisladores puede ser originado con corrientes de descarga mayores a 300 kA. Sin embargo, teniendo en cuenta que la corriente

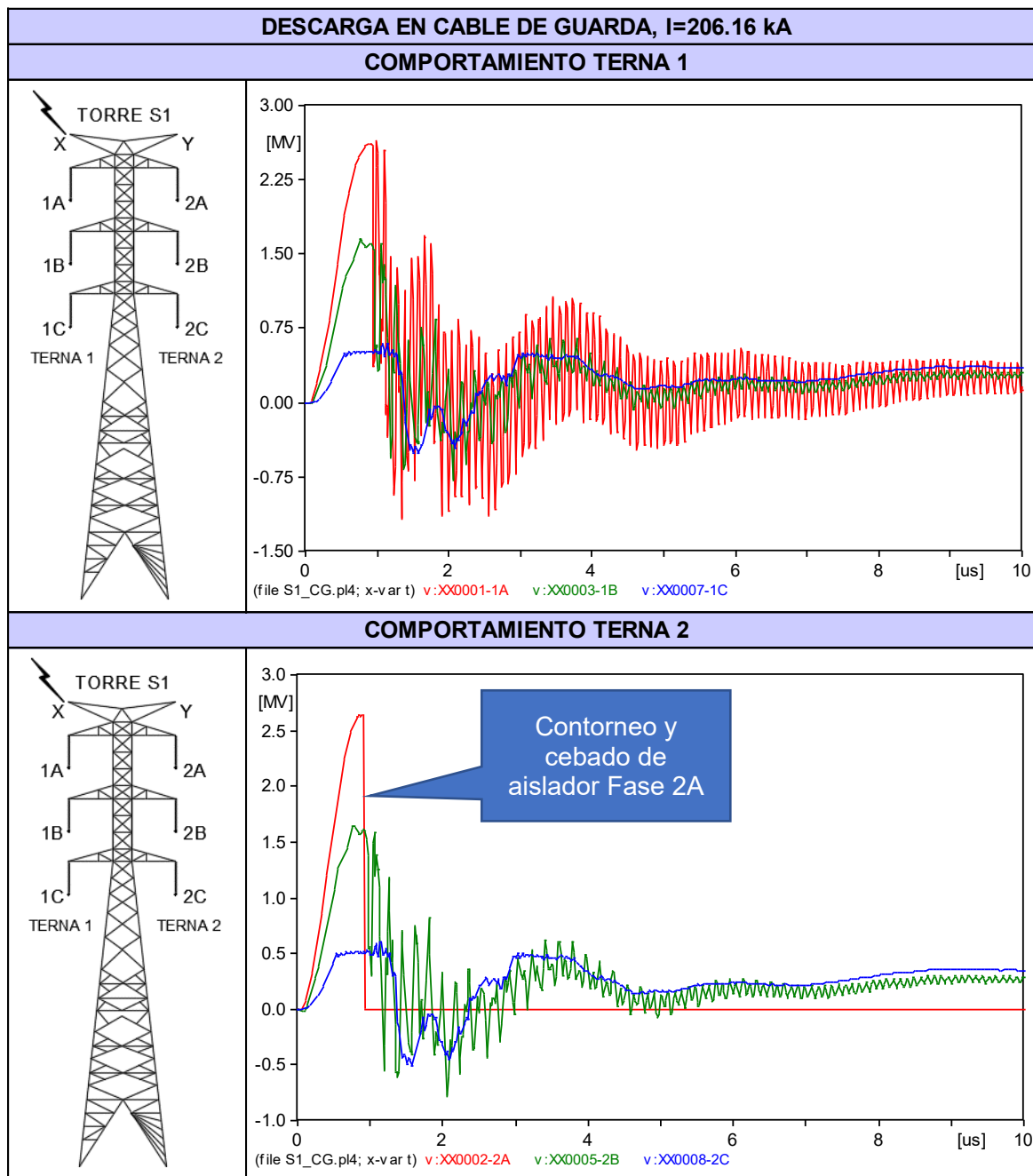
máxima de descarga que puede impactar el conductor de fase es de 12.73 kA, la tasa de cebado directo resulta cero.

5.3.2.2. DESCARGAS EN EL CABLE DE GUARDA O EN LA TORRE

A continuación, se observa el resultado de la simulación de una descarga en el cable de guarda, de una torre tipo S1 con pararrayos, donde la corriente crítica que ocasiona el cebado de los aisladores es de 206.16 kA.

Figura 73.

Descarga atmosférica de $I=206.16$ kA en cable de guarda



5.3.2.3. CORRIENTES CRÍTICAS Y DISTANCIAS DE EXPOSICIÓN

De la simulación para cada tipo de torres se tiene las siguientes corrientes críticas y distancias de exposición:

Tabla 46.

Corrientes críticas y distancias de exposición en una línea con pararrayos

Tipo de Torre	Rpat		Resistividad	Ic	Ici	Rlc	Rci	Dc	D'g
	(Ohm)		(Ohm-m)	(kA)	(kA)	(m)	(m)	(m)	(m)
S1	med	20.00	1101	≥ Im	206.160	-	255.46	-	145.23
S2	med	20.00	1006	≥ Im	206.100	-	255.41	-	145.22
A1	med	20.00	1012	≥ Im	215.400	-	262.84	-	147.52
A2	med	20.00	992	≥ Im	214.900	-	262.45	-	147.40

5.4. CÁLCULO DE TASAS DE SALIDA CON IMPLEMENTACIÓN DE PARARRAYOS

Aplicando las mismas ecuaciones utilizadas en el Cálculo de Tasa de Cebados del Capítulo 4, y las corrientes críticas calculadas en el paso anterior, se tiene la nueva tasa de cebados de la línea de transmisión.

Tabla 47.

Tasa de cebados de la línea de transmisión con implementación de pararrayos

LONGITUD DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN (Km): 185.36										
Tipo de Torre	Rpat		Ic	Ici	Dc	D'g	ND	NINV	TOTAL	TOTAL
	(Ohm)		(kA)	(kA)	(m)	(m)	(Salidas/año en 100 Km)	(Salidas/año en 100 Km)	(Salidas/año en 100 Km)	(Salidas/año en la LT 220 kV)
S1	med	20.00	≥ Im	206.160	-	145.23	-	1.3974	1.40	2.59
S2	med	20.00	≥ Im	206.100	-	145.22	-	1.3984	1.40	2.59
A1	med	20.00	≥ Im	215.400	-	147.52	-	1.2675	1.27	2.35
A2	med	20.00	≥ Im	214.900	-	147.40	-	1.2741	1.27	2.36
PROMEDIO									1.33	2.47

De la tabla anterior se observa un promedio de **1.33 salidas/año por cada 100 Km**, lo que **se encuentra por debajo de la tolerancia** de fallas establecidas en el procedimiento OSINERGMIN N° 175-2012-OS-CD-GFE.

5.5. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

5.5.1. PRESUPUESTO GENERAL

Tabla 48.

Presupuesto general

Item	Descripción	Und.	Metrado	Precio (\$)	Parcial (\$)
01	SUMINISTRO DE MATERIALES				218,275.93
01.01	PARARRAYOS DE OXIDO DE ZINC				176,131.80
01.01.01	DESCARGADOR DE ÓXIDO DE ZINC PEXLIMP, Ur 219 kV, MCOV 177 kV, 1439 kV-BIL	und	78.00	2,250.00	175,500.00
01.01.02	CONDUCTOR DE ACERO EHS 38 mm2 PARA BAJADA DE PUESTA A TIERRA	m	858.00	0.60	514.80
01.01.03	CONECTOR DE DOBLE VÍA DE ACERO PARA CONDUCTOR DE A°G° DE 38 m2	m	78.00	1.50	117.00
01.02	PUESTA A TIERRA				42,144.13
01.02.01	VARILLA DE ACERO RECUBIERTO DE COBRE DE 3/4"	und	104.00	24.24	2,521.21
01.02.02	CABLE DE A°G° 38 mm2 PARA BAJADA DE PUESTA A TIERRA	m	96.00	0.75	72.00
01.02.03	ALAMBRE DE COPPERWELD DE 8 AWG	m	640.00	0.74	473.60
01.02.04	SOLDADURA POR TERMOFUSION. CADWELD	und	136.00	13.50	1,836.00
01.02.05	MOLDE DE SOLDADURA	und	136.00	90.91	12,363.64
01.02.06	PINTURA ASFÁLTICA RC-250. PARA APLICACIÓN EN CABLE DE ACERO EN PUESTA	gln	4.00	6.30	25.20
01.02.07	CINTA AISLANTE 3M 1600 PARA CUBRIR CABLE DE A°G° HASTA 3 m DE ALTURA	roll	96.00	0.80	76.80
01.02.08	HIDROSOLTA (BOLSAS DE 15 KG.)	bls	512.00	38.94	19,937.28
01.02.09	TIERRA.NEGRA VEGETAL CERNIDA Y COMPACTADA (m3)	m3	403.20	12.00	4,838.40
02	MONTAJE ELECTROMECHANICO				58,076.52
02.01	INSTALACION DE PARARRAYOS				11,454.55
02.01.01	MONTAJE Y CONEXIONADO DE PARARRAYOS.	und	126.00	90.91	11,454.55
02.02	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA				46,621.97
02.02.01	EXCAVACIÓN DE ZANJA PARA CONTRAPESOS	und	32.00	727.27	23,272.73
02.02.02	EXCAVACIÓN DE ZANJA PARA VARILLAS	und	104.00	58.18	6,050.91
02.02.03	INSTALACIÓN DE CONTRAPESOS	und	32.00	378.79	12,121.21
02.02.04	INSTALACIÓN DE VARILLAS	und	104.00	30.30	3,151.52
02.02.05	ELIMINACIÓN DE MATERIAL EXCEDENTE	m3	403.20	3.85	1,552.32
02.02.06	MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD Y RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	und	34.00	13.92	473.28
RESUMEN DEL PRESUPUESTO					
01	SUMINISTRO DE MATERIALES				218,275.93
02	MONTAJE ELECTROMECHANICO				58,076.52
03	TRANSPORTE				10,913.80
	TOTAL COSTO DIRECTO				287,266.25
	GASTOS GENERALES				28,726.63
	PRESUPUESTO TOTAL (INCLUYE IGV) \$				315,992.88

5.5.2. BENEFICIO POR LA IMPLEMENTACIÓN

De octubre del 2015 a diciembre del 2018, la línea de transmisión, presenta un tiempo de interrupciones de 15 horas con 11 minutos; lo que representa unas pérdidas de energía acumuladas de \$ 536,082.55 dólares americanos.

Tabla 49.

Pérdidas de energía acumulada desde el año 2015 al 2018 sin implementación

Año	Número de fallas	Tiempo de interrupción	Generación	Pérdidas	Pérdidas
			MW	MWh	\$
2015	4	1:39:00	193.00	318.45	58,257.05
2016	34	7:35:00	193.00	1,463.58	267,747.05
2017	27	4:47:00	193.00	923.18	168,886.60
2018	13	1:10:00	193.00	225.17	41,191.85
TOTAL	78	15:11:00	193.00	2,930.38	536,082.55

Con una adecuada implementación de pararrayos; el tiempo de interrupciones y pérdidas de energía acumuladas representa \$ 78,701.21 dólares americanos.

Tabla 50.

Pérdidas de energía acumulada desde el año 2015 al 2018 con implementación

Año	Número de fallas	Tiempo de interrupción	Generación	Pérdidas	Pérdidas
			MW	MWh	\$
2015	2.47	1:01:08	193.00	196.64	35,973.73
2016	2.47	0:33:03	193.00	106.33	19,451.04
2017	2.47	0:26:15	193.00	84.45	15,450.00
2018	2.47	0:13:18	193.00	42.78	7,826.45
TOTAL		2:13:45	193.00	430.20	78,701.21

La diferencia entre las pérdidas de energía, de una línea con y sin implementación de pararrayos, resultan los beneficios que se pudieron obtener.

Tabla 51.

Cuadro comparativo de pérdidas acumuladas desde el año 2015 al 2018 sin y con implementación

Año	Pérdidas Acumuladas (\$) sin implementación	Pérdidas Acumuladas (\$) Con implementación	Beneficio \$
2015	58,257.05	35,973.73	22,283.32
2016	267,747.05	19,451.04	248,296.01
2017	168,886.60	15,450.00	153,436.60
2018	41,191.85	7,826.45	33,365.40
TOTAL	536,082.55	78,701.21	457,381.34

5.5.3. FLUJO DE CAJA

Con el plan de solución para mejorar la coordinación de aislamiento y tasas de interrupciones de la línea de transmisión, se elabora un presupuesto de inversión de \$ 315,992.88 (egreso), y también se determina el beneficio por la implementación de \$ 33,365.40 (ingresos). Con estos valores se obtiene el flujo de caja que servirá más adelante para el cálculo del valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR).

Tabla 52.

Flujo de caja

Año	Egresos	Ingresos	Flujo de efectivo neto
	Inversión para implementación (\$)	Beneficios (\$)	
0	-315,992.88		-315,992.88
1		33,365.40	33,365.40
2		33,365.40	33,365.40
3		33,365.40	33,365.40
4		33,365.40	33,365.40
5		33,365.40	33,365.40
6		33,365.40	33,365.40
7		33,365.40	33,365.40
8		33,365.40	33,365.40
9		33,365.40	33,365.40
10		33,365.40	33,365.40
11		33,365.40	33,365.40
12		33,365.40	33,365.40
13		33,365.40	33,365.40
14		33,365.40	33,365.40
15		33,365.40	33,365.40
16		33,365.40	33,365.40
17		33,365.40	33,365.40
18		33,365.40	33,365.40
19		33,365.40	33,365.40
20		33,365.40	33,365.40
	-315,992.88	667,308.03	351,315.15

5.5.4. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El mejoramiento de la coordinación de aislamiento, requiere de una inversión, que debe ser rentable, por tal motivo se realiza una evaluación del VAN.

El VAN es un indicador eficaz para medir el valor actualizado del mejoramiento de puestas a tierra e instalación de pararrayos en la línea de transmisión.

La aceptación de las alternativas propuestas en el estudio, dependerán de los valores que se obtengan, siendo estos:

- VAN > 0 (es conveniente realizar la inversión; es decir, que después de cumplir con las obligaciones incurridas por el proyecto, queda un saldo favorable para el inversionista, por tanto, se acepta el estudio y se procede con la ejecución inmediata.)
- VAN = 0 (desde el punto de vista de la rentabilidad es indiferente llevar a cabo el proyecto)
- VAN < 0 (no debe invertirse, porque los ingresos futuros no cubrirían el costo del capital invertido)

La ecuación del VAN es la siguiente:

$$VAN = -A + \frac{Q_1}{(1+i)^1} + \frac{Q_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+i)^n}$$

Dónde:

A : Inversión inicial

Q_n : Flujo de caja del momento n

n : Número de años que dura la inversión

i : Tasa de interés = 12%

Empleando los datos del flujo de caja, el valor del VAN resulta:

$$VAN = \$ 2, 990,735.15$$

5.5.5. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno proporciona una medida de rentabilidad del proyecto anualizada y por lo tanto comparable.

La ecuación del TIR es la siguiente:

$$0 = -A + \frac{Q_1}{(1+r)^1} + \frac{Q_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

Dónde:

A : Inversión inicial

Q_n : Flujo de caja del momento n

n : Número de años que dura la inversión

r : TIR

Empleando los datos del flujo de caja, el valor del TIR resulta:

TIR = 9%

5.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

De los resultados obtenidos se concluye:

- 1) El planteamiento de solución al problema de coordinación de aislamiento y la tasa de salidas debido a descargas atmosféricas, se basa en el mejoramiento de puestas a tierra y la implementación de pararrayos en el tramo de línea con mayores fallas. El apantallamiento en cambio, luego de realizado el análisis en el capítulo 3 y 4, demostraron que es eficiente, protegiendo por completo los conductores de fase con una distancia de exposición nula frente a las descargas atmosféricas.
- 2) Con la identificación de las zonas con mayores descargas en la línea de transmisión visto en el ítem 5.3, y realizado en base al reporte de interrupciones del COES entre los años 2015 al 2018, se pudo determinar la ubicación de las torres donde se deberán instalar los pararrayos.
- 3) La implementación de los pararrayos en el modelamiento de la línea de transmisión mediante el software ATPDraw, trae como resultado un elevado valor de corriente crítica de cebado de las cadenas de aisladores, por lo que la tasa de salidas se reduce de 6.51 a 1.33 salidas/año por cada 100 Km de línea.
- 4) El planteamiento de solución, como el mejoramiento de puestas a tierra e implementación de pararrayos, requiere hacer un análisis de rentabilidad, y determinar

si es conveniente realizar la inversión, para esto se hizo previamente un cálculo de beneficios, comparando las pérdidas de ventas de energía sin implementación y con implementación para los años 2015 al 2018, resultando \$ 457,381.34 de beneficios que se hubiesen obtenidos en esos años. Sin embargo, si consideramos el beneficio del último año 2018, para los años 2020 (año 1) al 2039 (año 20) el VAN resulta \$ 2,990,735.15, y el TIR 9 %.

CONCLUSIONES

- 1) Con el análisis de los efectos del impacto de la descarga atmosférica en la línea de transmisión, se determinó una elevada tasa de salidas de 6.51 salidas/año por cada 100 Km, debido principalmente al cebado inverso, el cual está directamente relacionado a la resistencia de puesta a tierra. Esto quiere decir que, a mayor valor de resistencia de puesta a tierra, menor es la intensidad de descarga que se requiere para que se origine el cebado de los aisladores y lo que resulta más probable. Debido a lo mencionado se plantea el mejoramiento de puestas a tierra y la instalación de pararrayos sobre todo en las zonas con mayores descargas atmosféricas, logrando reducir la tasa de salidas a 1.33 salidas/año por cada 100 Km.
- 2) El diagnostico histórico de la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión entre los años 2015 al 2018, muestra 78 interrupciones debido a las descargas atmosféricas y comprende el 94% del total de interrupciones. Por otra parte, el apantallamiento de la línea es óptimo debido ya que el cable de guarda se ubica sobre los conductores de fase alineándose verticalmente, por lo tanto, la distancia de exposición de los conductores de fase a las descargas atmosféricas resulta cero. Así mismo se pudo calcular la corriente máxima por fallo de apantallamiento que resulta 12.73 kA en torres S1 y S2, y 12.59 kA en las torres A1 y A2, y la probabilidad que la corriente de descarga sea menor a estas intensidades es de 9% y 8.76%. Por otra parte, se ha visto que existen 34 puesta a tierra con resistencias superiores a 25 Ω que requieren ser mejorados.
- 3) Las simulaciones en el software ATPDraw, sirvieron para calcular las corrientes críticas de flameo de cadena de aisladores por descargas atmosféricas, con lo que se obtuvo

una tasa de salidas de 6.51 salidas/año por cada 100 Km. Se realizaron simulaciones con descargas directas en el conductor de fase y otro en la torre o cable de guarda.

- 4) El planteamiento de solución consiste en la mejora de resistencia de puesta a tierra logrando un valor máximo de 20Ω , y la implementación de pararrayos de óxido de zinc distribuidos en 13 torres ubicados en la zona con mayor cantidad de descargas registradas en los años 2015 al 2018 (tramo de línea entre las torres 244 al 362), con lo que se logra disminuir la tasa de salidas de 6.51 a 1.33 salidas/año por cada 100 Km. Así mismo el análisis de rentabilidad del plan de solución, resulta un VAN de \$ 2,990,735.15 y un TIR de 9%.

SUGERENCIAS

- 1) Se recomienda la instalación de 78 pararrayos en 13 torres ubicados entre las torres 244 al 362 (tramo de línea con mayor cantidad de descargas atmosféricas entre los años 2015 a 2018)
- 2) Se recomienda realizar un estudio detallado de la resistividad del terreno y gradiente de ionización del suelo, para el diseño de los contrapesos y tipos de puestas a tierra.

BIBLIOGRAFÍA

- Becerra Peña, C., & Horque la Torre, C. R. (2008). Estudio de Coordinación de Aislamiento de la Línea de Transmisión San Gabán - Mazuco - Puerto Maldonado (tesis de pregrado). Cusco: Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.
- Cardona C., L. (1995). Teoría y Práctica con el ATP. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- Cardona C., L. (2004). Guía de Prácticas Fenómenos Transitorios Electromagnéticos. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- Consultoría Colombiana S.A. (2012). Diseño de la Línea de Transmisión Machupicchu - Abancay - Cotaruse a 220 kV. Bogotá.
- EGEMSA, & LAHMEYER. (2006). Estudio de Factibilidad del Sistema de Evacuación de Energía de la Central Hidroeléctrica de Santa Teresa. Lima, Perú.
- García Lagos, F. A., & Torres Islas, U. (2012). Estudio Estadístico de Sobretensiones Transitorias debidas a Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión (Tesis de Pregrado). México.
- Grainger, J. J., & Stevenson Jr., W. D. (1996). Análisis de Sistemas de Potencia. México: McGraw-Hill.
- Martínez Velasco, J. A. (2008). Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión. España: McGraw-Hill.
- Martínez Velasco, J. A., & Castro Aranda, F. (s.f.). Análisis de sobretensiones de origen atmosférico en líneas aéreas de transporte. Parte I : Cálculo de sobretensiones. Barcelona, España.

- Martínez Velasco, J. A., & Castro Aranda, F. (s.f.). Análisis de sobretensiones de origen atmosférico en líneas aéreas de transporte. Parte II: Cálculo estadístico de sobretensiones. Barcelona, España.
- Prikler, L., & Høidalen, H. K. (2009). ATPDRAW version 5.6 for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista.
- UNE-EN 60071-1. (1993). Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas. Madrid: Asociación Española de Normalización.
- UNE-EN 60071-2. (1999). Coordinación de aislamiento. Parte 2: Guía de aplicación. Madrid: Asociación Española de Normalización.
- Vásquez Ocaña, K. S., & Ruales Corrales, L. (2005). Cálculo de sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas en líneas de transmisión utilizando el ATP (alternative transients program) aplicado a la línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui a 230 kV. En E. P. Quito, XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica (págs. 182 - 191). Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional de Quito.
- Yanque Montufar, J. (2003). Descargas Atmosféricas y Protección Aplicada a Sistemas de Distribución MT. Perú Lima.

ANEXOS

ANEXO 1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE LAS FALLAS OCURRIDAS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV SURIRAY - ABANCAY NUEVA - COTARUSE, DESDE EL AÑO 2015 AL 2018.

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/Eventos/Relevantes>

The screenshot shows the COES website interface. At the top, there is a navigation menu with categories like 'Planificación', 'Operación', 'Post Operación', etc. Below the menu is a large banner image of an industrial facility at night with the text 'Eventos Relevantes'. Underneath the banner is a search filter section with dropdown menus for 'Tipo de Equipo' (set to 'LINEA DE TRANSMISIC'), 'Tipo de Empresa' (set to 'TRANSMISION'), and 'Empresa' (set to 'TRANSMANTARO'). There are also date pickers for 'Desde' (01/09/2015) and 'Hasta' (31/12/2018), along with 'Buscar' and 'Exportar' buttons. Below the filters is a table with 7 columns: 'Ver detalle', 'Empresa', 'Ubicación', 'Equipo', 'Inicio', 'Final', and 'Descripción'. The table contains 5 rows of data.

Ver detalle	Empresa	Ubicación	Equipo	Inicio	Final	Descripción
	TRANSMANTARO	COTARUSE	L-2052	12:20:00	12:20:00	RECIERRE EXITOSO EN LA LÍNEA L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV
	TRANSMANTARO	L. MANTARO - COTARUSE	L-2052	12/11/2018 15:51:00	12/11/2018 16:05:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV
	TRANSMANTARO	L. SURIRAY - COTARUSE	L-2059	09/11/2018 16:55:00	09/11/2018 16:55:00	RECIERRE EXITOSO EN LAS LÍNEAS L-2050 (SURIRAY - ABANCAY NUEVA) DE 220 KV Y L-2059 (COTARUSE - SURIRAY) DE 220 KV
	TRANSMANTARO	L. COLCABAMBA - POROMA	L-5031	03/11/2018 15:54:00	03/11/2018 16:24:00	RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-5031 (COLCABAMBA - POROMA) DE 500 KV
	TRANSMANTARO	L. ABANCAY NUEVA - CACHIMAYO	L-1007 (Nuevo)	05/11/2018 19:36:00	05/11/2018 19:36:00	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-1007 (ABANCAY NUEVA - CACHIMAYO) DE 138 KV

ANEXO 2. PROCEDIMIENTO DEL CÁLCULO DE LA TASA DE CEBADO INVERSO

La ecuación de la tasa de cebado inverso está dada por la siguiente ecuación:

$$N_{INV} = 0.2 * N_g * \int_{I_{ci}}^{\infty} D_g' * f(I) * dI$$

Para $N_g = 0.04 * T_d^{1.25}$, con nivel isoceraúnico $T_d = 60$, entonces: $N_g = 6.68 \frac{\text{descargas}}{\text{Km}^2 * \text{año}}$

Los valores de I_{ci} y D_g' se obtiene de las simulaciones ATPDraw.

Tipo de Torre	Rpat		Resitividad	Ic	Ici	Rlc	Rlci	Dc	D'g
	(Ohm)		(Ohm-m)	(kA)	(kA)	(m)	(m)	(m)	(m)
S1	min	8.51	347	2.808	108.700	15.65	168.52	-	114.96
	med	20.42	1101	2.808	95.280	15.65	154.68	-	109.37
	max	29.8	1645	2.806	86.770	15.64	145.56	-	105.53

Para $I_{ci} = 108.7 \text{ kA}$ y $D_g' = 114.96 \text{ m}$

$$f(I) = 3.4469 * 10^{-4} * \frac{I^{1.6}}{\left[1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}\right]^2}$$

Reemplazando en la ecuación de N_{INV} se tiene:

$$N_{INV} = 0.2 * 6.68 * \int_{108.7}^{\infty} 114.96 * 3.4469 * 10^{-4} * \frac{I^{1.6}}{\left(1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}\right)^2} * dI$$

Para facilitar el cálculo de esta ecuación se emplea una calculadora de integrales online en:

<https://www.calculadora-de-integrales.com/>

Calcula la integral de ...

0.2*6.68*114.96*3.4469*10⁻⁴*l^{1.6}/(1+(l/31)^{2.6})² **lr**

CLR + - * ÷ ^ √ ()

Esto será calculado:

$$\int_{108.7}^{\infty} 0.2 \cdot 6.68 \cdot 114.96 \cdot 3.4469 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{l^{1.6}}{\left(1 + \left(\frac{l}{31}\right)^{2.6}\right)^2} dl$$

Info Ayuda Ejemplos Opciones

Configura la Calculadora de Integrales:

Variable de integración:

Límite superior (hasta):

Límite inferior (desde):

¿Sólo integrar numéricamente?

¿Simplificar expresiones?

¿Simplificar todas las raíces?
(√x² se convierte en x, no |x|)

¿Usar dominio complejo (C)?

¿Conservar decimales?

INTEGRAL DEFINIDA:

$$\int_{108.7}^{\infty} f(l) dl =$$

Nota: El resultado es demasiado extenso para la pantalla. ¡Desplázate horizontalmente para ver todo! Mueve el ratón sobre las ◀ flechas ▶ que aparecerán para desplazamiento automático (no hay que hacer clic).

$$8271836151 \left(-5 \cdot 10^{\frac{13}{5}} \cdot 31^{\frac{26}{5}} \cdot 1087^{\frac{52}{5}} + 5 \cdot 10^{\frac{26}{5}} \cdot 31^{\frac{39}{5}} \cdot 1087^{\frac{39}{5}} - 5 \cdot 10^{\frac{39}{5}} \cdot 31^{\frac{52}{5}} \cdot 1087^{\frac{26}{5}} + 12208773148722521 \right)$$

600824297439404604066638447388176074040796875000000

Simplifica/reescribe:

$$8271836151 \left(10^{\frac{13}{5}} \cdot 31^{\frac{26}{5}} \cdot 1087^{\frac{52}{5}} - 10^{\frac{26}{5}} \cdot 31^{\frac{39}{5}} \cdot 1087^{\frac{39}{5}} + 10^{\frac{39}{5}} \cdot 31^{\frac{52}{5}} \cdot 1087^{\frac{26}{5}} - 24417546297445042591 \cdot 10^{\frac{52}{5}} \right)$$

1201648594878809208133276894776352148081593750000000

Aproximación:

5.667145277279484

Simplificar

Por lo tanto, la tasa de cebado inverso resulta 5.6671 salidas/año por cada 100 Km.

LONGITUD DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN (Km): 185.36										
Tipo de Torre	Rpat		Ic	Ici	Dc	D'g	ND	NINV	TOTAL	TOTAL
	(Ohm)		(kA)	(kA)	(m)	(m)	(Salidas/año en 100 Km)	(Salidas/año en 100 Km)	(Salidas/año en 100 Km)	(Salidas/año en la LT 220 kV)
S1	min	8.51	2.808	108.700	-	114.96	→	5.6671	5.67	10.50
	med	20.42	2.808	95.280	-	109.37	-	7.4818	7.48	13.87
	max	29.8	2.806	86.770	-	105.53	-	9.0792	9.08	16.83