

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y
MECÁNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

‘MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO FRENTE A LAS
SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO EN EL ALIMENTADOR DE
CACHIMAYO: CA-01, CUSCO 2018’

TESIS PRESENTADO POR:

Br. Ferdinan Barrientos Alvaro

Br. Carlos Eduardo Carrión Bazán

PARA OPTAR AL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO
ELECTRICISTA

ASESORA: Ing. Mary Elisa Barrionuevo Prado

Cusco - 2019

PRESENTACIÓN

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

Señores Docentes miembros del jurado, según al cumplimiento de las normas establecidas para optar al título profesional de ingeniero electricista ponemos a vuestra consideración el trabajo de tesis intitulada **“MEJORAMIENTO DE CALIDAD DE SUMINISTRO FRENTE A LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO EN EL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01, CUSCO 2018”**, con el objetivo de optar al título profesional de ingeniero electricista. Queremos expresar nuestros sinceros agradecimientos, a nuestra asesora de tesis Ingeniera Mary Elisa Barrionuevo Prado, por su incondicional apoyo y orientación en el desarrollo de la tesis, así mismo a nuestros dictaminantes Ingeniero Basilio Salas Alagón y el Ingeniero José Wilfredo Callasi Quispe por su paciencia y comprensión.

Esperando que los señores, replicantes y miembros del jurado, nos hagan llegar sus observaciones, sugerencias y críticas a cerca del presente trabajo, que por supuesto servirán para mejorar y permitirnos adquirir mayores experiencias.

Tesistas

DEDICATORIAS

Este trabajo se lo dedico:

A mi madre Lourdes Alvaro Alvarez y a mis hermanos por todo su apoyo y consejos que me brindaron en el trayecto de mi formación profesional.

A mis abuelos Eliseo Alvaro Mayhuire y Antonia Alvarez Ferro, ya que siempre me brindaron su apoyo incondicional, valor suficiente para poder salir adelante e integrarme a un nuevo ambiente cultural social y desempeñarme como profesional con amor y abnegación.

Ferdinan

Este trabajo se lo dedico:

A mis padres Rosa Bazán Villalva y Epifanio Carrión Aguilar, a mis hermanos por ser las personas que Dios puso en mi camino para que yo fuera cada día mejor y a Ingrid Rodas Yuto quien es mi fiel compañera en la vida.

Carlos Eduardo

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar un sincero agradecimiento a la Ingeniera Mary Elisa Barrionuevo Prado, quien nos guió durante todo el desarrollo de este trabajo especial de grado.

Al Ingeniero Jour Díaz, por brindarnos su colaboración y ayuda.

A todos los Ingenieros de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, quienes fueron participes de nuestra preparación académica.

Tesistas

INTRODUCCIÓN

En la presente tesis se presenta:

El ámbito geográfico, planteamiento del problema, objetivos, justificación del estudio, alcances y limitaciones, antecedentes, hipótesis, variables e indicadores, metodología de investigación, población y muestra y por último la matriz de consistencia.

Presenta la base teórica necesaria para el desarrollo del trabajo de tesis, definiciones como coordinación de aislamiento, calidad de suministro, origen de las sobretensiones, clasificación de las sobretensiones, descargas atmosféricas, propagación de onda, pararrayos, cable de guarda, evaluación económica

Se realiza la evaluación operativa actual del alimentador de Cachimayo: CA-01, se describe las características de la línea, como del transformador de potencia, subestaciones de distribución, pararrayos de línea, estructuras, aisladores, mediciones de puesta a tierra, evaluación de coordinación de aislamiento, evaluación de las interrupciones de los años de 2016, 2017 y del primer semestre de 2018 y finalmente análisis de desconexión del alimentador.

Se desarrolla y se determina las alternativas propuestas para mejoramiento de calidad de suministro frente a las sobretensiones de origen atmosférico como: aislamiento con sistemas de pararrayos y con apantallamiento de cable de guarda, donde se realiza los cálculos para la selección de pararrayos, aisladores de porcelana tipo PIN, cálculos de ángulo de blindaje para cable de guarda, número de salidas con implementación de cable de guarda y sin cable de guarda y por último el cálculo económico.

Se realiza la implementación de alternativas mediante modelamiento de la línea de distribución en ATPDraw, se muestra los resultados de la simulación con sistemas de pararrayos y así mismo con cable de guarda con diferentes valores de puesta a tierra

RESUMEN

La tesis de investigación propone mejoramiento de la calidad de suministro frente a las sobretensiones de origen atmosférico en el alimentador de Cachimayo: CA-01, que responde adecuadamente ante las fallas que se registran en la red, de modo que su actuación mejore la calidad de suministro.

El alimentador de Cachimayo: CA-01, está ubicada entre los distritos de Chinchaypujio, Ancahuasi, Limatambo, Mollepata, Anta, Zurite, Cotabambas, Tambobamba, Coyllurqui, Mara, Huayllati, de las Provincias de Anta, Cotabambas y Grau de las Regiones de Cusco y Apurímac.

A continuación, se resume los cinco capítulos que se desarrolló en el trabajo de tesis.

CAPITULO I. En este capítulo se da a conocer el ámbito geográfico, planteamiento del problema, objetivos, justificación del estudio, alcances y limitaciones, antecedentes, hipótesis, variables metodología de investigación, población y muestra y por último la matriz de consistencia.

CAPITULO II. Presenta la base teórica necesaria para el desarrollo del trabajo de tesis, definiciones como coordinación de aislamiento, calidad de suministro, origen de las sobretensiones, clasificación de las sobretensiones, descargas atmosféricas, propagación de onda, pararrayos, cable de guarda, evaluación económica

CAPITULO III. Se realiza la evaluación operativa actual del alimentador de Cachimayo: CA-01, se describe las características de la línea, como del transformador de potencia, subestaciones de distribución, pararrayos de línea, estructuras, aisladores, mediciones de puesta a tierra, evaluación de coordinación de aislamiento, evaluación de las interrupciones de los años de 2016, 2017 y del primer semestre de 2018 y finalmente análisis de desconexión del alimentador.

CAPITULO IV. Se desarrolla y se determina las alternativas propuestas para mejoramiento de calidad de suministro frente a las sobretensiones de origen atmosférico como: aislamiento con sistemas de pararrayos y con apantallamiento de cable de guarda, donde se realiza los cálculos para

la selección de pararrayos, aisladores de porcelana tipo PIN, cálculos de ángulo de blindaje para cable de guarda, número de salidas con implementación de cable de guarda y sin cable de guarda y por último el cálculo económico.

CAPITULO V. Se realiza la implementación de alternativas mediante modelamiento de la línea de distribución en ATPDraw, se muestra los resultados de la simulación con sistemas de pararrayos y así mismo con cable de guarda con diferentes valores de puesta a tierra.

ABSTRAC

The research thesis proposes improvement of the quality of supply in the face of overvoltages of atmospheric origin in the feeder of Cachimayo: CA-01, which responds to failures that are recorded in the network, so that its operation improves the quality of supply

The feeder of Cachimayo: CA-01, is located between the districts of Chinchaypujio, Ancahuasi, Limatambo, Mollepata, Anta, Zurite, Cotabambas, Tambobamba, Coyllurqui, Mara, Huayllati, of the Provinces of Anta, Cotabambas and Grau of the Regions of Cusco and Apurimac.

Then resume the five chapters found in the thesis work.

CHAPTER I. In this chapter the geographic scope, problem statement, objectives, justification of the study, scope and limitations, background, hypothesis, research methodology variables, population and sample and finally the consistency matrix are announced.

CHAPTER II. Presents the theoretical basis necessary for the development of the thesis work, certain as isolation coordination, quality of supply, origin of surges, classification of surges, atmospheric discharges, wave propagation, lightning rods, guard wire, economic evaluation

CHAPTER III The current operational evaluation of the Cachimayo feeder is performed: CA-01, the characteristics of the line are described, such as the power transformer, distribution substations, line lightning rods, structures, insulators, grounding measurements, coordination evaluation of isolation, evaluation of the interruptions of the years of 2016, 2017 and the first half of 2018 and finally analysis of disconnection of the feeder.

CHAPTER IV The proposed alternatives for the improvement of supply quality against atmospheric surges such as: insulation with lightning conductor systems and with shielding cable shielding are developed and determined, where calculations are made for the selection of lightning rod, lightning insulators PIN type porcelain, shielding angle calculations for guard cable, number

of outputs with guard cable implementation and without guard cable and finally the economic calculation.

CHAPTER V. Implementation of the implementation of alternatives is carried out by modeling the distribution line in ATPDraw, the results of the simulation with lightning rod systems and also with the guard cable with different grounding values are shown.

ÍNDICE GENERAL

PRESENTACIÓN	II
DEDICATORIAS	III
AGRADECIMIENTO	IV
INTRODUCCIÓN	V
RESUMEN	VI
ABSTRAC	VIII
ÍNDICE GENERAL	X
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
ÍNDICE DE TABLAS	XIX
1. CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 ÁMBITO GEOGRÁFICO	1
1.3 EL PROBLEMA.....	3
1.3.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	7
1.3.3 PROBLEMAS ESPECÍFICOS	7
1.4 OBJETIVOS.....	7
1.4.1 OBJETIVO GENERAL	7
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	7
1.5 JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO	7
1.5.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICO	8
1.5.2 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICO	8
1.5.3 JUSTIFICACIÓN SOCIAL	9
1.5.4 JUSTIFICACIÓN ACADÉMICO	9
1.6 ALCANCES Y LIMITACIONES	9
1.6.1 ALCANCES.....	9
1.6.2 LIMITACIONES	9
1.7 MARCO TEÓRICO	10
1.7.1 ANTECEDENTES.....	10
1.7.2 BASE LEGAL	11
1.7.2.1 NORMAS	11
1.8 HIPÓTESIS	12
1.8.1 HIPÓTESIS GENERAL	12
1.8.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICO	12
1.9 VARIABLES E INDICADORES.....	13
1.10 METODOLOGÍA.....	14
1.10.1 CARACTERÍSTICAS DE LA INVESTIGACIÓN	14
1.10.1.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	14
1.10.1.2 NIVEL DE INVESTIGACIÓN	14
1.10.1.3 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN	14
1.10.1.4 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	15
1.10.2 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	15
1.10.3 TÉCNICAS Y RECOLECCIÓN DE DATOS.....	15
1.10.4 PROCESAMIENTO DE DATOS	15
1.10.4.1 ANÁLISIS DE DATOS.....	16
1.11 MATRÍZ DE CONSISTENCIA	17
2. CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	18
2.1 INTRODUCCIÓN.....	18

2.2	SOBRETENSIONES.....	18
2.2.1	ORIGEN DE SOBRETENSIONES.....	19
2.2.2	DURACIÓN DE SOBRETENSIONES.....	19
2.2.3	CLASIFICACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES.....	20
2.3	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	22
2.3.1	DESCRIPCIÓN DEL FENÓMENO RAYO (TEORÍA DE SCHONLAND).....	23
2.3.2	INTENSIDAD Y POLARIDAD DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	25
2.3.3	FORMA DE ONDA DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	26
2.3.4	FRECUENCIA DE OCURRENCIA.....	26
2.3.5	ÁNGULO DE INCIDENCIA.....	26
2.3.6	PARAMETROS DEL RAYO.....	27
2.3.6.1	PARÁMETROS DE INCIDENCIA DEL RAYO.....	27
2.3.6.2	PARÁMETRO DE AMPLITUD DE LA CORRIENTE DEL RAYO.....	30
2.3.6.3	PARÁMETRO DE LA FORMA DEL IMPULSO DE LA CORRIENTE DEL RAYO.....	31
2.4	CALIDAD DE SUMINISTRO.....	32
2.4.1	INDICADORES DE INTERRUPCIONES.....	33
2.5	COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	34
2.5.1	TIPOS DE AISLAMIENTO.....	34
2.5.1.1	AISLAMIENTO INTERNO.....	35
2.5.1.2	AISLAMIENTO EXTERNO.....	35
2.5.1.3	AISLAMIENTO AUTORREGENERABLE.....	35
2.5.1.4	AISLAMIENTO NO AUTORREGENERABLE.....	35
2.5.2	SOPORTABILIDAD Y/O SOSTENIMIENTO DE AISLAMIENTO.....	36
2.5.3	MÉTODOS.....	36
2.5.3.1	MÉTODO CONVENCIONAL O DETERMINÍSTICO.....	36
2.5.3.2	MÉTODO ESTADÍSTICO O PROBABILÍSTICO.....	37
2.6	NIVEL DE AISLAMIENTO.....	38
2.7	PROPAGACIÓN DE LA ONDA EN LA RED ELÉCTRICA.....	40
2.7.1	NODO DE TRANSICIÓN.....	41
2.7.2	PUNTO DE BIFURCACIÓN.....	43
2.7.2.1	TERMINACIÓN DE LÍNEA.....	45
2.7.2.2	LÍNEA EN VACIO.....	46
2.7.2.3	LÍNEA EN CORTOCIRCUITO.....	46
2.8	EQUIPOS DE PROTECCIÓN.....	47
2.8.1	PARARRAYOS.....	47
2.8.1.1	CLASES DE PARARRAYOS.....	48
2.8.1.2	PARARRAYOS UTILIZADOS EN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	49
2.8.1.3	CÁLCULO DE PARARRAYOS.....	51
2.8.1.3.1	CRITERIOS DE SELECCIÓN.....	51
2.8.2	CABLE DE GUARDA.....	53
2.8.2.1	MODELO ELECTROGEOMÉTRICO (ME).....	54
2.8.2.2	CRITERIOS BÁSICOS DEL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO (ME).....	55
2.8.2.3	APLICACIÓN DEL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO (ME).....	56
2.8.2.4	DIAGRAMA DE APLICACIÓN (ME).....	57
2.8.2.5	PROTECCIÓN DE CONDUCTORES DE LÍNEAS ELÉCTRICAS.....	58
2.8.3	AISLADORES.....	61
2.8.3.1	PASO DE CORRIENTE.....	61
2.8.3.2	PROPIEDADES CONSERVADORAS DE LOS AISLADORES:.....	65
2.8.3.3	CARACTERÍSTICAS DE AISLAMIENTO DE LOS AISLADORES.....	66
2.8.3.3.1	NIVEL DE AISLAMIENTO A BAJA FRECUENCIA O FRECUENCIA INDUSTRIAL (60 HZ).....	66
2.8.3.3.2	NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO TIPO RAYO.....	66
2.8.3.3.3	NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS.....	67
2.8.3.4	MATERIALES DE LOS AISLADORES.....	68

2.8.3.5	TIPOS DE LOS AISLADORES.....	69
2.8.3.6	CARACTERÍSTICAS DE LOS AISLADORES.....	71
2.8.3.7	DIMENSIONAMIENTO DEL AISLAMIENTO PARA LÍNEAS ELÉCTRICAS (TENSIÓN DE AISLAMIENTO A FRECUENCIA INDUSTRIAL).....	73
2.8.3.8	DIMENSIONAMIENTO DEL AISLAMIENTO PARA LÍNEAS ELÉCTRICAS (TENSIÓN DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE RAYO)	74
2.8.4	PUESTAS A TIERRA	75
2.8.4.1	RESISTIVIDAD DEL TERRENO (ρ).....	75
2.8.4.2	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	76
2.9	EVALUACIÓN ECONÓMICA	78
2.9.1	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	78
2.9.2	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	79
2.9.3	RAZON BENEFICIO – COSTO (B/C).....	80
2.9.4	PERIODO DE RECUPERACIÓN (PR).....	81
3.	CAPITULO III: EVALUACIÓN OPERATIVA ACTUAL DEL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01	82
3.1	INTRODUCCIÓN.....	82
3.2	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL DE CACHIMAYO: CA-01.....	82
3.2.1	DESCRIPCIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL ALIMENTADOR CACHIMAYO: CA-01	84
3.2.2	DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN (SED).....	84
3.2.3	ESTRUCTURAS DE SOPORTE	86
3.2.4	EQUIPO DE PROTECCIÓN.....	87
3.2.4.1	PARARRAYOS DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	87
3.2.4.2	PARARRAYOS DE LÍNEA.....	88
3.2.5	AISLADORES.....	88
3.2.6	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	89
3.3	EVALUACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ACTUAL DEL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01.....	90
3.3.1	CÁLCULO DE NIVEL DE AISLAMIENTO DEL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01.	91
3.3.2	CÁLCULO DE NIVEL DE AISLAMIENTO	91
3.3.3	CÁLCULO DE AISLAMIENTO POR SOBRETENSIONES AL IMPULSO DEL RAYO 92	
3.4	EVALUACIÓN OPERATIVA.....	93
3.4.1	EVALUACIÓN ESTADÍSTICA DE INTERRUPCIONES.....	93
3.5	EVALUACIÓN DE INDICADORES DE CALIDAD DE SUMINSITRO EN EL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01.....	111
3.5.1	EVALUACIÓN DE INDICADORES DE SAIFI Y SAIDI EN EL ALIMENTADOR .	111
3.5.2	RESUMEN DE EVALUACIÓN OPERATIVA ACTUAL DEL ALIMENTADOR: CA- 01.....	116
4.	CAPITULO IV. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA LA MEJORA DE OPERACIÓN DE LA LÍNEA	119
4.1	INTRODUCCIÓN.....	119
4.2	AISLAMIENTO CON SISTEMA DE PARARRAYOS (ALTERNATIVA 01).....	119
4.2.1	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE NIVEL DE AISLAMIENTO	119
4.2.2	FACTOR DE CORRECCIÓN POR ALTURA	120
4.2.3	CÁLCULO DE PARARRAYOS.....	120
4.2.3.1	CRITERIOS DE SELECCIÓN.....	120
4.2.3.2	MÁXIMA TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINUA MCOV Ó U_c	121
4.2.3.3	SOBRETENSIONES TEMPORALES A FRECUENCIA INDUSTRIAL (TOV).....	121
4.2.3.4	TENSIÓN NOMINAL DE PARARRAYOS (U_T)	122

4.2.3.5	NIVEL DE PROTECCIÓN PARA IMPULSO TIPO ATMOSFÉRICO	124
4.2.4	SELECCIÓN DE NIVEL DE AISLAMIENTO	124
4.2.4.1	TENSIÓN SOPORTABLE AL IMPULSO TIPO ATMOSFÉRICO (BIL)	124
4.2.4.2	TENSIÓN SOPORTABLE AL IMPULSO TIPO MANIOBRA.....	124
4.2.4.3	FACTOR DE SEGURIDAD	125
4.2.4.4	DETERMINACIÓN DEL NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO (BIL).....	125
4.2.4.5	CÁLCULO DE AISLADORES.....	128
4.2.4.5.1	CÁLCULO DE DISTANCIA DE FUGA DE AISLADOR.....	128
4.2.4.5.2	NIVEL DE CONTAMINACIÓN	128
4.2.4.5.3	AISLAMIENTO POR SOBRETENSIONES A FRECUENCIA INDUSTRIAL EN SECO	129
4.2.4.5.4	CÁLCULO DE LA DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE	130
4.2.4.5.5	EFECTO DE LA LLUVIA	130
4.2.4.5.6	AISLAMIENTO POR SOBRETENSIONES AL IMPULSO DEL RAYO.....	131
4.3	SISTEMA DE APANTALLAMIENTO CON CABLE DE GUARDA (ALTERNATIVA 02)	133
4.3.1	MÉTODO ELECTROGEOMÉTRICO.....	133
4.3.2	MÉTODO PROBABILISTICO	138
4.4	CÁLCULO ECONÓMICO	142
4.5	RESUMEN DEL ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN	156
5.	CAPÍTULO V: MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS	
	PROPUESTAS EN ATPDRAW	157
5.1	INTRODUCCIÓN.....	157
5.2	PROGRAMA DE SIMULACIONES DE TRANSITORIOS ATPDRAW.....	157
5.2.1	ESTRUCTURA DE FUNCIONAMIENTO DEL SOFTWARE ATP	158
5.2.1.1	PROCESADOR DEL SOFTWARE ATP	158
5.2.1.2	PROCESADOR TPBIG.....	159
5.2.1.3	PROCESADORES GRÁFICOS.....	159
5.2.2	APLICACIONES DEL SOFTWARE ATPDraw	160
5.3	MODELAMIENTO ELÉCTRICO DEL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01 ...	161
5.3.1	IMPLEMENTACIÓN DE LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN	162
5.3.2	IMPLEMENTACIÓN DE ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE DISTRIBUCIÓN.....	163
5.3.3	IMPLEMENTACIÓN DE LOS AISLADORES	164
5.3.4	IMPLEMENTACIÓN DE PARARRAYOS.....	165
5.3.5	IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	166
5.3.6	IMPLEMENTACIÓN DESCARGA ATMOSFÉRICA	166
5.4	MODELO EQUIVALENTE DE LA LÍNEA DEL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01, EN 22.9KV.....	167
5.5	SIMULACIONES Y RESULTADOS EN ATP.....	170
5.5.1	SIMULACIÓN DE UNA DESCARGA ATMOSFERICA CUANDO IMPACTA EN LA FASE A CON DISTINTOS VALORES DE CORRIENTE DE DESCARGA. SIN PARARRAYOS Y SIN CABLE DE GUARDA	170
5.5.2	SIMULACIÓN DEL DIAGNOSTICO ACTUAL CON PARARRAYOS EXISTENTES CUANDO UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA IMPACTA EN LA FASE A CON DISTINTOS VALORES DE CORRIENTE DE RAYO.....	174
5.5.3	SIMULACIÓN CON IMPLEMENTACIÓN DE PARARRAYOS CUANDO UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA IMPACTA EN LA FASE A CON DISTINTOS VALORES DE CORRIENTE DE LA DESCARGA.....	182
5.5.4	SIMULACIÓN CON IMPLEMENTACIÓN DE CABLE DE GUARDA CUANDO UNA DESCARGA ATMOSFERICA IMPACTA EN EL MISMO CABLE CON DISTINTOS VALORES DE CORRIENTE DE RAYO.	196

5.5.5	SIMULACIÓN CON IMPLEMENTACIÓN DE CABLE DE GUARDA CON BAJADA DE CU DE 35 MM2, CUANDO UNA DESCARGA ATMOSFERICA IMPACTA EN EL MISMO CABLE CON DISTINTOS VALORES DE CORRIENTE DE RAYO.....	202
5.6	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE SIMULACIÓN EN ATP.....	208
	CONCLUSIONES.....	211
	RECOMENDACIONES	214
	BIBLIOGRAFÍA	215
	ANEXOS.....	219

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Alimentador de Media Tensión de Cachimayo: CA-01	2
Figura 1.2 Diagrama Unifilar de la Subestación Cachimayo	2
Figura 2.1 Amplitud y duración de los distintos tipos de sobretensiones.	21
Figura 2.2 Evolución de la descarga eléctrica.....	25
Figura 2.3 Mapa de niveles isocerámicos de Perú- Cusco	28
Figura 2.4 Gráfico de la densidad de rayos y nivel isocerámico.....	30
Figura 2.5 Gráfico de la amplitud máxima de la corriente del rayo.....	31
Figura 2.6 Onda de sobretensión normalizada	32
Figura 2.7 Coordinación de aislamiento entre la característica de operación de un descargador (curva B), y la (curva A) voltaje- tiempo de un aislamiento.....	37
Figura 2.8 Relación entre ondas de tensión y de corriente.....	40
Figura 2.9 Reflexión y refracción de un nodo de transición.	41
Figura 2.10 Punto de bifurcación.	44
Figura 2.11 Terminación de línea.	45
Figura 2.12 Pararrayos de tipo de carburo de silicio	49
Figura 2.13 Gráfico de la Distancia de salto & Corriente de Rayo.....	56
Figura 2.14 Determinación de la zona apantallada.	57
Figura 2.15 Modelo electrogeométrico del cable de guarda.	59
Figura 2.16 Determinación del ángulo de apantallamiento.....	60
Figura 2.17 Paso de corriente en un aislador por conductividad del material o masa	61
<i>Figura 2.18</i> Paso de corriente en un aislador por conductividad superficial	62
Figura 2.19 Paso de corriente en un aislador por perforación de la masa.....	63
Figura 2.20 Paso de corriente en un aislador por descarga disruptiva a través del aire	64
Figura 2.21 Línea de fuga de un aislador	65
Figura 2.22 Curva tensión - tiempo del aislador al impulso tipo rayo	67
Figura 2.23 Aisladores de suspensión de porcelana.....	70
Figura 2.24 Aisladores tipo line post de porcelana	70
Figura 2.25 Aisladores tipo pin de porcelana.....	71
Figura 2.26 Corrientes límites de ionización I_g (kA).....	77
Figura 3.1 Diagrama unifilar de la Subestación de Cachimayo	82
Figura 3.2 Diagrama Unifilar del Alimentador de Cachimayo: CA-01	83

Figura 3.3 Desconexión del AMT y sección de línea del alimentador de Cachimayo: CA-01	94
Figura 3.4 Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2016.....	95
Figura 3.5 Causas de desconexión de SLI del alimentador de Cachimayo: CA-01, de 2016.....	97
Figura 3.6 Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2017.....	98
Figura 3.7 Causas de desconexión de SLI del alimentador de Cachimayo: CA-01, de 2017.....	99
Figura 3.8 Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2018.....	100
Figura 3.9 Causas de desconexión de SLI del alimentador de Cachimayo: CA-01, de 2018.....	102
Figura 3.10 Cantidad de interrupciones por meses del AMT: CA-01 de 2016.....	104
Figura 3.11 Cantidad de interrupciones por meses del AMT: CA-01 de 2017.....	106
Figura 3.12 Cantidad de interrupciones por meses del AMT: CA-01 de 2018.....	108
Figura 3.13 Duración de interrupciones del alimentador de Cachimayo: CA-01 por descargas atmosféricas de 2016.....	109
Figura 3.14 Duración de interrupciones del alimentador de Cachimayo: CA-01 por descargas atmosféricas de 2017	109
Figura 3.15 Duración de interrupciones del alimentador de Cachimayo: CA-01 por descargas atmosféricas de 2018.....	110
Figura 3.16 Indicador de calidad de suministro de SAIFI y SAIDI.....	111
Figura 3.17 Indicadores de calidad de suministro del 2016.....	113
Figura 3.18 Indicadores de calidad de suministro del 2017.....	114
Figura 3.19 Indicadores de calidad de suministro del año 2018	116
Figura 4.1 Tipo de armado AT1 y el ángulo de apantallamiento con cable de guarda.....	136
Figura 4.2 Tipo de armado AT1 y sin cable de guarda.....	141
Figura 5.1 Diagrama de funcionamiento de ATPDraw.....	160
Figura 5.2 Componente de LCC (Line/Cable Data)	162
Figura 5.3 Características eléctricas de los conductores de la línea.....	163
Figura 5.4 Características de la estructura de soporte.....	164
Figura 5.5 Representación de un aislador de tipo PIN.....	165
Figura 5.6 Representación de modelamiento de pararrayos	165
Figura 5.7 Representación del sistema de puesta a tierra a través de resistores	166
Figura 5.8 Representación de la descarga atmosférica	167
Figura 5.9 Modelo equivalente de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01	169
Figura 5.10 Modelamiento equivalente en ATP cuando la descarga atmosférica impacta en la fase A.....	170
Figura 5.11 Sobretensión cuando impacta el rayo con 5kA en la fase A.....	171

Figura 5.12 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 5kA.....	171
Figura 5.13 Sobretensión cuando impacta el rayo con 10kA en la fase A.....	172
Figura 5.14 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 10kA.....	172
Figura 5.15 Modelamiento equivalente en ATP con pararrayos existentes cuando la descarga atmosférica impacta en la fase A.....	174
Figura 5.16 Sobretensión cuando impacta el rayo con 10kA en la fase A.....	175
Figura 5.17 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 10kA.....	175
Figura 5.18 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 10kA	176
Figura 5.19 Sobretensión cuando impacta el rayo con 15kA en la fase A.....	177
Figura 5.20 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 15kA.....	177
Figura 5.21 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 15kA	178
Figura 5.22 Sobretensión cuando impacta el rayo con 20kA en la fase A.....	179
Figura 5.23 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 20kA.....	179
Figura 5.24 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 20kA	180
Figura 5.25 Modelamiento equivalente en ATP con implementación de pararrayos cuando la descarga atmosférica impacta en la fase A.....	182
Figura 5.26 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 10kA en la fase A	183
Figura 5.27 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 10kA.....	183
Figura 5.28 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 10kA	184
Figura 5.29 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 15kA en la fase A	185
Figura 5.30 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 15kA.....	185
Figura 5.31 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 15kA	186
Figura 5.32 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 20kA en la fase A	187
Figura 5.33 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 20kA.....	187
Figura 5.34 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 20kA	188
Figura 5.35 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 10kA en la fase A	189
Figura 5.36 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 10kA.....	190
Figura 5.37 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 10kA.....	190
Figura 5.38 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 15kA en la fase A	191
Figura 5.39 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 15kA.....	192
Figura 5.40 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 15kA	192
Figura 5.41 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 20kA en la fase A	193
Figura 5.42 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 20kA.....	194

Figura 5.43 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 20kA	194
Figura 5.44 Modelamiento equivalente en ATP con implementación de cable de guarda cuando la descarga atmosférica impacta en el mismo cable.....	196
Figura 5.45 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 10kA en el cable de guarda	197
Figura 5.46 Corriente en puesta a tierra al impacto del rayo de 10kA en el cable de guarda	197
Figura 5.47 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 15kA en el cable de guarda	198
Figura 5.48 Corriente en puesta a tierra al impacto del rayo de 15kA en cable de guarda.....	199
Figura 5.49 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 20kA en el cable de guarda	200
Figura 5.50 Corriente en puesta a tierra al impacto del rayo de 20kA en cable de guarda.....	200
Figura 5.51 Modelamiento equivalente en ATP con implementación de cable de guarda con bajada de Cu de 35mm ² , cuando la descarga atmosférica impacta en el mismo cable.	202
Figura 5.52 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 10kA en el cable de guarda	203
Figura 5.53 Corriente en puesta a tierra al impacto del rayo de 10kA en cable de guarda.....	203
Figura 5.54 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 15kA en el cable de guarda	204
Figura 5.55 Corriente en puesta a tierra al impacto del rayo de 15kA en cable de guarda.....	205
Figura 5.56 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 20kA en el cable de guarda	206
Figura 5.57 Corriente en puesta a tierra al impacto del rayo de 20kA en cable de guarda.....	206

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Reporte de interrupciones del 2016.....	3
Tabla 1.2 Cantidad y duración de interrupciones por descargas atmosféricas del 2016.....	4
Tabla 1.3 Reporte de interrupciones del 2017.....	4
Tabla 1.4 Cantidad y duración de interrupciones por descargas atmosféricas del 2017.....	5
Tabla 1.5 Reporte de interrupciones del 2018.....	5
Tabla 1.6 Cantidad y duración de interrupciones por descargas atmosféricas del 2018.....	6
Tabla 2.1 Clasificación y formas de onda de las sobretensiones, junto con las formas de ondas normalizadas para ensayos.	22
Tabla 2.2 Coeficientes isocerámicos – Perú.....	28
Tabla 2.3 Niveles de aislamiento normalizados para la gama 1 ($1\text{ kV} < U_m < 245\text{ kV}$)	38
Tabla 2.4 Constantes para el cálculo de la distancia de ruptura.....	54
Tabla 2.5 Niveles de aislamiento (*) normalizados para redes primarias en el Perú.....	68
Tabla 2.6 Nivel de contaminación de aislamiento	72
Tabla 3.1 Características de la línea del Alimentador de Cachimayo: CA-01	84
Tabla 3.2 Tipos de subestaciones de distribución del alimentador de Cachimayo: CA-01	85
Tabla 3.3 Potencia de las subestaciones de distribución del alimentador de Cachimayo: CA-01	85
Tabla 3.4 Subestaciones de Distribución según a su potencia	85
Tabla 3.5 Material de estructuras de las subestaciones de distribución	86
Tabla 3.6 Material y cantidad de estructuras del alimentador de Cachimayo: CA-01.....	87
Tabla 3.7 Tipo y cantidad de estructuras del alimentador de Cachimayo: CA-01.....	87
Tabla 3.8 Datos técnicos de pararrayos de subestación de distribución	88
Tabla 3.9 Datos técnicos de pararrayos de línea	88
Tabla 3.10 Datos técnicos del aislador tipo PIN clase ANSI 56-2	89
Tabla 3.11 Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.....	90
Tabla 3.12 Mediciones de puesta a tierra en el alimentador de Cachimayo: CA-01	90
Tabla 3.13 Valores de línea de fuga y aislamiento por sobretensiones al impulso de rayo	93
Tabla 3.14 Desconexión del AMT y sección de línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.....	94
Tabla 3.15 Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2016	95
Tabla 3.16 Causas de desconexión de SLI del alimentador de Cachimayo: CA-01, de 2016	96
Tabla 3.17 Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2017	97
Tabla 3.18 Causas de desconexión de SLI del alimentador de Cachimayo: CA-01, de 2017	98

Tabla 3.19 Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2018	100
Tabla 3.20 Causas de desconexión de SLI del alimentador de Cachimayo: CA-01, de 2018	101
Tabla 3.21 Cantidad de interrupciones por meses del AMT CA-01 de 2016	102
Tabla 3.22 Cantidad de interrupciones por meses del AMT: CA-01 de 2017	104
Tabla 3.23 Cantidad de interrupciones por meses del AMT: CA-01 de 2018	106
Tabla 3.24 Indicadores de calidad de suministro de los años de 2016, 2017 y 2018.....	111
Tabla 3.25 Indicadores de calidad de suministro del 2016	112
Tabla 3.26 Indicadores de calidad de suministro del 2017	113
Tabla 3.27 Indicadores de calidad de suministro del 2018	115
Tabla 4.1 Datos técnicos garantizados de pararrayos de línea.....	127
Tabla 4.2 Datos técnicos garantizados aislador tipo PIN clase ANSI 56-4	132
Tabla 4.3 Datos técnicos garantizados de aisladores de suspensión – RPP-25.....	132
Tabla 4.4 Datos de consumo de energía del alimentador de Cachimayo:CA-01.....	142
Tabla 4.5 Pliego tarifario del servicio público de electricidad (BT5B)	143
Tabla 4.6 Precio de compra de energía en barra de Cachimayo:CA-01 en 22.9kV.....	143
Tabla 4.7 Análisis de la demanda de consumo de energía del alimentador de Cachimayo: CA-01	144
Tabla 4.8 Metrado y presupuesto con sistema de pararrayos.....	146
Tabla 4.9 Beneficios incrementales por venta de energía en el alimentador de Cachimayo: CA-01	148
Tabla 4.10 Costos incrementales por compra de energía en el alimentador de Cachimayo: CA-01	149
Tabla 4.11 Beneficios netos totales.....	150
Tabla 4.12 Valores de VAN y TIR	150
Tabla 4.13 Metrado y presupuesto con sistema de apantallamiento de cable de guarda	151
Tabla 4.14 Beneficios incrementales por venta de energía en el alimentador de Cachimayo: CA-01	153
Tabla 4.15 Costos incrementales por compra de energía, operación, mantenimiento e impuesto a la renta	154
Tabla 4.16 Beneficios netos	155
Tabla 4.17 Valores de VAN y TIR	155
Tabla 5.1 Datos técnicos de la estructura de soporte de MT de la línea	168
Tabla 5.2 Datos técnicos del conductor de AAAC de 70mm ²	168
Tabla 5.3 Datos técnicos del conductor de ACSR para cable de guarda	169

Tabla 5.4 Resultados de sobretensiones cuando impacta el rayo en la fase A sin pararrayos y sin cable de guarda.....	173
Tabla 5.5 Resultados de sobretensiones cuando impacta el rayo en la fase A con pararrayos existente y sin cable de guarda.....	181
Tabla 5.6 Resultados de sobretensiones al impacto del rayo en la fase A con resistencia de PAT de 142.5Ω.....	189
Tabla 5.7 Resultados de sobretensiones al impacto del rayo en la fase A con resistencia de PAT de 10Ω.....	195
Tabla 5.8 Resultados de sobretensiones al impacto del rayo en el cable de guarda con resistencia de PAT de 10Ω.....	201
Tabla 5.9 Resultados de sobretensiones al impacto del rayo en el cable de guarda con resistencia de PAT de 10Ω.....	207
Tabla 5.10 Resultados comparativos del diagnóstico y alternativa seleccionada con sistema de pararrayos.....	208
Tabla 5.11 Ventajas y desventajas de las alternativas propuestas.....	210

CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES

1.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se presenta el ámbito geográfico, planteamiento del problema, objetivos, justificación del estudio, alcances y limitaciones, antecedentes, hipótesis, variables e indicadores, metodología de investigación, población y muestra y por último la matriz de consistencia.

1.2 ÁMBITO GEOGRÁFICO

El ámbito geográfico que involucra el presente estudio, corresponde al Sub Sistema de Distribución Primaria de Cachimayo en 22.9kV del Alimentador de Media Tensión de CA-01, estrictamente está ubicada entre los distritos de Chinchaypujio, Ancahuasi, Limatambo, Mollepata, Anta, Zurite, Cotabambas, Tambobamba, Coyllurqui, Mara, Huayllati, de las Provincias de Anta, Cotabambas y Grau de las Regiones de Cusco y Apurímac.

El alimentador de Cachimayo: CA-01, se encuentra conectado al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), cuya calificación eléctrica pertenece al sector típico 06.

La altitud con respecto al mar varía entre 3000 a 4500 m.s.n.m.

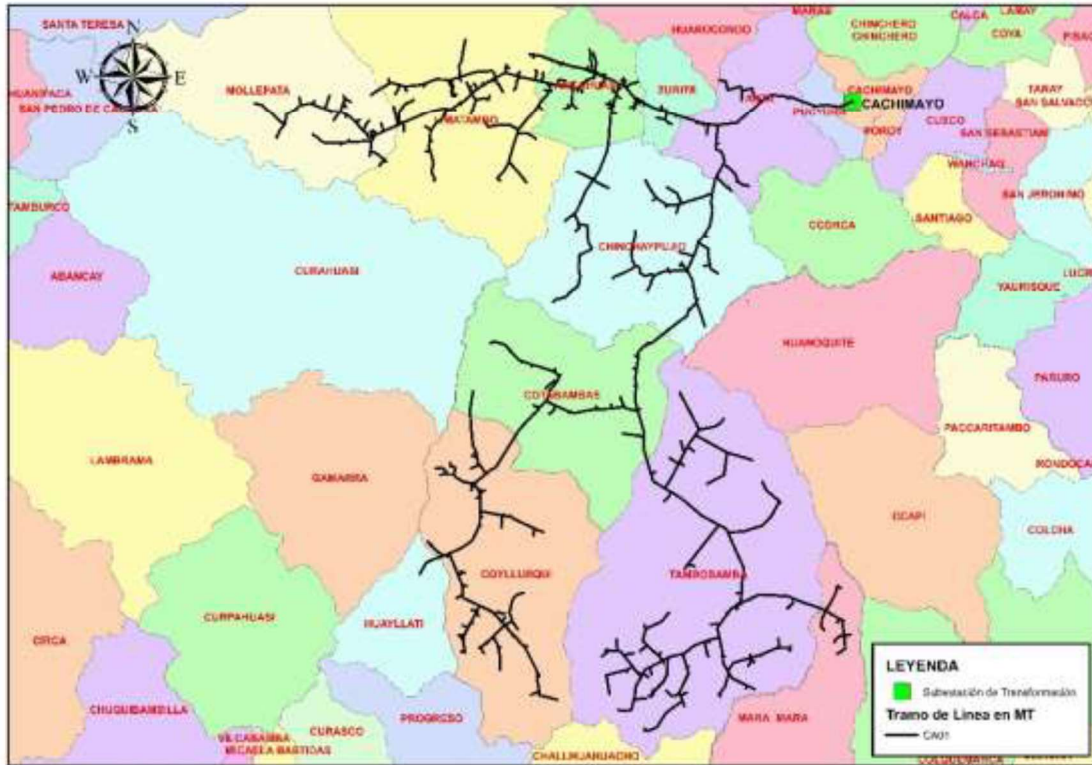


Figura 1.1 Alimentador de Media Tensión de Cachimayo: CA-01

Fuente: Sistema Integrado de Distribución (SID) - Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración propia)

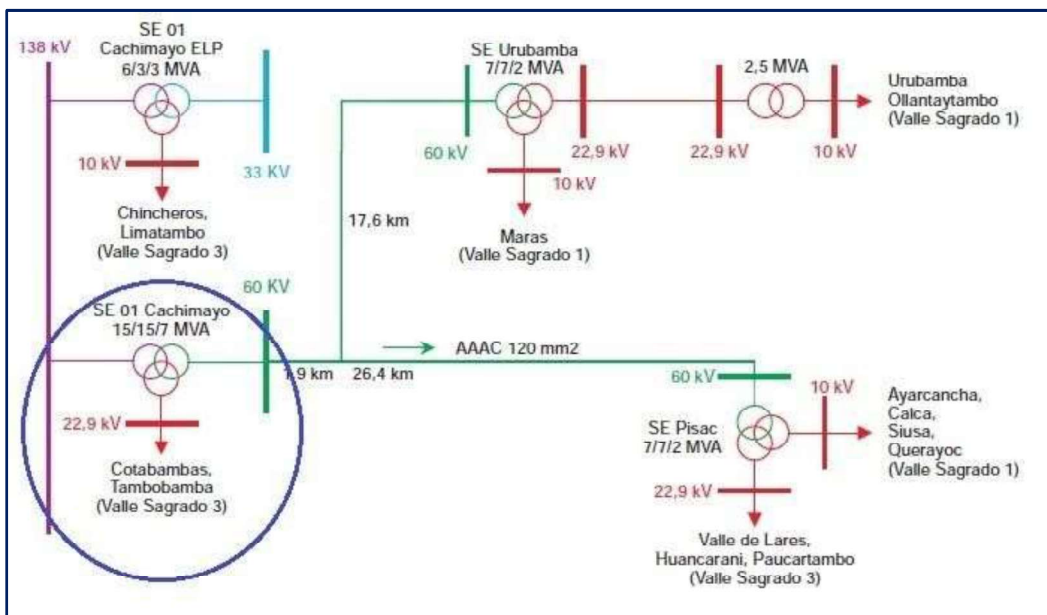


Figura 1.2 Diagrama Unifilar de la Subestación Cachimayo

Fuente: Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración Propia)

1.3 EL PROBLEMA

1.3.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Alimentador de Media Tensión de Cachimayo: CA-01, en 22.9kV, tiene una distancia de línea de 659.500km, esta línea se encuentra expuesta a diversos fenómenos naturales, mostrándose con mayor relevancia las descargas atmosféricas; las cuales ocasionan interrupciones en la red eléctrica, como desconexión de todo el alimentador de Cachimayo: CA-01 o una sección de línea de dicho alimentador a su vez ocasionando deterioro de equipos.

En los siguientes cuadros se muestra el reporte estadístico brindado por parte de la Empresa Concesionaria de Electro Sur Este S.A.A, donde se verifica todas las interrupciones registradas. Se nota claramente una preponderancia de las interrupciones originadas por descargas atmosféricas, pero carecemos de las características de las mismas tanto en magnitud y el tipo de descarga.

Tabla 1.1
Reporte de interrupciones del 2016

Descripción de interrupción	Interrupciones/año	Porcentaje (%)
Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuada)	02	2%
Caída de árbol	01	1%
Caída de conductor de red	02	2%
Contacto accidental con la línea	01	1%
Contacto de red con árbol	01	1%
Contacto de red con edificio	01	1%
Contacto entre conductores	03	3%
Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	09	9%
Descargas atmosféricas	28	28%
Error de maniobra	01	1%
Falla equipo (Transformador, interruptor, etc.)	01	1%
Fuertes vientos	14	14%
Otras, por falla en componentes Sist.	01	1%
Potencia – Aislador	01	1%
Otros, causados por terceros	01	1%
Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	24	24%

Por mantenimientos (Origen propio)	10	10%
Total	100	100%

Fuente: Centro de Control-Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración propia)

En el Tabla 1.1 se muestra el registro de interrupciones, donde el mayor porcentaje de interrupciones del alimentador de Cachimayo: CA-01 del año 2016 son a causa de descargas atmosféricas, con una cantidad de 28%.

Tabla 1.2

Cantidad y duración de interrupciones por descargas atmosféricas del 2016

Duración de interrupciones	(0-20)min	(20-40)min	(40-60)min	(60 a más)min
Cantidad de interrupciones	23	0	0	05

Fuente: Centro de Control-Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración propia)

Tabla 1.3

Reporte de interrupciones del 2017

Descripción de interrupción	Interrupciones/año	Porcentaje (%)
Ajuste inadecuado de la protección – Relé	01	1%
Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuada)	11	7%
Caída de árbol	05	3%
Caída de conductor de red	01	1%
Contacto de red con árbol	09	6%
Contacto entre conductores	01	1%
Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	06	4%
Descargas atmosféricas	55	34%
Error de maniobra	02	1%
Falla empalme de red	02	1%
Fuertes vientos	13	8%
Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	02	1%
Otras, por falla en componentes Sist. Potencia – Aislador	01	1%
Otras, por falla en componentes Sist. Potencia – Cut Out	01	1%
Otros, causados por terceros	02	1%
Por expansión y reforzamientos de redes (Propio)	33	20%
Por mantenimiento (Origen propio)	16	10%
Total	161	100%

Fuente: Centro de Control-Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración propia)

En el Tabla 1.3 se muestra el registro de interrupciones, donde el mayor porcentaje de interrupciones del alimentador de Cachimayo: CA-01 del año 2017 son a causa de descargas atmosféricas, con una cantidad de 34%.

Tabla 1.4

Cantidad y duración de interrupciones por descargas atmosféricas del 2017

Duración de interrupciones	(0-20)min	(20-40)min	(40-60)min	(60 a más)min
Cantidad de interrupciones	44	02	02	07

Fuente: Centro de Control-Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración propia)

Tabla 1.5

Reporte de interrupciones del 2018

Descripción de interrupción	Interrupciones/año	Porcentaje (%)
Caída de árbol	4	1.82%
Caída de conductor de red	1	0.45%
Caída de estructura	1	0.45%
Contacto accidental con la línea	1	0.45%
Contacto de red con árbol	6	2.73%
Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	9	4.09%
Descargas atmosféricas	156	70.91%
Error de maniobra	1	0.45%
Falla equipo - Interruptor	1	0.45%
Falla equipo (transformador, interruptor, etc.)	2	0.91%
Fuertes vientos	15	6.82%
Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	4	1.82%
Otras, por falla en componentes sist. potencia - pararrayos	1	0.45%
Otros fenómenos naturales o ambientales	3	1.36%
Otros, causados por terceros	1	0.45%
Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	3	1.36%
Por mantenimiento (Origen propio)	11	5.00%
Total	220	100%

Fuente: Centro de Control-Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración propia)

En el Tabla 1.5 se muestra el registro de interrupciones, donde el mayor porcentaje de interrupciones del alimentador de Cachimayo: CA-01 del año 2018 son a causa de descargas atmosféricas, con una cantidad de 70.91%.

Tabla 1.6

Cantidad y duración de interrupciones por descargas atmosféricas del 2018

Duración de interrupciones	(0-20)min	(20-40)min	(40-60)min	(60 a más)min
Cantidad de interrupciones	21	04	02	71

Fuente: Centro de Control-Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración propia)

La cantidad de interrupciones a causa de descargas atmosféricas es muy elevada, como se verifica en los cuadros anteriores, por ende, los indicadores de SAIFI de los años de 2016, 2017 y 2018 son: 23.18 int/año, 24.70 int/año y 23.58 int/año respectivamente y SAIDI de los años 2016, 2017 y 2018 son: 51.11 h/año, 55.80 h/año y 46.41 h/año respectivamente, teniendo en cuenta que los valores de tolerancia establecidas por NTCSE son: 16 int/año para SAIFI y 40 h/año para SAIDI, por tanto los indicadores estarían excediendo dichas tolerancias. Por lo cual el presente estudio se enfocará en mejorar la calidad de suministro y reducir las interrupciones.

Actualmente no existe un estudio de mejoramiento de la calidad de suministro y es evidente la deficiencia que sufre este sistema en cuanto a ello se refiere y así poder atenuar el número de interrupciones, para poder mejorar la calidad de suministro de este sistema eléctrico y hacer frente a esos eventos que incurren en pérdidas económicas para la Empresa Concesionaria Electro Sur Este S.A.A por la no venta, sanciones efectuadas por OSINERGMIN y el descontento de los usuarios perjudicados de esta red a los que no se les está brindando un servicio de calidad, en consecuencia es necesario realizar el estudio de mejoramiento de la calidad de suministro.

1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Es posible mejorar la calidad de suministro frente a las sobretensiones de origen atmosférico en el alimentador de Cachimayo: CA-01?

1.3.3 PROBLEMAS ESPECÍFICOS

1. ¿Cuál será la problemática actual del alimentador de Cachimayo: CA-01, frente a las sobretensiones de origen atmosférico?
2. ¿Qué alternativas se pueden proponer para mejorar la operación actual del alimentador de Cachimayo: CA-01, frente a las sobretensiones de origen atmosférico?
3. ¿Qué alternativa permitirá mejorar la calidad de suministro en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, ante las sobretensiones de origen atmosférico?

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Mejorar la calidad de suministro frente a las sobretensiones de origen atmosférico en el alimentador de Cachimayo: CA-01.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Evaluar la operación actual del alimentador de Cachimayo: CA-01, ante las sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas en la zona de estudio.
2. Analizar las diferentes alternativas de solución que permita mejorar la operación actual del alimentador de Cachimayo: CA-01, frente a las sobretensiones de origen atmosférico.
3. Proponer la alternativa seleccionada para mejorar la calidad de suministro en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, frente a las sobretensiones de origen atmosférico.

1.5 JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

Es necesario realizar el presente estudio con el objetivo de mejorar la calidad de suministro en el alimentador de Cachimayo: CA-01, ya que estas continuas interrupciones en la línea causadas

por los fenómenos naturales ocasionan muchos problemas y es muy importante que se brinde una continuidad de servicio.

1.5.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICO

La empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. debería brindar un servicio de energía eléctrica que sea de calidad, continuo, confiable y adecuado, por tanto, debería contar con un sistema de coordinación de aislamiento en el trayecto de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, y así para poder responder positivamente ante cualquier falla ocasionada en la red.

También en cuanto a los indicadores de SAIFI y SAIDI estarían incrementándose, por lo cual el presente estudio es recomendable para reducir las constantes salidas del servicio eléctrico y de la misma manera reducir los indicadores.

1.5.2 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICO

Es necesario realizar el presente estudio, ya que las continuas interrupciones en la línea causada por los fenómenos naturales en la zona, ocasionan penalizaciones y multas por el OSINERGMIN, también no solo por las sanciones que realiza OSINERGMIN por el incumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE), sino también por las pérdidas económicas que sufre la Empresa concesionaria por dejar de vender energía por las salidas del alimentador de Cachimayo: CA-01 o sección de línea del alimentador a causa de interrupciones, los usuarios también son afectados económicamente por las paralizaciones prolongadas de sus actividades económicas por causa de dicha interrupción.

Si continúa esta problemática en el alimentador de Cachimayo: CA-01, las multas por parte de OSINERGMIN seguirán afectando económicamente a la Empresa Concesionaria Electro Sur Este.S.A.A.

1.5.3 JUSTIFICACIÓN SOCIAL

Las interrupciones continuas no programadas ocasionan molestias a las poblaciones de la zona, fabricas, talleres, etc.

Por otro lado, también pueden atentar la integridad física de las personas de la zona, por ejemplo, por el desprendimiento de los conductores que es eminentemente riesgoso para las personas ya que estos pueden entrar en contacto directo con las personas, que posiblemente pueden causar una muerte o quemaduras de tercer grado.

Si estas interrupciones no programadas continúan, las protestas de los usuarios seguirán incrementando en perjuicio del prestigio de la Empresa Concesionaria.

1.5.4 JUSTIFICACIÓN ACADÉMICO

El conocimiento del funcionamiento de las redes eléctricas, el comportamiento de sus accesorios y las simulaciones de los distintos tipos de escenarios que se producen en la red, permitirá la adopción de medidas y soluciones que se aplicaran desde el diseño inicial, pasando por la instalación, operación y el mantenimiento de las instalaciones.

1.6 ALCANCES Y LIMITACIONES

1.6.1 ALCANCES

El presente estudio de mejoramiento de calidad de suministro en el alimentador de Cachimayo: CA-01, se enfoca fundamentalmente en las fallas de origen atmosférico.

1.6.2 LIMITACIONES

El estudio se enmarca, en el nivel de tensión de operación del sistema (22.9 kV), que se tendrá en cuenta dicha tensión para las simulaciones en ATPDraw.

El presente estudio abarca solo el alimentador de media tensión de Cachimayo: CA-01.

El estudio es netamente coordinación de aislamiento frente a las sobretensiones de origen atmosférico.

1.7 MARCO TEÓRICO

1.7.1 ANTECEDENTES

- ‘Evaluación y propuesta de mejoramiento de la coordinación de aislamiento en el alimentador Combapata, Yanaoca y Acomayo (CO-03)’, Elaborado por los Bachilleres. Juan C. Ccallo C. y Mario A. Jimenes E. Para optar al Título Profesional de Ingeniero Electricista de la FIEEIM de la UNSAAC. Con la siguiente conclusión: El nivel de aislamiento de los componentes de la línea de una altura de 4000 m.s.n.m. es de 170kV (BIL) Implementar la coordinación de aislamiento del alimentador Combapata, Yanaoca y Acomayo (C0-03) con pararrayos en las tres fases de la línea; esto requiere la instalación de pararrayos de 24kV, BIL 170kV; 56-4 y sistemas de puesta a tierra con una resistencia por debajo de los 20 Ohm. Técnica y económicamente, la alternativa con sistema de Pararrayos y Cuernos de Arqueo, es la más viable, debido a que no implica mayor inversión. Del análisis realizado mediante teorías matemáticas y el programa ATP, a través de las simulaciones, se determina que la mejor opción técnica que tiene los índices de flameo más bajos para reducir las interrupciones, es la implementación con Cable de Guarda.
- ‘Estudio de coordinación de aislamiento del sub sistema de distribución primaria de Huaro en 22.9kV, (SSDP HU-04)’, Elaborado por los Bachilleres. Marco Antonio Quejia Chaiña y Buenaventura Tinco Cutipa. Para optar al Título Profesional de Ingeniero Electricista de la FIEEIM de la UNSAAC. Con las siguientes conclusiones. 1).- El estudio de protección de las líneas con pararrayos autovalvulares a través de ATPDRAW, demuestra que en sistemas sin apantallar una distancia de separación de 2000 m es suficiente para proteger al sistema, mientras que en líneas con cable de guarda la distancia protectora más efectiva entre pararrayos alcanza los 4000 m. 2).- La propuesta de implementación con pararrayos en las tres fases de

la línea a 4500msnm; es otra alternativa técnica que requiere la instalación de pararrayos de 24kV para una IR= 10kA, BIL 170kV, aisladores de 56-4 y sistema de puesta a tierra con una resistencia menor a 10 Ohms, donde también se tendrá un apantallamiento adecuado.

- ‘Manual de operación y mantenimiento de la red eléctrica en media tensión de ciudad universitaria UNAM.’ Elaborado por los bachilleres López Ramírez Julio César y Neria Martínez Adolfo Jonathan. para optar título de ingeniero electricista – UNAM, con la siguiente conclusión: Las instalaciones eléctricas en la actualidad, crecen a un ritmo muy acelerado, así como en varios ámbitos de la vida diaria el ahorro de tiempo es tan importante como el de recursos. Las necesidades propias de una instalación hacen que por momentos se detenga todo el proceso óseo el proceso que constituye desde el momento en que se piensa en la instalación, los días en que se hace el diseño tanto eléctrico como civil, hidráulico, etc., los días en que inicia la obra civil y, en conjunto con el eléctrico, el hidráulico, etc. trabajan juntos, los días en los que se realiza la instalación, y por último el momento en que ya como unidad que funciona. Es en esos momentos cuando se enciende un foco, cuando en presencia de una falla los equipos y la instalación no sufren daño alguno, cuando el funcionamiento es continuo y óptimo, cuando se evitan accidentes y daños a los trabajadores, etc., es en esos momentos en que todos estos días son valorados, quizás no de modo directo, pero ahí está, ahí se refleja por principio un buen diseño de la red eléctrica.

1.7.2 BASE LEGAL

1.7.2.1 NORMAS

- Ley N° 25844 – “Ley de Concesiones Eléctricas”.
- Decreto supremo N° 020-97-EM “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”.

- Resolución N° 616-2008-OS/CD “Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- Norma Técnica Peruana NTP370.053 1999 Seguridad eléctrica – Sistemas de Puesta a Tierra.
- RD.018.2003 EM/DGE Bases para diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- R.D. N°.018-EM/DGE. Norma de procedimiento para la elaboración de proyectos y ejecución de obras en sistemas de distribución y sistemas de utilización en media tensión en zonas de concesión de distribución.
- Resolución N° 074-2004-OS/CD ‘Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctrico’.
- IEEE Std 1410-2004 Guide Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines.
- IEEE Std 1313.2-1999 Guide for application of Insulation Coordination.

1.8 HIPÓTESIS

1.8.1 HIPÓTESIS GENERAL

El presente estudio permitirá mejorar la calidad de suministro frente a las sobretensiones de origen atmosférico en el alimentador de Cachimayo: CA-01.

1.8.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICO

1. El diagnóstico de la operación actual del alimentador de Cachimayo: CA-01, nos mostrará la problemática actual del sistema.

2. La evaluación de las alternativas de solución permitirá resolver la situación actual de operación del alimentador de Cachimayo: CA-01, ante las fallas por sobretensiones de origen atmosférico en la red.
3. Con la alternativa seleccionada permitirá mejorar la calidad de suministro en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, frente a las sobretensiones de origen atmosférico.

1.9 VARIABLES E INDICADORES

Variable Independiente	Dimensiones	Indicadores
Sobretensiones de origen atmosférico	Características de las descargas atmosféricas (Rayo)	<ul style="list-style-type: none"> • Amplitud de corriente de rayo (kA) • Forma de onda de corriente del rayo
	Efecto de las descargas atmosféricas en la red	<ul style="list-style-type: none"> • Tensión máxima del rayo (kV).
Variable Dependiente	Dimensión	Indicadores
Calidad de suministro	Indicadores de performance	<ul style="list-style-type: none"> • SAIFI: Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado.
		<ul style="list-style-type: none"> • SAIDI: Tiempo Total Promedio de interrupción por usuario en un periodo determinado.

1.10 METODOLOGÍA

1.10.1 CARACTERÍSTICAS DE LA INVESTIGACIÓN

1.10.1.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación está enmarcada en el enfoque **CUANTITATIVO (Aplicada)**, porque está dirigido a comprender las problemáticas que se encuentra en la red del alimentador de Cachimayo: CA-01, a causa de las interrupciones que ocasionan los fenómenos naturales y es de clase prospectiva porque busca resolver un problema mediante una alternativa de solución para la operación actual de la red en cuanto a las interrupciones.

1.10.1.2 NIVEL DE INVESTIGACIÓN

El nivel de investigación es **DESCRIPTIVO-EXPLICATIVO**: porque da a conocer la problemática que se encuentra en la zona del estudio, y se busca el **por qué** las causas que ocasionan y las consecuencias que se tiene y también se da conocer la estadística de interrupciones por los fenómenos naturales que ocasiona salidas del alimentador de Cachimayo: CA-01 o sección de línea del alimentador.

También es **PROPOSITIVO** porque se plantea una propuesta de solución.

1.10.1.3 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

De acuerdo a la bibliografía existente, el presente estudio combina métodos **INDUCTIVO y DEDUCTIVO**, es decir emplea el método **mixto** por la relación entre dichos métodos, pues se parte de eventos particulares que caracterizan la realidad del sistema eléctrico en estudio, las cuales permiten establecer o inducir generalidades respecto a los efectos y consecuencias, y con esta base previa y con referencia a los conocimiento teóricos, en este caso, como las interrupciones que ocurren en el alimentador de Cachimayo: CA-01, si no son despejadas adecuadamente pueden

generar problemas en la calidad de suministro, es en este punto en que el que se deduce la correlación de causalidad.

1.10.1.4 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

El diseño de investigación se utilizará la técnica **NO EXPERIMENTAL** ya que no se manipularán las variables de ningún equipo porque se realizará simulación.

1.10.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población del presente trabajo de investigación está conformada por el Alimentador de Media Tensión de Cachimayo: CA-01. Que corresponde a la Empresa Concesionaria Electro Sur Este S.A.A.

Se tomará como muestra: el registro de interrupciones del año 2016, 2017 y 2018 del Alimentador de Media Tensión de Cachimayo: CA-01, El número de Subestaciones de Distribución y así los Equipos de Protección.

1.10.3 TÉCNICAS Y RECOLECCIÓN DE DATOS

La recolección de datos se tomará el registro y reporte de interrupciones del alimentador de Cachimayo: CA-01 de la Empresa Concesionaria Electro Sur Este S.A.A. y las características de la red de la zona del estudio.

También recolección de bibliografías, tanto las normas, etc.

1.10.4 PROCESAMIENTO DE DATOS

Para una mejor evaluación y análisis de la problemática anteriormente descrita se hará clasificación y organización de datos adecuado a través del uso de herramientas informáticas.

- Software ATP Draw 5.7
- Office 2016 (Word, Excel, Power Point).
- ArcGIS 10.3

- AutoCAD

1.10.4.1 ANÁLISIS DE DATOS

Después de ser procesado los datos e información se procederá a realizar análisis utilizando conocimientos de diseños de ingeniería, estadística, normatividad, matemática.

El análisis y evaluación se realizará mediante la simulación en ATPDraw.

I.11 MATRIZ DE CONSISTENCIA

TÍTULO: "MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO FRENTE A LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO EN EL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01. CUSCO 2018."		CONCLUSIONES	
PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	HIPÓTESIS GENERAL
<p>FORMULACIÓN DEL PROBLEMA</p> <p>¿Es posible mejorar la calidad de suministro frente a las sobretensiones de origen atmosférico en el alimentador de Cachimayo: CA-01?</p> <p>PROBLEMAS ESPECÍFICOS</p> <ol style="list-style-type: none"> ¿Cuál será la problemática actual del alimentador de Cachimayo: CA-01, frente a las sobretensiones de origen atmosférico? ¿Qué alternativas se pueden proponer para mejorar la operación actual del alimentador de Cachimayo: CA-01, frente a las sobretensiones de origen atmosférico? ¿Qué alternativa permitirá mejorar la calidad de suministro en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, ante las sobretensiones de origen atmosférico? 	<p>OBJETIVO GENERAL</p> <p>Mejorar la calidad de suministro frente a las Sobretensiones de origen atmosférico en el alimentador de Cachimayo: CA-01.</p> <p>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</p> <ol style="list-style-type: none"> Evaluar la operación actual del alimentador de Cachimayo: CA-01, ante las sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas en la zona de estudio. Analizar las diferentes alternativas de solución que permita mejorar la operación actual del alimentador de Cachimayo: CA-01, frente a las sobretensiones de origen atmosférico. Proponer la alternativa seleccionada para mejorar la calidad de suministro en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, frente a las sobretensiones de origen atmosférico. 	<p>HIPÓTESIS GENERAL</p> <p>El presente estudio permitirá mejorar la calidad de suministro en el alimentador de Cachimayo: CA-01.</p> <p>HIPÓTESIS ESPECÍFICAS</p> <ol style="list-style-type: none"> El diagnóstico de la operación actual del alimentador de Cachimayo: CA-01, nos mostrará la problemática actual del sistema. La evaluación de las alternativas de solución permitirá resolver la situación actual de operación del alimentador de Cachimayo: CA-01, ante las fallas por sobretensiones de origen atmosférico en la red. Con la alternativa seleccionada permitirá mejorar la calidad de suministro en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, frente a las sobretensiones de origen atmosférico. 	<p>1. Con la implementación de la propuesta de sistema de pararrayos (Alternativa 01), se obtiene una adecuada coordinación de aislamiento, con ello se logra reducir las interrupciones y mejorando la calidad de suministro frente a las sobretensiones de origen atmosférico. Esta alternativa también económicamente es viable con bajo monto de inversión y periodo de recuperación de 03 años (Ver Tabla 4.12).</p> <p>2. Con respecto a la evaluación operativa actual del alimentador de Cachimayo: CA-01 se concluye.</p> <p>En la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, se tiene instalado pararrayos de línea y de subestación que cuentan con un BIL de 125kV (Ver Tablas 3.8 y 3.9), de la misma manera cuenta con aisladores de porcelana de tipo PIN clase ANSI 56-2 (Ver Tabla 3.10) con tramos en altura que superan los 4000 m.s.n.m, las que son de nivel de aislamiento insuficiente e inadecuadas, por tanto, no garantiza un buen aislamiento frente a las sobretensiones de origen atmosférico.</p> <p>La resistencia de PAT actual tiene un valor máximo de 319 Ohm y mínimo de 30 Ohm las cuales no son recomendables según al CNE-Sumministro (Ver Tabla 3.12)</p> <p>Los indicadores de calidad de suministro de SAIFI y SAIDI del alimentador de Cachimayo: CA-01, superan las tolerancias establecidas según a la NTCSE (Ver Tabla 3.24).</p> <p>3. Con respecto a las alternativas de solución para el estudio se concluye.</p> <p>La propuesta de implementación de pararrayos en la línea, requiere equipos con tensión nominal de 27kV, corriente nominal de descarga de 10kA, línea de fuga de 112.5mm como mínimo, BIL de 250kV; aisladores de porcelana de tipo PIN de clase ANSI 56-2 que cuenta con una longitud de línea de fuga de 686mm y resistencias de PAT menores a 25 Ohm, donde la línea tendrá una buena coordinación de aislamiento frente a las sobretensiones de origen atmosférico.</p> <p>La propuesta de apantallamiento con cable de guarda en la línea, según el modelo electrogeométrico, se obtuvo un radio de protección que es mayor a la distancia de descarga crítica (11.30m > 8.17m), por ende, el impacto del rayo caerá en el cable de guarda, por tanto, todas las fases de la línea estarán protegidas, en conclusión, tendrá un apantallamiento adecuado. Según el método probabilístico con cable de guarda se obtiene 0.09 salidas/descargas/año en una línea de 100km y sin cable de guarda de 24.97 salidas/descargas/año en una línea de 100km, la diferencia de salidas es notoria, finalmente con cable de guarda se reduce las interrupciones.</p> <p>Según al título 4.5, se concluye que ambas alternativas son económicamente rentables, con la diferencia de que la implementación con sistema de cable de guarda requiere el doble monto de inversión y periodo de recuperación, en comparación a la implementación de sistema de pararrayos.</p> <p>4. Con respecto a la simulación de propuestas de las alternativas en ATP se concluye.</p> <p>El modelamiento de la línea con la implementación de alternativas de solución fue simulado con los datos obtenidos mediante el cálculo, para un impacto de rayo en la fase A y en cable de guarda con corriente de 10kA, 15kA y 20kA.</p> <p>Con la implementación de sistema de pararrayos (Alternativa 01), cuando el rayo impacta en la fase A, se obtiene las sobretensiones no peligrosas, donde se verifica que no se produce contorno de aisladores, lo cual la línea trabajará correctamente evitando las continuas salidas del alimentador, reduciendo las interrupciones y los indicadores de calidad de suministro (SAIFI y SAIDI). Del mismo modo, con apantallamiento de cable de guarda (Alternativa 02), se verifica que, si se produce contorno de aisladores en las fases "A" y "C" cuando el rayo impacta en el cable de guarda con corrientes mayores a 15kA, esto sucede cuando la implementación no cuenta con bajada de Cu a tierra en cada estructura.</p>
<p>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</p> <p>El Alimentador de Media Tensión de Cachimayo: CA-01, en 22.9kV, tiene una distancia de línea de 659,500km, esta línea se encuentra expuesta a diversos fenómenos naturales, mostrándose con mayor relevancia las descargas atmosféricas, las cuales ocasionan interrupciones en la red eléctrica, como desconexión de todo el alimentador de Cachimayo: CA-01 o una sección de línea de dicho alimentador a su vez ocasionando deterioro de equipos.</p> <p>La cantidad de interrupciones a causa de descargas atmosféricas es muy elevada, como se verifica en los cuadros anteriores, por ende, los indicadores de SAIFI de los años de 2016, 2017 y 2018 son: 23.18 int/año, 23.70 int/año y 23.58 int/año respectivamente y SAIDI de los años 2016, 2017 y 2018 son: 51.11 h/año, 55.80 h/año y 46.41 h/año respectivamente, teniendo en cuenta que los valores de tolerancia establecidos por NTCSE son: 16 int/año para SAIFI y 40 h/año para SAIDI, por tanto los indicadores estarían excediendo dichas tolerancias, por lo cual el presente estudio se enfocará en mejorar la calidad de suministro y reducir las interrupciones.</p> <p>Actualmente no existe un estudio de mejoramiento de la calidad de suministro y es evidente la deficiencia que sufre este sistema en cuanto a ello se refiere y así poder atenuar el número de interrupciones, para poder mejorar la calidad de suministro de este sistema eléctrico y hacer frente a esos eventos que incurrir en pérdidas económicas para la Empresa Concesionaria Electro Sur Este S.A.A por la no venta, sanciones efectuadas por OSINERGMIN y el descontento de los usuarios perjudicados de esta red a los que no se les está brindando un servicio de calidad, en consecuencia es necesario realizar el estudio de mejoramiento de la calidad de suministro.</p>	<p>JUSTIFICACIÓN TÉCNICO. - La empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. debería brindar un servicio de energía eléctrica que sea de calidad, continuo, confiable y adecuado, por tanto, debería contar con un sistema de coordinación de aislamiento en el trayecto de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, y así para poder responder positivamente ante cualquier falla ocasionada en la red.</p> <p>También en cuanto a los indicadores de SAIFI y SAIDI estarían incrementándose, por lo cual el presente estudio es recomendable para reducir las constantes salidas del servicio eléctrico y de la misma manera reducir los indicadores.</p> <p>JUSTIFICACIÓN ECONÓMICO.- Es necesario realizar el presente estudio, ya que las continuas interrupciones en la línea causada por los fenómenos naturales en la zona, ocasionan penalizaciones y multas por el OSINERGMIN, también no solo por las sanciones que realiza OSINERGMIN por el incumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE), sino también por las pérdidas económicas que sufre la Empresa concesionaria por dejar de vender energía por las salidas del alimentador de Cachimayo: CA-01 o sección de línea del alimentador a causa de interrupciones, los usuarios también son afectados económicamente por las paralizaciones prolongadas de sus actividades económicas por causa de dicha interrupción. Si continúa esta problemática en el alimentador de Cachimayo: CA-01, las multas por parte de OSINERGMIN seguirán afectando económicamente a la Empresa Concesionaria Electro Sur Este S.A.A.</p> <p>JUSTIFICACIÓN SOCIAL. - Las interrupciones continuas no programadas ocasionan molestias a las poblaciones de la zona, fábricas, talleres etc. Por otro lado, también pueden atentar la integridad física de las personas de la zona, por ejemplo, por el desprendimiento de los conductores que es eminentemente riesgoso para las personas ya que estos pueden entrar en contacto directo con las personas, que posiblemente pueden causar una muerte o quemaduras de tercer grado.</p> <p>Si estas interrupciones no programadas continúan, las protestas de los usuarios seguirán incrementando en perjuicio del prestigio de la Empresa Concesionaria.</p> <p>JUSTIFICACIÓN ACADÉMICO. - El conocimiento del funcionamiento de las redes eléctricas, el comportamiento de sus accesorios y las simulaciones de los distintos tipos de escenarios que se producen en la red, permitirá la adopción de medidas y soluciones que se aplicarán desde el diseño inicial, pasando por la instalación, operación y el mantenimiento de las instalaciones.</p>	<p>VARIABLE INDEPENDIENTE</p> <p>Sobretensiones de origen atmosférico</p> <p>VARIABLE DEPENDIENTE</p> <p>Calidad de suministro</p> <p>INDICADORES</p> <ul style="list-style-type: none"> Amplitud de corriente de rayo (A) y tensión máxima del rayo (kV) SAIFI: Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado. SAIDI: Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado. <p>ALCANCES</p> <p>El presente estudio de mejoramiento de calidad de suministro en el alimentador de Cachimayo: CA-01, se enfoca fundamentalmente en las fallas de origen atmosférico.</p> <p>LIMITACIONES</p> <p>El estudio se enmarca, en el nivel de tensión de operación del sistema (22.9 kV), que se tendrá en cuenta dicha tensión para las simulaciones en ATPDraw.</p> <p>El presente estudio abarca solo el alimentador de media tensión de Cachimayo: CA-01.</p> <p>El estudio es netamente coordinación de aislamiento frente a las sobretensiones de origen atmosférico.</p>	<p>METODOLOGÍA</p> <p>CARACTERÍSTICAS DE LA INVESTIGACIÓN</p> <p>La presente investigación está enmarcada en el enfoque CUANTITATIVO (Aplicada).</p> <p>NIVEL DE INVESTIGACIÓN</p> <p>El nivel de investigación es DESCRIPTIVO- EXPLICATIVO.</p> <p>MÉTODO DE INVESTIGACIÓN</p> <p>El presente estudio combina métodos INDUCTIVO Y DEDUCTIVO.</p> <p>DISEÑO DE INVESTIGACIÓN</p> <p>El diseño de investigación se utilizará la técnica NO EXPERIMENTAL ya que no se manipularán las variables de ningún equipo por que se realizará simulación.</p>

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 INTRODUCCIÓN

El marco teórico del presente estudio está enmarcado en los criterios y propuestas para la coordinación de los aislamientos del “Procedimiento de ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN” del COES el cual está basado principalmente en la norma IEC 60071-1 y 60071-2 que es su guía de aplicación, así como también documentos, trabajos técnicos publicados por la CIGRE, diferentes normativas internacionales, tesis publicados por diferentes universidades y artículos científicos de la IEEE, IEC,

También de la Resolución N°.074-2004-OS/CD ‘Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctrico’

Se toca conceptos fundamentales entre los que se encuentra la coordinación de aislamiento, sobretensiones atmosféricas, calidad de suministro, nivel de aislamiento, propagación de ondas en la red eléctrica, equipos de protección y la evaluación económica.

2.2 SOBRETENSIONES

Según (Norma IEC 60071-1, 1993), se califica como sobretensión toda tensión en función del tiempo entre un conductor de fase y tierra o entre dos conductores de fase, cuyo valor o valores de cresta sobrepasan el valor de ésta, correspondiente a la tensión más elevada del material que se considera.

Para sobretensiones entre fases.

$$U_m \sqrt{2} \quad (2.1)$$

Para sobretensiones entre fase y tierra

$$U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad (2.2)$$

Donde:

$$U_m = \text{Tensión eficaz del sistema (kV)}$$

2.2.1 ORIGEN DE SOBRETENSIONES

Los orígenes de las sobretensiones se distinguen de la siguiente manera:

- a. Las sobretensiones de origen externo, es decir debidas a causas ajenas al sistema. Son originadas principalmente por el impacto de un rayo y son conocidas también como sobretensiones atmosféricas.
- b. Las sobretensiones de origen interno. Son causadas en el propio sistema, y se dividen a su vez en sobretensiones temporales y de maniobra. Estas sobretensiones son causadas por operaciones de cierre y apertura de interruptores o seccionadores, lo que en general provoca un proceso transitorio que puede terminar originando no sólo sobretensiones sino también sobre intensidades.

2.2.2 DURACIÓN DE SOBRETENSIONES

La tensión destructiva depende en especial de la duración del evento sobre el dieléctrico, por tanto, su clasificación depende también de la duración y características de las sobretensiones:

- a. Sobretensiones permanentes es la tensión que se produce a la frecuencia de la red, considerada como que tiene un valor eficaz constante aplicada permanentemente a cualquier par de bornes de una configuración de aislamiento, teniendo duración en segundos a más.
- b. Sobretensiones temporales a la frecuencia de servicio que duran desde las decenas de milisegundos a segundos, incluso varias horas; estas sobretensiones pueden contener algunas armónicas de la frecuencia de servicio. En el caso particular de rechazo de carga, las sobre temporales o también llamadas sobretensiones sostenidas viene a aparecer posterior al transitorio.

- c. Sobretensiones transitorias, repetitivas o no, cuya duración es del orden de los milisegundos. Estas son las sobretensiones de maniobras (de disyuntores) y sobretensiones ocasionadas por rayos (que caen sobre la línea, subestación o proximidad).

2.2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES

En la actualidad el cálculo de sobretensiones se realiza generalmente con ordenador. Existen varias razones por las que la simulación digital puede ser necesaria: el tamaño de la red a simular, la complejidad de los modelos matemáticos que se han de emplear, la precisión que se puede conseguir en cálculos por ordenador, y el ahorro que puede suponer un cálculo preciso y riguroso de sobretensiones.

La primera clasificación de las sobretensiones se basa en el origen, ya que la causa puede ser interna o externa a la red.

Las sobretensiones de origen interno son causadas por el propio sistema (dispositivos de desconexión de la red eléctrica), rechazo de carga en el extremo alejado de la línea, a su vez se dividen en sobretensiones temporales y de maniobra.

Las sobretensiones de origen externo se deben al impacto del rayo en forma directa o indirectamente a la línea;

Sobretensiones Transitorias: Según a la (Norma IEC 60071-1, 1993), es una sobretensión de corta duración, que no sobrepasa de unos milisegundos, oscilatoria o no, generalmente fuertemente amortiguada.

Las sobretensiones transitorias según a la (Norma IEC 60071-1, 1993) se clasifican de la siguiente manera.

- a. Sobretensiones de frente lento. - Son generalmente originadas por maniobras, tienen una corta duración (pocos milisegundos) y se presentan con una gama de frecuencias que varía entre 2 y 20 kHz.
- b. Sobretensiones de frente rápido. - Son generalmente causadas por el rayo, son de duración muy corta y de amplitud muy superior a la tensión de cresta nominal.
- c. Sobretensiones de frente muy rápido. - Se originan generalmente con faltas y maniobras en subestaciones de SF₆, su duración es de pocos microsegundos, y su frecuencia es generalmente superior a 1 MHz.

La Figura 2.1 presenta un gráfico comparativo de las amplitudes presuntas y duración de los distintos tipos de sobretensiones.

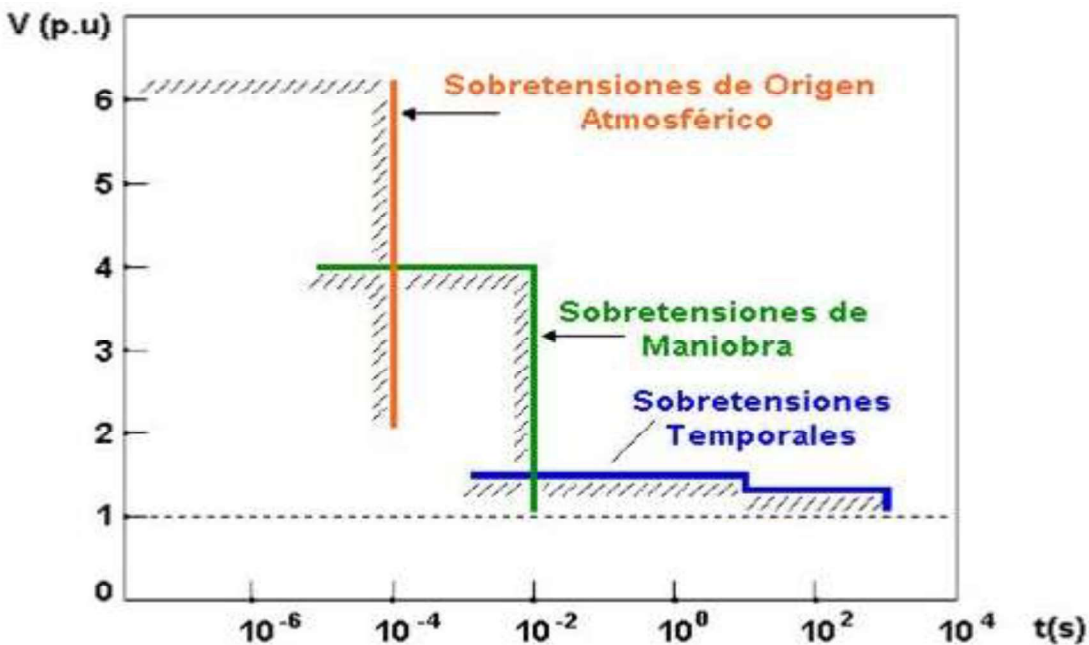


Figura 2.1 Amplitud y duración de los distintos tipos de sobretensiones.

Fuente: Informe COES, Anexo – Criterios y propuestas para la coordinación de aislamiento.

Según (Norma IEC 60071-1, 1993), se verifica la siguiente Tabla 2.1, donde se muestra la clasificación, formas de onda y características generales de las sobretensiones, conjuntamente con la forma de onda normalizada de la tensión de ensayo para cada una de ellas.

Tabla 2.1

Clasificación y formas de onda de las sobretensiones, junto con las formas de ondas normalizadas para ensayos.

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

*) A especificar por el comité de producto concerniente.

Fuente: (Norma IEC 60071-1, 1993), Coordinación de Aislamiento, parte 1: Definiciones, principios y reglas

2.3 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Las descargas atmosféricas son mejor conocidas para nosotros como los rayos, relámpagos o tormentas eléctricas, son algo muy común durante los periodos de avenida, para la humanidad ha sido siempre algo que representa poder, como en Grecia representa la preciada arma del dios Zeus el cual era usado contra los mortales que no hicieron su voluntad.

Con el pasar de los años aparecieron personas que no tenían este tipo de creencias, al contrario, tenían cierta curiosidad acerca de demostrar de una manera de demostrar lógica del por qué se producían este tipo de fenómenos. Puede decirse que la primera persona conocida en hacer experimentos con dichas descargas atmosféricas fue Benjamín Franklin, después de eso los avances tecnológicos y los grandes científicos nos dan a conocer la manera real de cómo se produce este fenómeno.

Este tipo de descargas se denominan a las cuales se producen entre nube y nube o entre nube y tierra, la principal característica de estas descargas son los enormes valores de voltajes que involucran estas y por la corta duración de las mismas.

La formación de los rayos puede ser explicada a continuación:

La atmosfera está compuesta tanto de iones positivos como negativos, debido a la interacción con el aire y la tierra la nube se puede cargar.

2.3.1 DESCRIPCIÓN DEL FENÓMENO RAYO (TEORÍA DE SCHONLAND)

Una de las teorías más aceptadas para explicar la formación de la descarga nube - tierra, es la de “Schonland”, según la cual el ciclo de la nube de tormenta (nubes tipo cumulus-nimbus) y la consecuente descarga eléctrica denominada rayo, se puede resumir en las siguientes etapas: (Hurtado Vilca, 2016)

- a) Las cargas eléctricas en la nube se encuentran distribuidas en forma no homogénea, existiendo concentraciones desiguales de carga en el seno de la misma.
- b) Una vez que el gradiente eléctrico sobrepasa el valor crítico, comienza a ocurrir pequeñas descargas en el seno de la nube. Estas en virtud de la ionización por choque en el aire, van degenerando en formas de avalancha, denominada descarga piloto, la cual, según lo medido, avanza a una velocidad promedio de 150 km/s (aproximadamente 1/20 de la velocidad de la luz).
- c) La rama de la descarga piloto logra imponerse en su crecimiento hacia la tierra, viéndose acompañada de pequeños puntos luminosos, son los característicos de las denominadas “Descargas Escalonadas”. Durante este proceso, la luminosidad es baja y la corriente no excede de unos pocos amperios. El incremento del gradiente eléctrico de la tierra al aproximarse la descarga a esta favorece a la formación de un canal llamado “Canal de Recepción”, recorriendo un trayecto aproximado de solo 50m.

- d)** El canal de recepción sale al encuentro de la descarga piloto, que trae una gran cantidad de descargas negativas consigo, formándose así un canal plasmático.
- e)** Para neutralizar la carga en la nube, una gran cantidad de cargas eléctricas positivas abandonan la Tierra, utilizando naturalmente, el mismo canal o sendero previamente ionizado. A través de él ocurrirán todas las descargas sucesivas, la primera de las cuales se denomina, descarga de retorno (Return Stroke). La velocidad de propagación de esta descarga es de aproximadamente el 10% de la velocidad de la luz (30,000 km/s), siendo apreciable el valor de la intensidad de corriente que la caracteriza (hasta 200kA). Mientras la descarga principal requiere un tiempo aproximado de 20,000 μ s en llegar a Tierra, la descarga de retorno acusa un tiempo promedio de solo 100 μ s en lograr su cometido.
- f)** El impacto que la descarga de retorno se introduce en el seno de la nube, es tan fuerte que en la mayoría de los casos se origina una segunda descarga orientada hacia la Tierra, denominada descarga secundaria con una velocidad promedio de 1% de la velocidad de la luz (3,000km/s).

En la Figura 2.2 se muestra las etapas que se mencionó anteriormente del fenómeno del rayo.

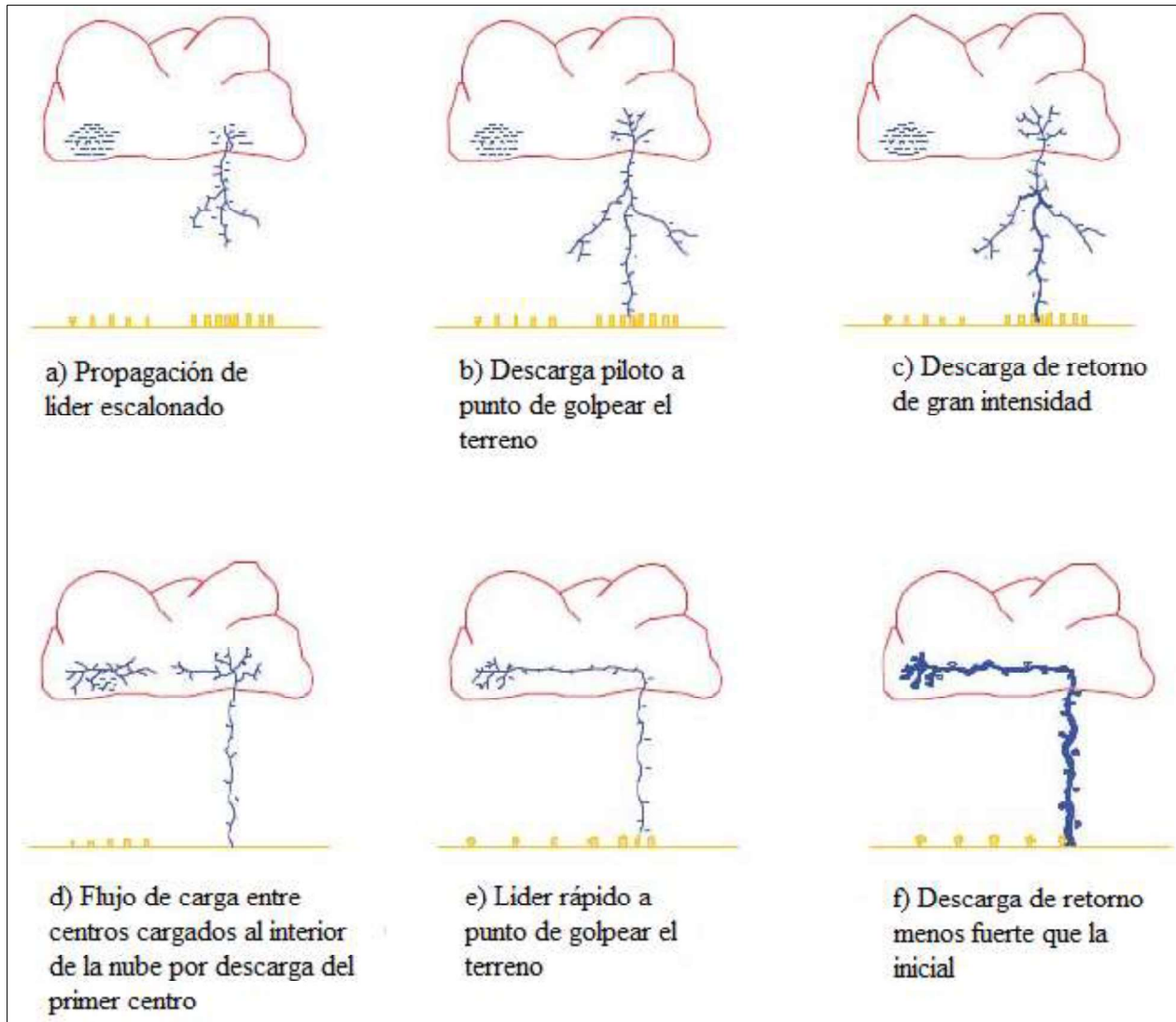


Figura 2.2 Evolución de la descarga eléctrica

Fuente: Estudio de Coordinación de Aislamiento de la línea de Transmisión San Gabán - Mazuco - Puerto Maldonado. (Hurtado Vilca, 2016)

2.3.2 INTENSIDAD Y POLARIDAD DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Cerca del 90% de las descargas son de características negativas es decir nube negativa suelo positivo y el 10% de polaridad positiva y a su vez son descargas más rápidas (Norma IEC 60071-1, 1993). Las amplitudes de las corrientes se han registrado valores que van desde los 5 hasta los 200 kA, ajustándose a una distribución normal.

2.3.3 FORMA DE ONDA DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

La velocidad de crecimiento de estas descargas está entre 10 y 80 kA/ μ s. El tiempo de frente de onda tiene un rango desde 1 hasta 5 microsegundos en cambio en tiempo de cola de la onda se encuentra en el rango de las centenas de microsegundos (Yora, 2002). La forma de onda de una descarga atmosférica se caracteriza por su tiempo de frente de onda y su tiempo de cola, el tiempo de frente de onda viene a ser el tiempo en el cual la onda llega a su valor pico máximo y el tiempo de cola es hasta cuando la onda llega al 50% del valor pico máximo

2.3.4 FRECUENCIA DE OCURRENCIA

La densidad de descargas atmosféricas hacia tierra se expresa como número de rayos hacia tierra por kilómetro cuadrado por año.

Puede ser obtenida mediante el nivel isoceráunico de cada región lo que representa el número de días de tormenta por año que un observador ve u oye sin importar el número de descargas atmosféricas que se hayan dado en ese día, la cual se puede verificar en la figura 2.3 (Escobar Lomas, 2015).

La gran mayoría las descargas atmosféricas son múltiples, esto quiere decir que se producen varias veces a través del mismo canal ionizado.

2.3.5 ÁNGULO DE INCIDENCIA

Siempre las descargas atmosféricas presentan un grado de inclinación con respecto a la vertical sin excepción, esto es de naturaleza estadística, el ángulo de incidencia varía para cada rayo, esto puede provocar errores en el blindaje en las líneas de transmisión y de subestaciones por medio de los cables de guardia.

2.3.6 PARAMETROS DEL RAYO

Los parámetros del rayo se dividen de la siguiente manera en grupos.

- a. Parámetros de incidencia del rayo.
- b. Parámetro de amplitud de la corriente del rayo.
- c. Parámetro de la forma del impulso de la corriente del rayo.

2.3.6.1 PARÁMETROS DE INCIDENCIA DEL RAYO

En los parámetros de incidencia del rayo, se debe tomar en cuenta: Nivel isoceráunico (Td) y densidad de descargas a tierra (Ng).

a) Nivel Isoceráunico (Td)

Se define como el número promedio de días al año en los que se presentan tormentas eléctricas (Megia Villegas, 2003), este indicador ha sido uno de los más importantes para el diseño de sistemas eléctricos y de protección contra las descargas atmosféricas del rayo.

Un día de tormenta, se define como aquel en el que se escucha el trueno, aunque no se produzcan descargas atmosféricas ni lluvia en el lugar que se escogió para la observación (Yanque M, 2004).

El nivel isoceráunico es un parámetro natural generalmente muy variable, es necesario un registro de datos de varios años para inferir el promedio del sitio (Yanque M, 2004).

El mapa de niveles isoceráunicos del Perú, incluye datos satelitales, información continental, registros dispersos compatibilizados con la geografía y orografía territorial; destacan las siguientes zonas ecológicas de hábitat natural (Yanque M, 2004).

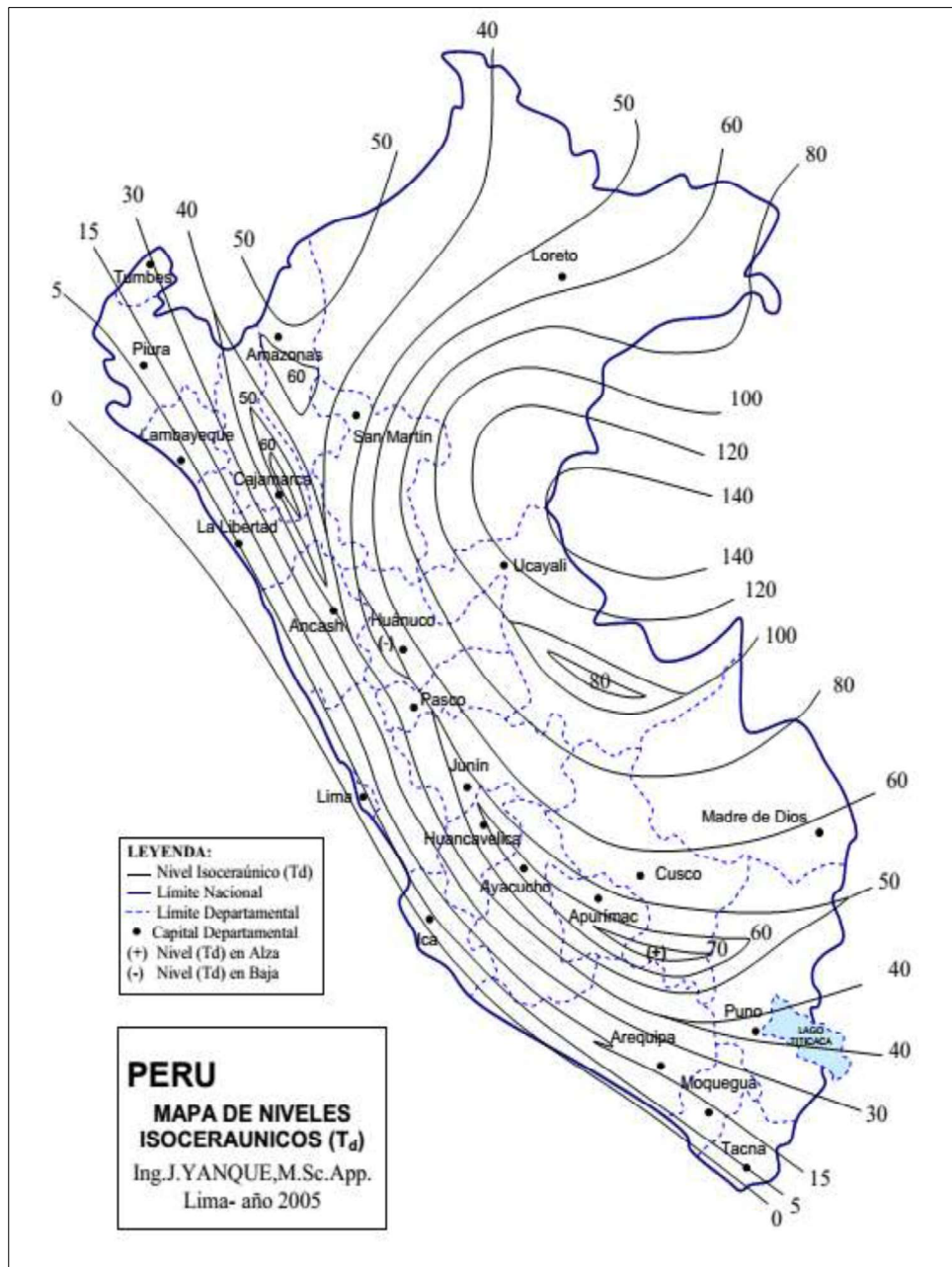


Figura 2.3 Mapa de niveles isoceráunicos de Perú- Cusco

Fuente: Mapa de niveles isoceráunicos TD (Yanque M, 2004)

Tabla 2.2
 Coeficientes isoceráunicos – Perú

Lugar de observación	Altitud (m.s.n.m)	NI (días de tormentas/año)
Sierra Baja	Hasta 2000	20
Sierra Media	2000-3500	40
Sierra de Gran Altitud	3500	Más de 50
Micro Climas de Alta Cota	-	70

interandinos		
Zona Yunga Valles Altos	1000-2000	60
Selva Baja	Hasta 800	120
Selva Alta o Accidentada	800-1500	80

Fuente: Notas del curso (Yanque M, 2004)

b) Densidad de descarga (Ng)

Se define como el número promedio de descargas en un área de un kilómetro cuadrado durante un periodo de un año (Megia Villegas, 2003). El número de rayos sobre la línea depende de las características geométricas de la línea y de las condiciones isoceráunicos de la zona geográfica donde esté ubicada.

Una de las ecuaciones más utilizada para determinar la densidad de rayos a la tierra es la propuesta por Anderson y Eriksson, en 1980, que se muestra a continuación, ya que los resultados obtenidos están avalados por un periodo de observación de seis años.

$$N_g = a * (T_d)^b \left(\frac{\text{descargas}}{\text{km}^2} * \text{año} \right) \quad (2.3)$$

Donde:

a, b: Parámetros determinados en forma estadística haciendo uso de contadores de registro, para el estudio según CIGRE (a = 0.04, b = 1.25).

N_g : Densidad de descarga

T_d : Nivel isoceráunico

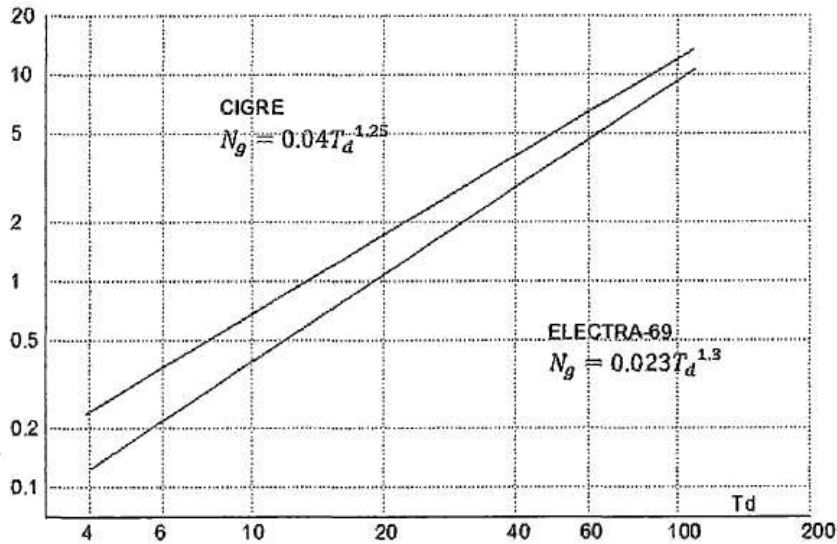


Figura 2.4 Gráfico de la densidad de rayos y nivel isoceráunico.

Fuente: Notas del curso-versión (Yanque M, 2004)

2.3.6.2 PARÁMETRO DE AMPLITUD DE LA CORRIENTE DEL RAYO

Uno de los parámetros más representativos y de mayor importancia del rayo, es la magnitud de corriente pico de la descarga. Se define que la magnitud media de una descarga es de 31kA y que la probabilidad de que cierta magnitud de corriente sea excedida en una descarga, está definida por la siguiente ecuación (Megia Villegas, 2003):

$$P_{IR} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_R}{31}\right)^{2.6}} (\%) \quad (2.4)$$

Donde:

I_R : Magnitud de corriente pico de una descarga atmosférica (31kA, media).

P_{IR} : Probabilidad de que la corriente pico de una descarga atmosférica sea excedida.

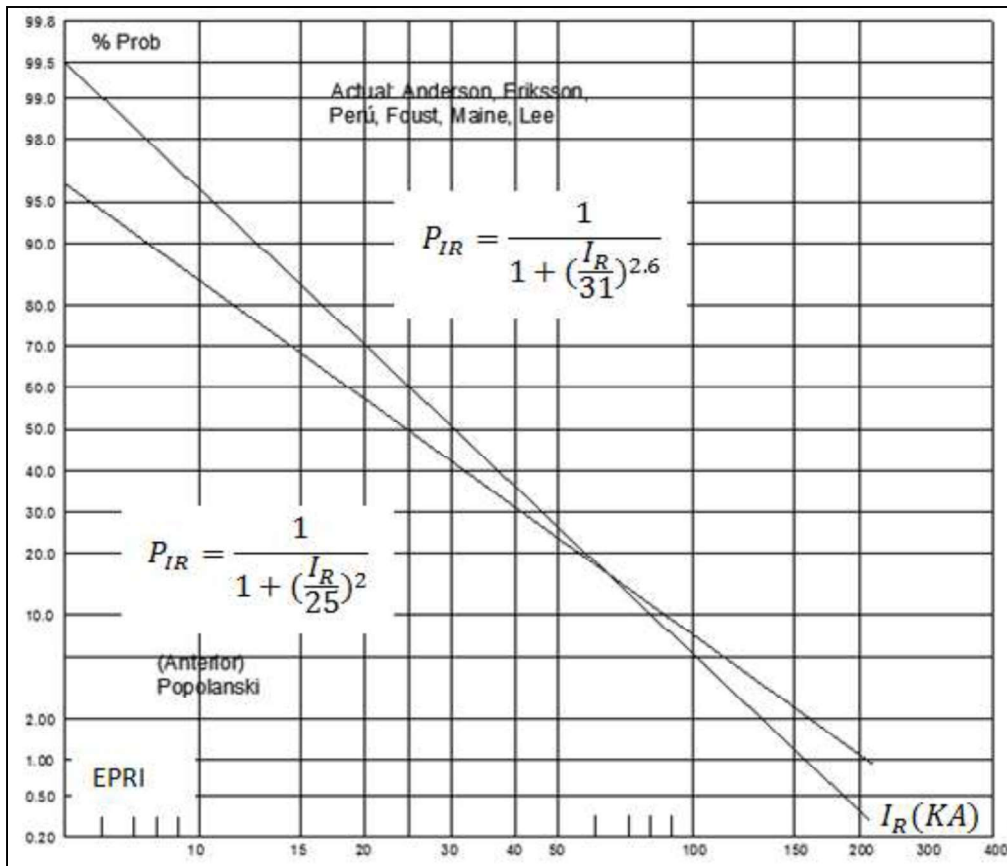


Figura 2.5 Gráfico de la amplitud máxima de la corriente del rayo

Fuente: Notas del curso-versión (Yanque M, 2004)

2.3.6.3 PARÁMETRO DE LA FORMA DEL IMPULSO DE LA CORRIENTE DEL RAYO

La descarga del rayo produce fenómenos de inducción de campo electrostático y electromagnético en forma de Sobretensión Impulsional STI de alta frecuencia, que pueden ocasionar la disrupción de los aislamientos.

- El impacto directo del rayo en las partes energizadas (activas) o desenergizadas (pasivas) de una instalación eléctrica, crea STI propias unipolares, mientras el impacto lateral (por fuera) crea STI inducidas bipolares (Yanque M, 2004).
- Las ondas STI cumplen con las leyes de propagación, su velocidad en los conductores eléctricos es próxima a la velocidad de la luz.

Para identificar las descargas se tiene dos tiempos; tiempo de frente: tiempo en el cual la onda alcanza su valor máximo y tiempo de cola: tiempo en que la onda decrece al 50% de su valor máximo.

La onda normalizada IEC (1.2/50us) es unidireccional y unipolar, se compone de un frente ($t_f = 1.2\mu s$) lineal (rápido o lento), una cresta (kVc) y una cola ($t_c = 50\mu s$) de suave descenso; con tolerancias de 20%, 3% y 30% (Yanque M, 2004).

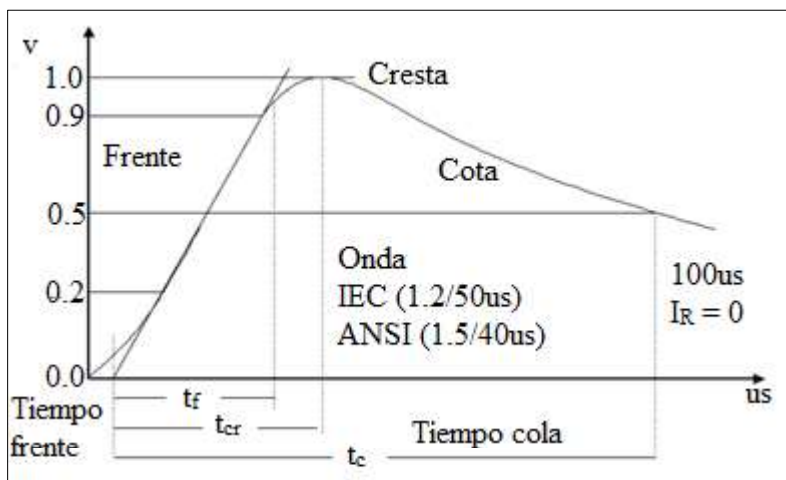


Figura 2.6 Onda de sobretensión normalizada

Fuente: Notas del curso-versión (Yanque M, 2004)

2.4 CALIDAD DE SUMINISTRO

Según (Decreto Supremo N° 020-97-EM, 2010), la Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio por deficiencias originadas en el mismo SER.

Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El período de control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un cliente, lo que incluye consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

Se define como interrupciones importantes aquellas interrupciones de suministro eléctrico del servicio público de electricidad que afecta a todo un Sistema Eléctrico o cuando el número de usuarios afectados sean el 5% o más de los usuarios del sistema eléctrico; en este último caso, solo se consideraran interrupciones importantes aquellas que afecten más de 5000 usuarios.

La NTCSEER, considera interrupciones aquellas que pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas, lo que incluye, consecuentemente aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

2.4.1 INDICADORES DE INTERRUPCIONES

a. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

Es comúnmente utilizado como un indicador de confiabilidad por las empresas eléctricas. SAIFI indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido, y se calcula como:

$$SAIFI = \frac{\sum_i^n N_i}{N_T} = \frac{\text{Número de interrupciones a los usuarios} \left(\frac{\text{int}}{\text{año}} \right)}{\text{Total de clientes}} \quad (2.5)$$

Donde:

N_i : Es el número de clientes afectados por cada interrupción (i).

N_T : Número total de clientes correspondientes al sistema eléctrico y al mes determinado.

b. SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

Es también comúnmente utilizado como un indicador de confiabilidad por las empresas eléctricas. SAIDI indica la duración total de la interrupción para el cliente promedio durante un período de tiempo predefinido, y se calcula como:

$$SAIDI = \frac{\sum_i^n t_i * N_i}{N_T} = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones} \left(\frac{\text{hrs}}{\text{año}}\right)}{\text{Total de clientes}} \quad (2.6)$$

Donde:

t_i : Es el tiempo de restauración de cada interrupción.

N_i : Es el número de clientes afectados por cada interrupción (i).

N_T : Número total de clientes correspondientes al sistema eléctrico y al mes determinado.

2.5 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Comprende la selección de la soportabilidad o resistencia eléctrica de un equipo y su aplicación en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo será utilizado, teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, de tal manera que se reduzca a niveles económicos y operacionalmente aceptables la probabilidad de que los esfuerzos de tensión resultantes impuestos en el equipo causen daño al aislamiento o afecten la continuidad del servicio.

Según (Norma IEC 60071-1, 1993), la coordinación de aislamiento se define como:

Selección de la rigidez dieléctrica de los materiales, en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual estos materiales están destinados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales y las características de los dispositivos de protección disponibles.

2.5.1 TIPOS DE AISLAMIENTO

Según (Norma IEC 60071-1, 1993), los tipos de aislamientos son los siguientes.

2.5.1.1 AISLAMIENTO INTERNO

Son los elementos internos sólidos, líquidos o gaseosos del aislamiento de un material que están al amparo de la influencia de las condiciones ambientales u otros agentes externos.

2.5.1.2 AISLAMIENTO EXTERNO

Distancias en el aire atmosférico y en las superficies de los aislamientos sólidos de un material en contacto con la atmósfera, que se someten a los esfuerzos dieléctricos y a la influencia de las condiciones ambientales u otros agentes externos tales como polución, humedad, insectos, etc.

El aislamiento externo es protegido o bien expuesto, según sea diseñado para utilizarse en el interior o en el exterior de recintos cerrados.

2.5.1.3 AISLAMIENTO AUTORREGENERABLE

Es el aislamiento que recupera íntegramente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva. Los aislamientos autorregenerables pueden ser:

- a. Cubiertas de porcelana de los pasatapas (bushings).
- b. Superficies externas de los aisladores.
- c. Aislamientos en aire correspondientes a los espaciamientos entre conductores y tierra.

2.5.1.4 AISLAMIENTO NO AUTORREGENERABLE

Aislamiento que pierde sus propiedades aislantes, o no las recupera íntegramente, después de una descarga disruptiva. Los aislantes no autorregenerables pueden ser:

- a. Parte interna de los pasatapas.
- b. Enrollamientos de transformadores, reactores, transformadores de medida.
- c. Partes sólidas de los aislamientos.

2.5.2 SOPORTABILIDAD Y/O SOSTENIMIENTO DE AISLAMIENTO.

Es la tensión soportada (valor de la tensión de ensayo a aplicar), bajo condiciones específicas de ensayo de tensión, donde el aislamiento soporta la sobretensión durante un periodo de tiempo para un número especificado de descargas disruptivas, la tensión soportada se designa mediante.

2.5.3 MÉTODOS

Existen dos métodos para la determinación de los niveles de aislamiento frente a eventos de sobretensiones transitorias: un método convencional o determinístico y otro estadístico o probabilístico.

2.5.3.1 MÉTODO CONVENCIONAL O DETERMINÍSTICO

Según (Yanque M, 2004), es aplicable para tensiones $U_m \leq 245\text{kV}$, se basa en la elección del aislamiento cubriendo las incertidumbres de modo que haya un margen suficiente para el escalamiento, entre la mínima tensión de sostenimiento y la máxima sobretensión, esta última impone la rigidez dieléctrica mínima.

Según (Ruiz & Lozano, 2007), la coordinación de aislamiento consiste en combinar las características de operación de los descargadores con las curvas voltaje - tiempo de los aislamientos de los equipos, de manera que se tenga una protección efectiva y económica contra los sobre voltajes transitorios. En la curva “**B**” representa las características de operación de un descargador, mientras en la curva “**A**” es el voltaje - tiempo de un aislamiento. De acuerdo con la definición anterior se tendrá una protección efectiva siempre que la curva “**A**” este por encima de la curva “**B**” manteniendo un margen de seguridad adecuado.

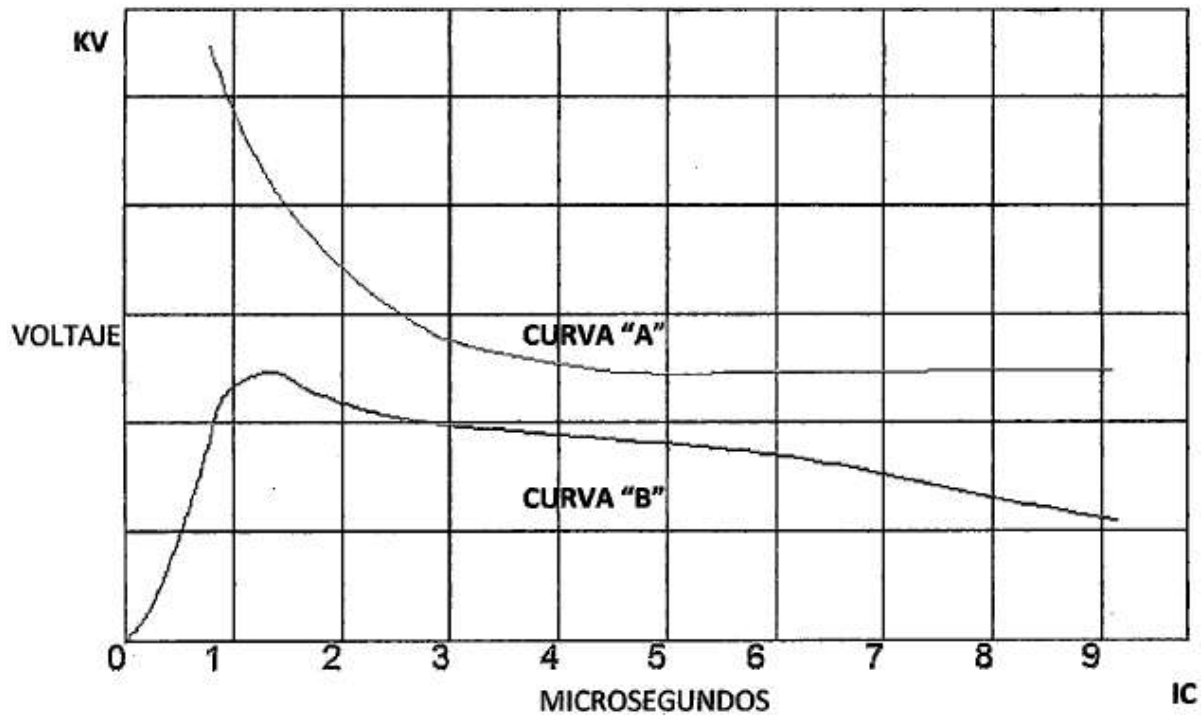


Figura 2.7 Coordinación de aislamiento entre la característica de operación de un descargador (curva B), y la (curva A) voltaje- tiempo de un aislamiento.

Fuente: Coordinación de aislamiento centrales y subestaciones (Ruiz & Lozano, 2007)

2.5.3.2 MÉTODO ESTADÍSTICO O PROBABILÍSTICO

Según (Yanque M, 2004), se basa en la adopción de un riesgo de falla aceptable, a partir de la experiencia de operación y del análisis técnico - económico, dicho indicador da la probabilidad de falla del aislamiento expresada en forma de una tasa anual, según el tipo de suceso de sobretensión.

- a. Tasa de fallas, líneas aéreas de Alta Tensión: de 0.1 hasta 2.0 fallas/100 km/año.
- b. Tasa de fallas, líneas aéreas de Distribución: de 1 hasta 20 fallas/100 km/año.
- c. Tasa de fallas, Sobretensión Maniobra: de 0.01 hasta 0.001 fallas/maniobra.

Se requiere el conocimiento de las funciones de distribución de frecuencia de las sobretensiones fase - tierra en valor cresta, forma de onda normalizada, la de mayor amplitud y de la probabilidad de sostenimiento del aislamiento, con lo cual se obtiene el parámetro de evaluación comparativa riesgo de falla entre fase - tierra de un aislamiento.

2.6 NIVEL DE AISLAMIENTO

Según (Ramiro Herrera, 2011), es el valor de cresta de la onda de sobretensión que como máximo puede soportar un aislante sin que se produzca una descarga disruptiva a través de un aislante:

- Nivel básico de aislamiento para impulso de rayo (BIL)
- Nivel básico de aislamiento para impulso por maniobra (BSL).

$$BIL = K_e * NPR (kV) \quad (2.7)$$

$$BSL = K * BIL_{normalizado} (kV) \quad (2.8)$$

Donde:

BIL : Tensión soportada al impulso tipo atmosférico

BIL_{normalizado}: Tensión soportada al impulso tipo atmosférico normalizado

Según la (Norma IEC 60071-1, 1993):

K_e : Factor de seguridad según el nivel tensión

K : Constante que depende del medio ambiente

NPR: Nivel de protección para impulso atmosférico

BSL: Tensión soportada al impulso de tipo maniobra

En el siguiente cuadro se muestra los niveles de aislamiento nominales, con su respectiva tensión normalizada soportada según la (Norma IEC 60071-1, 1993).

Tabla 2.3

Niveles de aislamiento normalizados para la gama 1 ($1 kV < U_m < 245 kV$)

Tensión más elevada para el material (equipo) 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 Eficaz)
3.6	10	20
		40

		40
7.2	20	60
		60
12	28	75
		95
		75
17.5	38	95
		95
24	50	125
		145
		145
36	70	170
52	95	250
72.5	140	325
	185	450
123	230	550
	185	450
145	230	550
	275	650
	230	550
170	275	650
	325	750
	275	650
	325	750
245	360	850
	395	950
	460	1050

Fuente: (Norma IEC 60071-1, 1993), Coordinación de Aislamiento, parte 1: Definiciones, principios y reglas.

Las sobretensiones de maniobra para equipos cuyo nivel de aislamiento es menor a 300kV, no plantean problemas importantes, salvo casos de reencebamiento de interruptores y resonancia entre redes de AT y BT durante la energización.

Para la definición de los parámetros no se utilizan tensiones de prueba de valores intermedios, la elección del nivel de aislamiento se considera basándose en:

- Dispositivo de protección contra sobretensiones.
- Sistema de puesta a tierra de la red.
- Grado de exposición a sobretensiones de maniobra y de rayo.

2.7 PROPAGACIÓN DE LA ONDA EN LA RED ELÉCTRICA

La relación entre ondas de tensión y de corriente es la impedancia característica de la línea, siendo esta relación positiva para ondas que se desplazan en un sentido (onda viajera directa que se propaga en el sentido positivo del eje x) y negativa para ondas que se desplazan en sentido contrario (onda viajera inversa que se propaga en el sentido negativo del eje x) (Gomez Exposito, 2002).

- Cuando una línea es energizada se inicia la propagación de una onda de tensión y de una onda de corriente, estando ambas relacionadas por la impedancia característica.
- La propagación de ambas ondas se realiza sin distorsión ni atenuación, y sólo sufrirá un cambio cuando se encuentre una discontinuidad en el medio de propagación.
- Cuando la onda de tensión, o de corriente, se encuentra con un medio de características distintas a las del medio en el que se propaga se origina una nueva onda, conocida como onda reflejada, que se superpone a la onda incidente.

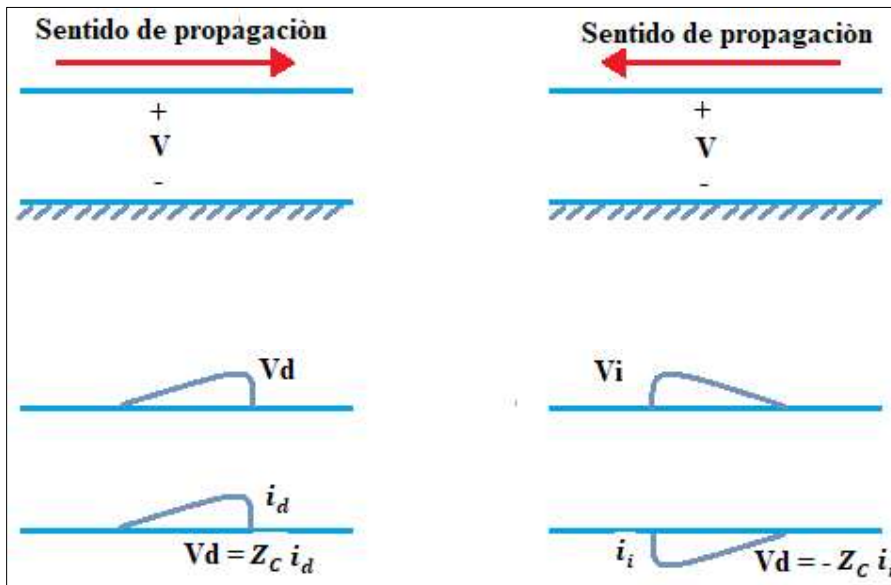


Figura 2.8 Relación entre ondas de tensión y de corriente.

Fuente: (Gomez Exposito, 2002)

las ondas directas de tensiones y corrientes se propagan en función del tiempo con una amplitud positiva con igual polaridad, y las ondas reversibles se propagan así mismo en función del tiempo con polaridades opuestas.

Los impactos directos sobre las líneas aéreas producen pérdidas de aislamiento del material, contorneando los aisladores y produciendo fallas a tierra

Un cambio en el medio de propagación puede producirse en muchas situaciones, como es el cambio en el valor de la impedancia característica del medio, la terminación de la línea, o un punto de bifurcación. El cálculo de las ondas que se originan como consecuencia de una discontinuidad se realizará con los siguientes casos.

2.7.1 NODO DE TRANSICIÓN

En el siguiente diagrama se muestra un sistema formado por dos líneas con distinta impedancia característica de Z_1 y Z_2 . Por la línea 1 se propaga una onda hacia la línea 2.

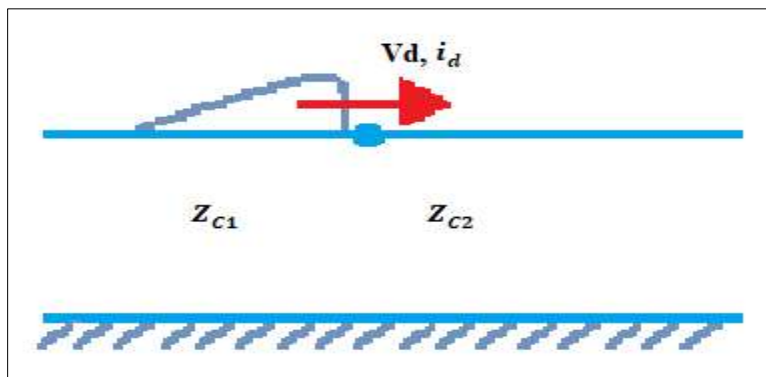


Figura 2.9 Reflexión y refracción de un nodo de transición.

Fuente: (Gomez Exposito, 2002)

Cuando la onda, incidente (v_i, i_i) alcanza el punto de transición tiene lugar un cambio en el medio de propagación, y se origina una onda refleja (v_r, i_r), que se propagará por la línea 1 en sentido contrario al de la onda incidente, y una onda refractada (v_t, i_t), que se propagará por la línea 2. La relación entre ondas de tensión y de corriente se puede anotar de la siguiente forma.

$$v_t = v_i + v_r \quad (V) \quad (2.9)$$

$$i_t = i_i + i_r \quad (A) \quad (2.10)$$

Teniendo en cuenta que.

$$v_i = Z_{C1} * i_r \quad (V) \quad (2.11)$$

$$v_r = -Z_{C1} * i_r \quad (V) \quad (2.12)$$

$$v_t = Z_{C2} * i_t \quad (V) \quad (2.13)$$

Se deduce lo siguiente.

$$v_r = r v_i \quad (V), \quad v_t = (1 + r) v_i = t v_i \quad (V) \quad (2.14)$$

Siendo

$$r = \frac{Z_{C2} - Z_{C1}}{Z_{C2} + Z_{C1}} \quad (2.15)$$

$$t = \frac{2Z_{C2}}{Z_{C2} + Z_{C1}} \quad (2.16)$$

Donde:

v_i, i_i : Tensión y corriente de la onda incidente. (V)

v_r, i_r : Tensión y corriente de la onda reflejada. (V)

v_t, i_t : Tensión y corriente de la onda refractada. (V)

Z_{C1}, Z_{C2} : Impedancia característica en la línea 1 y 2. (Ohm)

r : Coeficiente de reflexión.

$t = (1 + r)$: Coeficiente de refracción o transmisión en el punto de discontinuidad.

Por lo que se respeta a la intensidad de corriente, se obtiene:

$$i_r = -r i_i ; \quad i_t = (1-r) i_i \quad (A) \quad (2.17)$$

Conviene tener en cuenta que en este caso la onda incidente también podría propagarse originalmente por la línea 2 hacia la línea 1. En este caso la expresión del coeficiente de reflexión sería la opuesta de la anterior, es decir.

$$r' = \frac{Z_{C1} - Z_{C2}}{Z_{C1} + Z_{C2}} \quad (2.18)$$

Se puede observar que el cálculo de los coeficientes de reflexión sigue una ley muy simple. Cuando una onda incidente alcanza un punto de discontinuidad, el coeficiente de reflexión se obtiene a partir de la relación entre la diferencia y la suma de impedancias equivalentes, colocando en primer lugar en ambas expresiones la impedancia equivalente de la red en la que incide la onda viajera, vista desde el punto de discontinuidad.

$$r' = \frac{Z_{eq} - Z_{C1}}{Z_{eq} + Z_{C1}} \quad (2.19)$$

2.7.2 PUNTO DE BIFURCACIÓN

Según (Gomez Exposito, 2002), el punto de bifurcación se define como.

El análisis del caso de la Figura 2.10 es similar al de los casos anteriores. Los coeficientes de reflexión y de transmisión se obtienen a partir de la impedancia equivalente que ve la onda incidente cuando alcanza un punto de discontinuidad, y de la impedancia característica del medio en el que se propaga. Los coeficientes de reflexión y de transmisión para una onda que se propaga por la línea 2 cuando alcanza el punto de discontinuidad, serán:

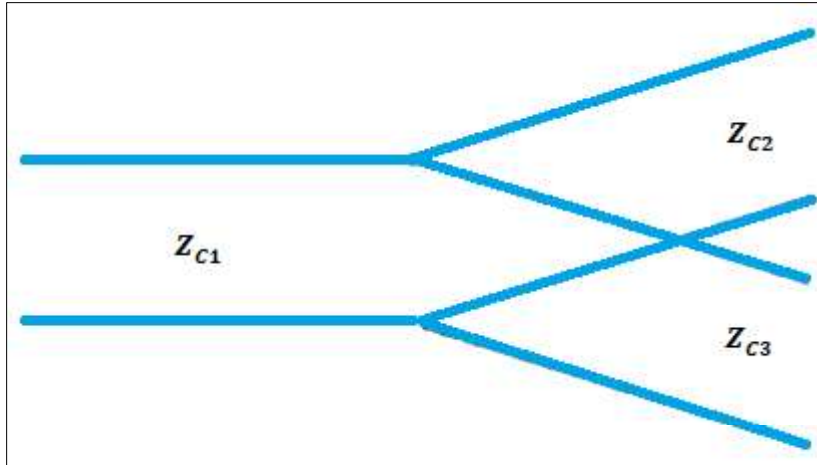


Figura 2.10 Punto de bifurcación.

Fuente: (Gomez Exposito, 2002)

Coefficiente reflexión.

$$r = \frac{Z_{C1} // Z_{C3} - Z_{C2}}{Z_{C1} // Z_{C3} + Z_{C2}} \quad (2.20)$$

Coefficiente de transmisión.

$$t = (1 + r) = \frac{2Z_{C1} // Z_{C3}}{Z_{C1} // Z_{C3} + Z_{C2}} \quad (2.21)$$

Donde $Z_{C1} // Z_{C3}$ la impedancia equivalente que resulta del paralelo de las impedancias Z_{C1} y Z_{C3} . Por ende, la onda de tensión que se refleja en la línea 2 y que se propaga en sentido opuesto a la onda incidente, y las ondas de tensión transmitidas a las líneas 1 y 3, vienen relacionadas con la onda de tensión incidente según las siguientes relaciones.

$$v_{r2} = r v_{i2} ; \quad v_{t2} = v_{t3} = t v_{i2} (V) \quad (2.22)$$

De todos los posibles coeficientes de reflexión interesan algunos casos particulares, como los tres que se presentan a continuación.

2.7.2.1 TERMINACIÓN DE LÍNEA

Se muestra la siguiente Figura 2.11 donde se tiene una línea ideal por la que se propaga una onda incidente, que alcanza el extremo en el que se ha instalado una resistencia (Gomez Exposito, 2002).

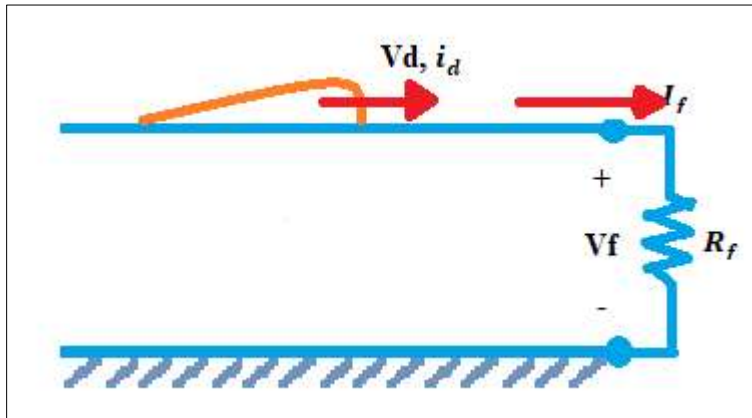


Figura 2.11 Terminación de línea.

Fuente: (Gomez Exposito, 2002)

En final de línea se tienen las siguientes relaciones entre las ondas de tensión y de corriente.

$$v_f = v_i + v_r (V); \quad i_f = i_i + i_r (V) \quad (2.23)$$

Donde los subíndices i, r, y f se usan para designar ondas incidentes, reflejadas y en final de línea respectivamente.

Por otra parte, las ondas de tensión y de corriente están relacionadas según las siguientes expresiones.

$$v_f = R_f * i_f (V) \quad (2.24)$$

$$v_i = Z_C * i_i (V) \quad (2.25)$$

$$v_r = -Z_C * i_r (V) \quad (2.26)$$

que substituidas en las anteriores expresiones permiten obtener.

$$v_r = r_f * v_i (V); \quad i_r = -r_f * i_i(A) \quad (2.27)$$

$$r_f = \frac{R_f - Z_C}{R_f + Z_C} \quad (2.28)$$

Donde:

r_f : Coeficiente de reflexión de ondas en la final de la línea.

Las ondas de tensión y corriente en final de línea son el resultado de sumar las ondas incidentes y reflejadas. Si se tiene en cuenta la relación entre ambas resulta (Gomez Exposito, 2002).

$$v_f = (1 + r_f)v_i (V); \quad i_r = (1 - r_f)i_i (A) \quad (2.29)$$

2.7.2.2 LÍNEA EN VACIO

La onda incidente que alcanza un terminal de línea en circuito abierto o en vacío se encuentra con una impedancia de valor infinito, por lo que de la fórmula general de (2.16). Se obtiene.

$$r = 1$$

En consecuencia, con una línea en vacío se obtiene.

$$v_r = v_i ; \quad i_r = -i_i \quad (2.30)$$

De donde se deduce.

$$v_f = v_i + v_r = 2v_i ; \quad i_f = i_i + i_r = 0 \quad (2.31)$$

Según estos resultados, cuando una onda alcanza un terminal de línea en circuito abierto la onda de tensión incidente se dobla, lo que puede originar sobretensiones importantes, mientras que la onda de corriente se anula, como era lógico esperar (Gomez Exposito, 2002).

2.7.2.3 LÍNEA EN CORTOCIRCUITO

La onda incidente que alcanza un terminal de línea en cortocircuito se encuentra con una impedancia de valor nulo, se obtiene.

$$r = -1$$

Con una línea en cortocircuito resulta, por tanto.

$$v_r = -v_i ; \quad i_r = i_i \quad (2.32)$$

De donde se deduce

$$v_f = v_i + v_r = 0 ; \quad i_f = i_i + i_r = 2i_i \quad (2.33)$$

Según estos resultados, cuando una onda alcanza un terminal de línea en cortocircuito la onda de corriente incidente se dobla, lo que puede originar sobre corrientes importantes, mientras que la onda de tensión se anula, como era lógico esperar (Gomez Exposito, 2002).

2.8 EQUIPOS DE PROTECCIÓN

2.8.1 PARARRAYOS

Un pararrayos es un dispositivo capaz de derivar o descargar en forma rápida e inofensiva a tierra aquellas sobretensiones que ponen en peligro al aislamiento del sistema (Siegert C., 1998)

Un descargador se emplea para la protección, frente a sobretensiones (externas) de origen atmosférico e internas (de maniobra), que podrían afectarlos irreversiblemente, para lo cual deberán instalarse lo más cerca posible del dispositivo a proteger.

La función del descargador es derivar a tierra las tensiones que alcancen un nivel peligroso para la aislación del equipamiento protegido. Por otro lado, no deben operar cuando las sobretensiones no son peligrosas.

En condiciones normales, cuando está aplicada entre sus bornes la tensión fase - tierra, adoptan un alto valor de resistencia interna, que da lugar a una circulación de corriente de unos pocos mA. En ocasión de una sobretensión como las mencionadas anteriormente, su característica no lineal hace que su resistencia descienda a valores muy bajos, limitando el valor de la sobretensión a un valor conocido como tensión residual.

2.8.1.1 CLASES DE PARARRAYOS

Según (Norma IEC 6099-4, 2004), las clases de pararrayos son de tipo: Distribución, Intermedia y Estación. Las diferencias entre estos son en el rango de voltaje, la característica de protección, durabilidad y alivio de presión.

a. Pararrayos tipo distribución

Son los más utilizados en los sistemas eléctricos, porque son de menor peso y tamaño, equipados de cebadores externos y en general equipo que opera a voltaje de distribución.

- El rango de voltaje estándar para estos pararrayos oscila entre 1kV y 30kV
- Las características de protección contra rayos están en el orden de 2.5 a 3.25 veces el valor del voltaje nominal.
- No incluye dispositivos de alivio de presión.

b. Pararrayos tipo intermedio

Poseen unas características de protección y unas condiciones de funcionamiento que están definidas por las normas a un nivel sustancialmente inferior al tipo de estación. Además de que manejan mayores capacidades de corriente de descarga.

- Rangos de 3kV a 120kV.
- Las características de protección contra rayos están en el orden de 2 a 2.5 veces el valor del voltaje nominal.
- Si incluye dispositivos de alivio de presión.

c. Pararrayos tipo estación

Representan las construcciones más avanzadas con las mejores características de protección y con la máxima capacidad para soportar un servicio severo.

- Están especificados en los rangos de 3kV a 684kV.

- Las características de protección contra rayos están en el orden de 2.5 veces el valor del voltaje nominal.
- Incluyen también dispositivos de alivio de presión.

2.8.1.2 PARARRAYOS UTILIZADOS EN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

En el sistema de distribución tenemos dos tipos de pararrayos; con y sin explosores:

a. Pararrayos Carburo de Silicio (Convencionales)

El pararrayo de SiC tiene resistencias no lineales de carburo de silicio en serie con los explosores metálicos, ambos dentro de una porcelana cilíndrica hueca y con tapas o bridas en ambos extremos de la porcelana. En la siguiente figura se observa uno del tipo de Carburo de Silicio tipo estación.

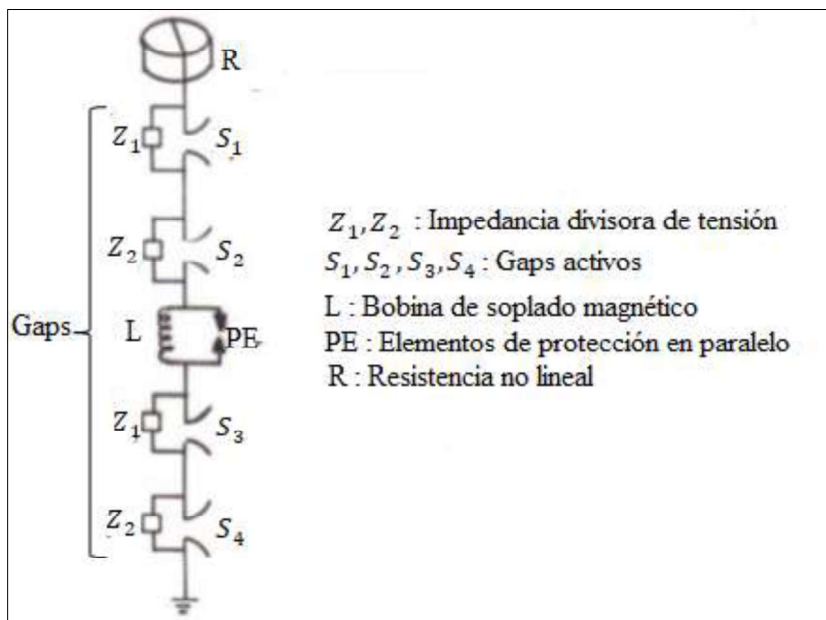


Figura 2.12 Pararrayos de tipo de carburo de silicio

Fuente: (Carmona, Leonardo), Coordinación de aislamiento II, pararrayos con equipos de protección

La no linealidad de las resistencias permite mantener una tensión residual, que se tiene en bornes del conjunto, próxima al nivel de cebado, pues tanto más aumenta la corriente, tanto más se reduce la resistencia (Fulchiron D, 1994).

Según (Fulchiron D, 1994), este tipo de pararrayos se caracteriza por:

- ✓ Su tensión de extinción, o tensión asignada, que es la tensión a frecuencia industrial, más elevada bajo la cual el pararrayos puede descebarse espontáneamente. Esta tensión debe ser superior a la más elevada sobretensión temporal a frecuencia industrial susceptible de aparecer en la red.
- ✓ Sus tensiones de cebado según la forma de las ondas (frecuencia industrial, choque de maniobra, choque de rayo).
- ✓ Su poder de descarga de la corriente de choque, es decir, su capacidad de disipación de energía. Se traduce, generalmente, la capacidad de absorción por la posibilidad de soportar ondas rectangulares de corriente.

b. Pararrayos Tipo Metálico o Óxido de Zinc (ZnO)

El pararrayo de ZnO tiene resistencias no lineales de óxidos metálicos, principalmente, el óxido de zinc y no tiene explosores. Los varistores (resistor variable) están dentro de una envolvente que puede ser de porcelana o polimérica, la cual está sellada en ambos extremos por tapas o bridas.

La ausencia del explosor hace que el pararrayos a ZnO sea continuamente conductor, pero, bajo la tensión nominal de la red protegida, esta corriente de fuga a tierra es muy débil (inferior a 10 mA) (Fulchiron D, 1994).

Su principio de funcionamiento es muy simple y se apoya en la característica fuertemente no lineal de las varistancias de ZnO.

Esta no linealidad es tal que la resistencia pasa de 1,5 a 150 mega ohmios, entre la tensión de servicio y la tensión con la corriente nominal de descarga.

Estos pararrayos tienen como ventajas mayores su capacidad de limitación y de fiabilidad con relación los pararrayos de carburo de silicio.

Un pararrayos de ZnO se caracteriza por:

- ✓ La tensión máxima de servicio permanente.
- ✓ El nivel de protección, definido arbitrariamente como la tensión residual del pararrayos sujeto a un choque de corriente dado (5, 10 o 20kA, según la clase), onda 8/20us.
- ✓ La corriente nominal de descarga.
- ✓ Su poder de soportar una corriente de choque (este traduce la necesidad de soportar ondas largas que implican una disipación de energía importante y no la necesidad de evacuar estas corrientes en la explotación).

2.8.1.3 CÁLCULO DE PARARRAYOS

2.8.1.3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Según (Linares Escobar, J, 2009), los pararrayos deben seleccionarse tomando en cuenta los siguientes criterios:

- a. Máxima tensión de operación continua MCOV ó U_c .
- b. Sobretensiones temporales a la frecuencia industrial (TOV).
- c. Tensión nominal del pararrayos (U_r).
- d. Nivel de protección para impulso tipo atmosférico (NPR).
- e. Nivel de protección para impulso de maniobra (NPM).

a. Máxima Tensión de Operación Continua (MCOV ó V_C)

La máxima tensión de operación continua del pararrayo debe ser igual o mayor que la tensión fase tierra continuamente aplicada del sistema, en estado estable.

Es la tensión de frecuencia industrial eficaz máxima admisible que se puede aplicar de forma continua entre los terminales del pararrayos. Esta tensión se define de distintas formas (se verifica con diferentes procedimientos de prueba) en IEC y ANSI.

$$MCOV \geq K_m \frac{U_m}{\sqrt{3}} \text{ (kV)} \quad (2.34)$$

Donde:

K_m : 1.05 (Factor de seguridad)

U_m : Tensión máxima de servicio

b. Sobretensiones Temporales a la Frecuencia Industrial (TOV).

Las sobretensiones temporales a diferencia de las sobretensiones instantáneas, son sobretensiones de frecuencia industrial oscilantes de duración relativamente larga (entre algunos ciclos y varias horas).

La forma más habitual de sobretensión temporal se produce en las fases sanas de una red, durante una pérdida a tierra en una o varias fases. Otras fuentes de sobretensión temporal son el rechazo de carga, la energización de líneas descargadas.

La capacidad de sobretensión temporal de los pararrayos está indicada con la carga energética primaria de los catálogos pertinentes.

$$TOV \geq K_e \frac{U_m}{\sqrt{3}} \text{ (kV)} \quad (2.35)$$

Donde:

$K_e = 1.73$, Para sistemas con neutro aislado.

$K_e = 1.4$, Para sistemas con neutro aterrado.

c. Tensión Nominal del Pararrayo (U_r).

Un pararrayos para cumplir con la norma IEC debe resistir su tensión nominal (U_r) durante 10 segundos después de ser precalentado a 60°C y sometido a una inyección de energía según se define en la norma. Así U_r debe ser como mínimo igual a la capacidad de sobretensión temporal de 10 segundos de un descargador. La tensión nominal se utiliza como parámetro de referencia.

La tensión nominal del pararrayo es U_n se elige seleccionando el mayor valor entre U_0 y U_e .

$$U_0 = \frac{MCOV}{K_0} (kV) \quad (2.36)$$

$$U_e = \frac{TOV}{K_t} (kV) \quad (2.37)$$

Donde:

K_0 : Es el factor de diseño según el fabricante el cual debe ser especificado por este.

K_t : Es la capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales el cual depende del tiempo de duración de la sobretensión.

El mayor entre U_0 y U_e , es U_e , por lo consiguiente la tensión nominal del pararrayo U_r es igual a:

$$U_r = U_e * 1.05 (kV) \quad (2.38)$$

2.8.2 CABLE DE GUARDA

Los cables de guarda son elementos empleados para la protección de los equipos contra descargas atmosféricas directas, la altura de instalación está en función de la altura del equipo a proteger (Ramiro Herrera, 2011). La corriente de la descarga tipo rayo es desviada a tierra a través de una línea de tierra en el soporte. Para que sea efectivo, el cable de guarda deberá tener su puesta a tierra en cada soporte.

La protección contra el impacto de los rayos se basa en el principio de apantallamiento del campo eléctrico de Faraday, la posición más óptima se establece por el medio del modelo electrogeométrico.

El conocimiento del nivel isocerámico es de suma importancia, pues se logran ahorros sustanciales al dimensionar el apantallamiento y las distancias mínimas entre fases y tierra. Así mismo cumple la función de:

- ✓ Amortiguar las sobretensiones transitorias.

- ✓ Disminuir el potencial estático de los conductores debido a la presencia de nubes tormentosas.
- ✓ Atenúa el campo magnético que perturba la tele transmisiones durante los cortocircuitos.

2.8.2.1 MODELO ELECTROGEOMÉTRICO (ME)

El modelo electrogeométrico, se basa en determinar el lugar geométrico de los puntos equidistantes del elemento protector (cable de guarda) y protegido (conductor de fase), o los puntos equidistantes del elemento protector y la tierra.

El rayo avanza a saltos cuya longitud está ligada al arco al valor de la corriente, y se orienta al azar, salvo a distancia muy próxima se encuentre un punto donde se descargarse. Con el modelo electrogeométrico queda definida una zona en la cual el rayo penetra, es probable que alcance el elemento protegido, pero solo podrá penetrar a ella si su corriente no supera cierto valor. La base de este modelo es el establecimiento de una relación entre la intensidad de corriente del rayo y la región de alcance del extremo de la descarga piloto (líder), la que permite establecer que un rayo en su trayectoria hacia la tierra tiene preferencia en alzar los objetos más próximos.

Para la mayoría de las aplicaciones se acepta la siguiente relación simplificada.

$$d_c = \alpha * I^\gamma \quad (2.39)$$

d_c : Distancia de ruptura en metros.

α, γ : Constantes que dependen del objeto y la corriente de descarga.

I : Corriente mínima del rayo en kA.

Tabla 2.4
Constantes para el cálculo de la distancia de ruptura

Expresiones	Distancia a tierra		Distancia a un cable	
	α	γ	α	γ
Wagner	14.2	0.32	14.2	0.32
Young	27	0.32	β^d	0.32
Armstrong	6	0.8	6.7	0.80

Brown	6.4	0.75	7.1	0.75
Anderson	6.4, 8 ó 10	0.65	8.0	0.65
IEEE 1243-1997	β^a	0.65	10.0	0.65
Love	10	0.65	10.0	0.65
IEEE Working Groun 1993	8	0.65	8.0	0.65
Whitehead	9.4	0.66	0.94	0.66
Suzuki	3.3	0.78	3.3	0.78
Darveniza	$2 * I + 30 \left(1 - e^{\frac{1}{6.8}} \right)$			
	$\beta = 0.9$			

Fuente: Estudio de Coordinación de Aislamiento de la línea de Transmisión San Gabán - Mazuco - Puerto Maldonado: (Becerra Peña & Horque Latorre, 2008)

En el presente estudio se tomarán los valores de Love ($\alpha=10$, $\beta=0.9$ y $\gamma=0.65$)

2.8.2.2 CRITERIOS BÁSICOS DEL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO (ME)

Los fundamentos teóricos fueron enunciados en 1963 por Young, Clayton y Hileman, luego posteriormente Armstrong, Brown, Whitehead (1968 - 1.969) y Love (1973) contribuyeron a perfeccionar el método aplicado al diseño de la ubicación del cable de guarda en las líneas eléctricas (Yanque M, 2004).

- ✓ Con las dimensiones de un soporte y la ubicación del conductor más expuesto al rayo, se determina el lugar y el ángulo de protección más eficaces del CG.
- ✓ El CG ubicado según el modelo (ME) no intercepta todos los rayos, solo a aquellos que representan peligro de falla del aislamiento al caer en los conductores.

a. Distancia de Ruptura (Distancia de Salto de la Descarga de Captura)

El rayo que desciende, recibe la influencia de los objetos protuberantes del suelo, al llegar a una distancia (d_C), da un salto final para establecer el contacto (Yanque M, 2004):

- ✓ La distancia (d_C) da un salto final para establecer el canal de descarga, es decir depende de la corriente del rayo (I_R).

- ✓ Al acercarse el piloto el campo eléctrico en el suelo (gradiente superficial), supera los 400kV/m. antes de producirse descargas parciales ascendentes.
- ✓ Registros ópticos permiten correlacionar empíricamente la distancia piloto suelo de salida de la descarga de captura, con la corriente del rayo (I_R).

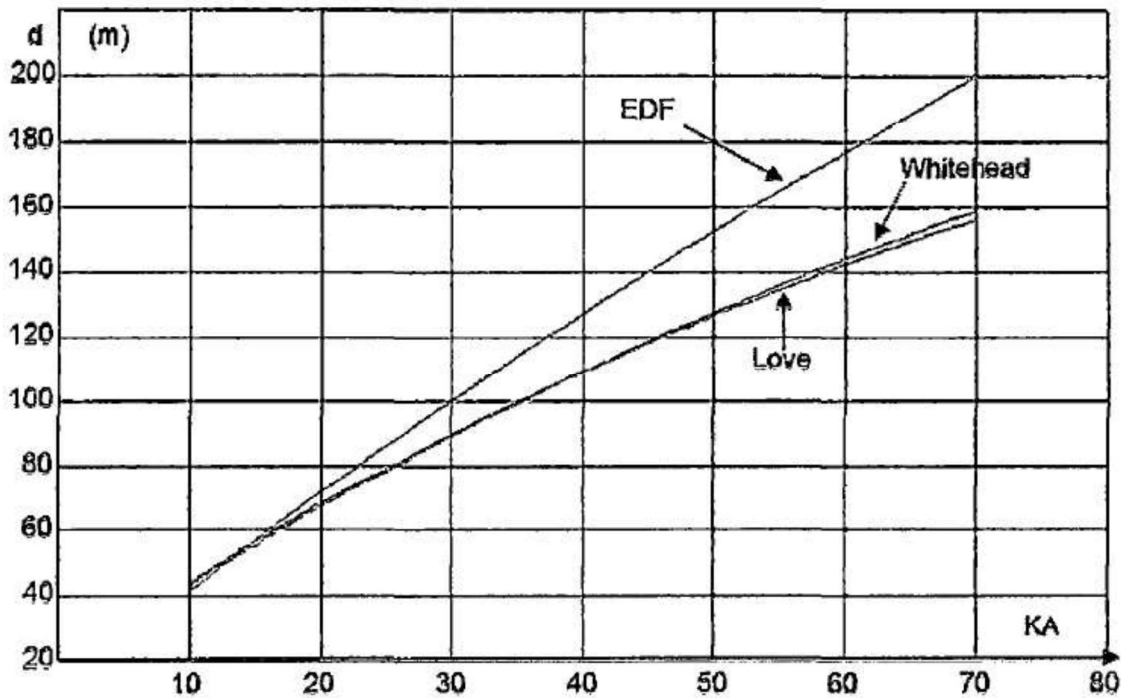


Figura 2.13 Gráfico de la Distancia de salto & Corriente de Rayo.

Fuente: Notas del curso -versión (Yanque M, 2004)

2.8.2.3 APLICACIÓN DEL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO (ME)

Se basa en la obtención sobre la superficie del suelo, de un volumen con exposición nula al impacto directo o a la penetración de rayos de corriente superior a un valor considerado crítico ($I_R \geq I_e$) mediante apantallamiento por cable de guarda o Franklin (Yanque M, 2004).

El principio geométrico deriva de las observaciones del mecanismo de rayo en la etapa final previa al salto de la “descarga de captura” caracterizada por una distancia (d) entre un punto del suelo y la descarga líder del rayo.

- ✓ La distancia (d) también denominada radio de protección se inicia en un punto del suelo o en una protuberancia, su longitud es mínima y esta correlacionada en la carga estática involucrada $Q = f(I_R, t)$.
- ✓ El método se aplica con buenos resultados a la protección contra descargas atmosféricas prácticamente para toda la infraestructura en el suelo.
- ✓ La eficacia de la protección requiere de un buen desempeño del aterramiento (PAT), con baja impedancia para la dispersión de la corriente (I_R), en el suelo.
- ✓ La protección diseñada se cumple, aunque la descarga del rayo no sea vertical, no solo para protuberancias sino también para suelo inicial plano.

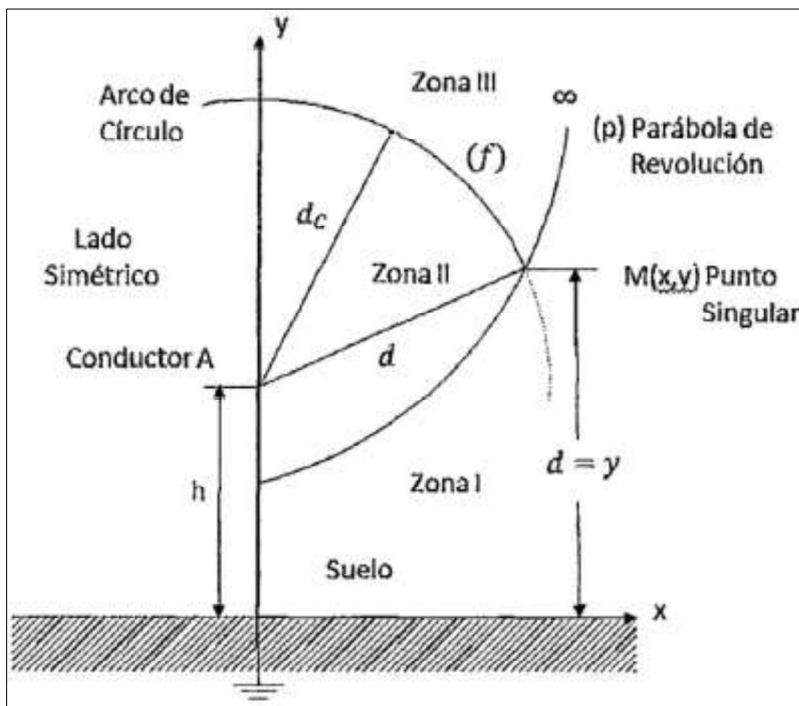


Figura 2.14 Determinación de la zona apantallada.

Fuente: Notas del curso-versión (Yanque M, 2004)

2.8.2.4 DIAGRAMA DE APLICACIÓN (ME)

El eje (y) es coincidente con la altura media (h) del conductor (A), mientras que el eje (x) representa el plano del suelo que se considera llano.

Los rayos que bajan o se aproximan podrán alcanzar indistintamente el conductor en el punto (A) a ser protegido o también el suelo, será necesario establecer dicha frontera espacial.

La parábola (p), es el lugar geométrico de todos los puntos equidistantes del conductor (A) y del suelo (es la frontera) se le determina mediante la ecuación: $h^2 - 2hy + x^2 = 0$ (divide el espacio en las zonas I y II).

Para separar los rayos que no ocasionan falla ($I_R < I_C$), con la distancia crítica (d_C) se traza el arco del círculo (f) tomando como centro el conductor (A) (Yanque M, 2004).

$$d_c = 6.7(I_C)^{0.8} \text{ (Divide la zona II en nuevas: Zona II y III)}$$

El punto de intercepción de la parábola (p) con el arco de círculo (f) forma el punto (M) singular que pertenece a las tres zonas, en el que:

$$AM = d_c = d = y$$

2.8.2.5 PROTECCIÓN DE CONDUCTORES DE LÍNEAS ELÉCTRICAS

El objetivo es evitar los impactos directos de los rayos que bajando de la nube puede aproximarse al suelo produciendo la descarga de captura (Yanque M, 2004):

- La zona I ($d = d_c$): En cuyo caso todos los rayos caerán al suelo.
- La zona II ($d < d_c$): Los rayos pueden caer en el conductor (A), no fallara.
- La zona III ($d \geq d_c$): Los rayos caerán en el cable de guarda o habrá falla.

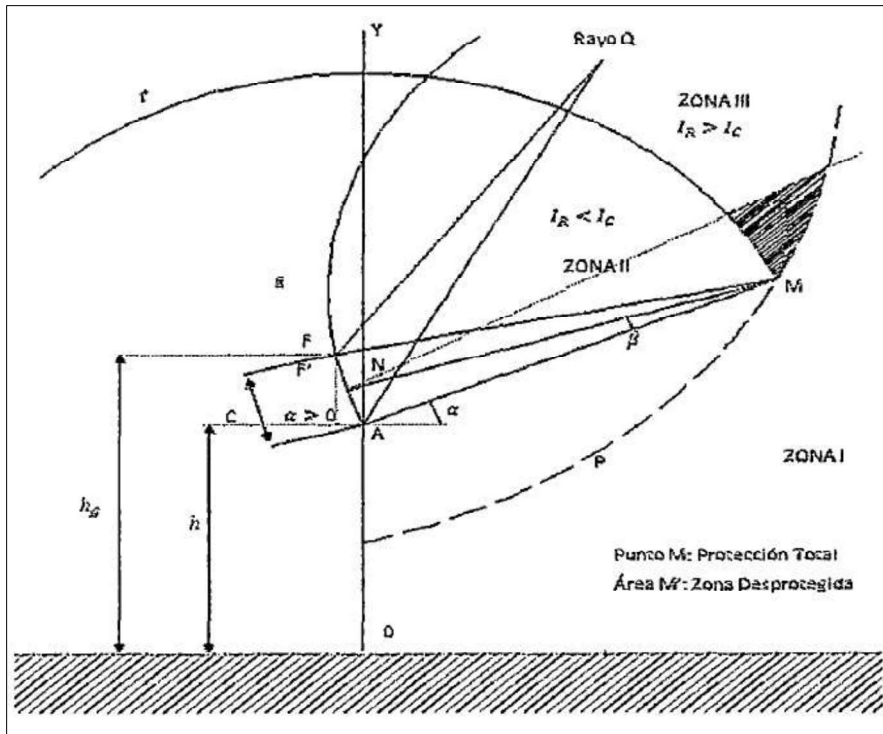


Figura 2.15 Modelo electrogeométrico del cable de guarda.

Fuente: Notas del curso-versión (Yanque M, 2004)

Para la ubicación óptima del cable de guarda en la Figura 2.15, haciendo centro en (M) se traza un arco de círculo (g) con radio (d_c).

- El arco (g) pasara sobre un punto (A), describiendo el lugar geométrico de todos los puntos que brindaran protección por encima al conductor (A).
- Todo punto (F) del arco (g) formara con (A) y (M), un triángulo isósceles cuyos puntos de la mediatriz (NM) serán equidistantes de (A) y (F).
- Todo rayo que se aproxima por el punto (Q), por encima (NM), tendrá una trayectoria $QF < QA$ que cumple con la condición de protección de (A), si se aproxima por (M) tiene 50% de la probabilidad de caer en (A) o en el suelo.

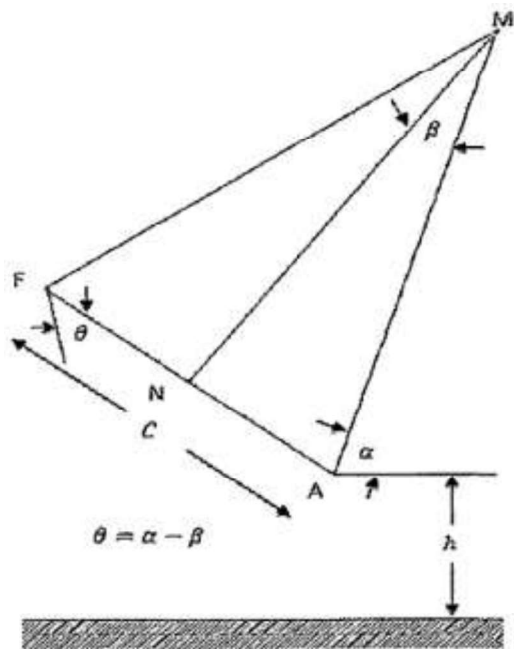


Figura 2.16 Determinación del ángulo de apantallamiento.

Fuente: Notas del curso-versión (Yanque M, 2004)

El ángulo de protección (θ), formado por la vertical que baja del C.G. (F) y la recta que une al conductor (A), resulta de haber calculado los ángulos α y β (ángulos de incidencia)

$$C = \frac{U_r}{528} \quad (2.40)$$

$$C = \frac{6 * U_{BIL}}{1000} (m) \quad (2.41)$$

Donde:

C: Distancia entre el cable de guarda y conductor más próximo.

La distancia (C) entre CG (F) y el conductor (A), no podrá ser menor que el intervalo mínimo para el sostenimiento de la máxima STM.

Este método implica el concepto de distancia de ruptura (distancia de encebamiento), con la indeterminación del punto de caída del rayo hasta el momento en que su orientación sigue la distancia del campo más intenso. Así, permite determinar en función de las dimensiones de una estructura, el ángulo de protección del cable de guarda más eficaz (Yanque M, 2004).

2.8.3 AISLADORES

Los aisladores son elementos cuya finalidad consiste en aislar eléctricamente el conductor de la línea del apoyo que lo soporta, al emplearse conductores se precisa de aisladores que posean buenas propiedades dieléctricas ya que la misión fundamental de estos es evitar el paso de la corriente del conductor hacia tierra. La unión de los conductores con los aisladores y de estos con los apoyos se efectúa mediante piezas metálicas denominadas herrajes (también se usa el término ferretería).

2.8.3.1 PASO DE CORRIENTE

El paso de la corriente del conductor al apoyo puede producirse por las causas siguientes.

a. Por Conductividad del Material

Es decir, a través de la masa del aislador, para evitar esto se emplean materiales cuya corriente de fuga sea despreciable como el vidrio, porcelana o poliméricos.

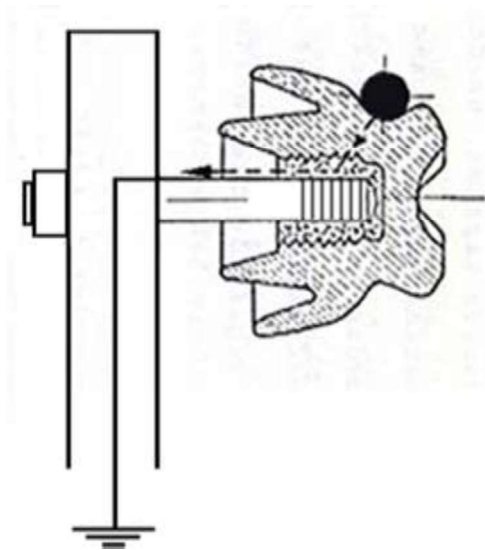


Figura 2.17 Paso de corriente en un aislador por conductividad del material o masa

Fuente: Contaminación por salinidad en líneas de transmisión cercanas a la costa (Franco Tinoco, Servio Bladimir, 2002)

b. Por Conductividad Superficial

Se produce cuando una corriente de fuga contornea la parte exterior del aislador por aumento de la conductividad, esto es ocasionado principalmente por haberse depositado en la superficie del aislador una capa de polvo o humedad.

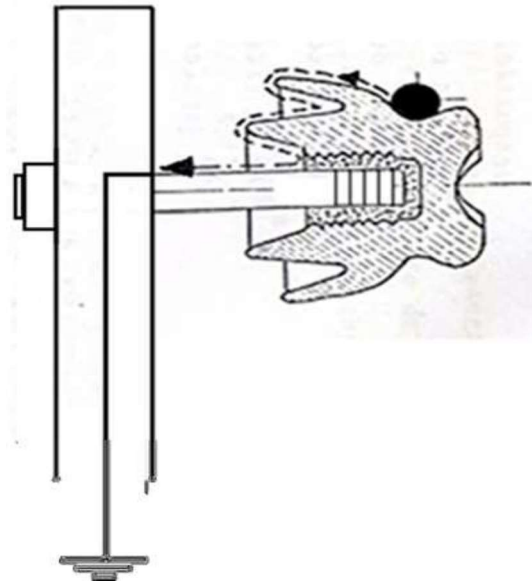


Figura 2.18 Paso de corriente en un aislador por conductividad superficial

Fuente: Contaminación por salinidad en líneas de trasmisión cercanas a la costa (Franco Tinoco, Servio Bladimir, 2002).

Esta conductividad también recibe el nombre de efecto corona y es una manifestación luminosa producida por la ionización del aire en el contorno del aislador, esto suele reducirse dando un perfil adecuado a la superficie del aislador.

c. Por Perforación de la Masa del Aislador

Al ser muy difícil mantener la uniformidad dieléctrica de un material en toda su masa, existe el peligro de que se perfora el aislador, sobre todo si el espesor es grande. Por ello, los aisladores suelen fabricarse en varias piezas de pequeño espesor unidas por una pasta especial.

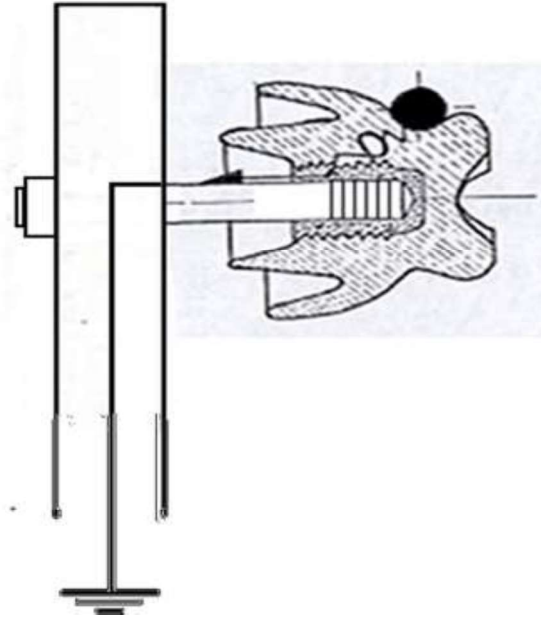


Figura 2.19 Paso de corriente en un aislador por perforación de la masa

Fuente: Contaminación por salinidad en líneas de transmisión cercanas a la costa (Franco Tinoco, Servio Bladimir, 2002).

d. Por Descarga Disruptiva a Través del Aire

Puede producirse una descarga disruptiva (arco entre el conductor y el soporte a través del aire), cuya rigidez dieléctrica a veces no es suficiente para evitar la descarga. Esto suele ocurrir con la lluvia o humedad debido a la ionización del aire, y se puede evitar con un diseño adecuado para aisladores de intemperie, tratando de aumentar la distancia entre aislador y soporte de forma que la tensión necesaria para la formación del arco en el aire sea mayor.

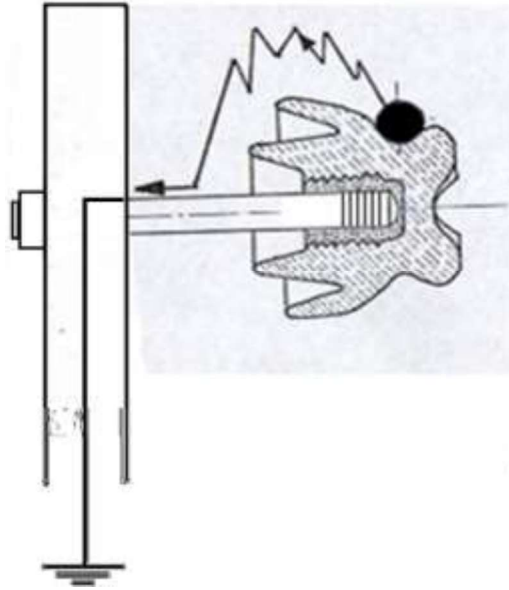


Figura 2.20 Paso de corriente en un aislador por descarga disruptiva a través del aire

Fuente: Contaminación por salinidad en líneas de transmisión cercanas a la costa (Franco Tinoco, Servio Bladimir, 2002).

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, las cualidades específicas que deben cumplir los aisladores son:

- a.** Rigidez dieléctrica suficiente para que la tensión de perforación (a la cual se ceba el arco a través de la masa del aislador) sea lo más elevada posible. Esta rigidez depende de la calidad del material empleado y del espesor del aislador.
- b.** Disposición adecuada, porque la tensión de contorno presenta valores elevados y por consiguiente se debe evitar que se produzcan descargas de contorno entre los conductores y el apoyo a través de los aisladores. La tensión de contorno es la tensión a la que se ceba un arco a través del aire siguiendo la mínima distancia entre fase y tierra, es decir, el contorno del aislador. Esta distancia se llama longitud o línea de fuga (ver figura 2.21).
- c.** Resistencia mecánica adecuada para soportar los esfuerzos demandados por el conductor.

- d. Resistencia a las variaciones de temperatura.

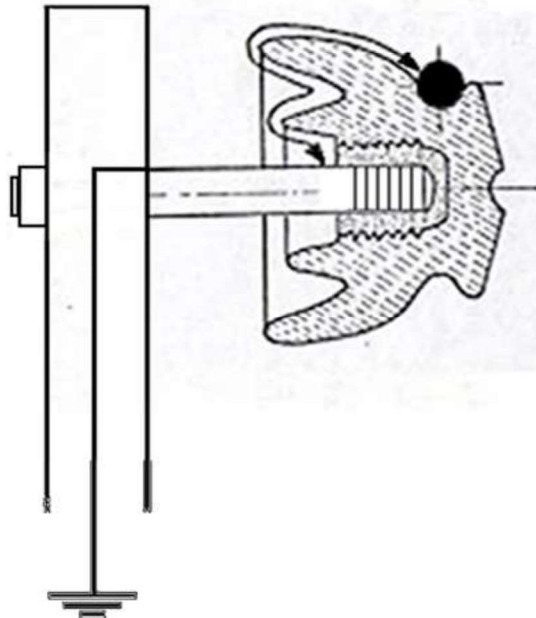


Figura 2.21 Línea de fuga de un aislador

Fuente: Contaminación por salinidad en líneas de transmisión cercanas a la costa (Franco Tinoco, Servio Bladimir, 2002).

2.8.3.2 PROPIEDADES CONSERVADORAS DE LOS AISLADORES:

- El aislador debe ser impermeable, para evitar que penetre agua en su cuerpo, esta propiedad se llama hidrofobicidad (típico en los aisladores poliméricos).
- El aislador no debe ser poroso, para evitar que penetre en su cuerpo sustancias no aislantes.
- Debe ser muy liso, para presentar gran dificultad a la formación de depósitos sobre su superficie y, además, en caso de lluvia, el agua no escurra por su cuerpo de manera continua y así pueda bajo estas condiciones mantener la línea aislada.
- El aislador debe tener una forma especial o geometría que tiene que ver fundamentalmente con la conservación de la resistencia eléctrica, bajo condiciones de

lluvia y otras que se puedan presentar durante la operación, así como también garantizar una buena resistencia mecánica.

2.8.3.3 CARACTERÍSTICAS DE AISLAMIENTO DE LOS AISLADORES

Para poder seleccionar los aisladores para una aplicación determinada, es necesario conocer su comportamiento al aplicarle las sobretensiones que pueden presentarse en un sistema o alimentador eléctrico en media tensión, establecidas como sobretensión a la frecuencia industrial, por maniobra y por descarga atmosférica. A cada sobretensión obedece o corresponde un determinado nivel de aislamiento, para el presente trabajo se han considerado los siguientes.

2.8.3.3.1 NIVEL DE AISLAMIENTO A BAJA FRECUENCIA O FRECUENCIA INDUSTRIAL (60 HZ)

Los aisladores están sometidos normalmente a una diferencia de potencial de baja frecuencia, resultante del voltaje de operación del sistema en que están instalados, podrán también estar sometidos a sobre voltajes de baja frecuencia en casos de fallas monofásicas o bifásicas a tierra, cuya magnitud depende de las características del sistema. Además, si los aisladores están colocados a la intemperie, que es el caso más frecuente, habrá que considerar su comportamiento en condiciones de atmósfera seca y húmeda.

El parámetro dominante en el comportamiento de los aisladores sometidos a tensiones de frecuencia industrial es la “línea de fuga superficial”, que determina la resistencia que ofrece el aislador al paso de la corriente por su superficie.

2.8.3.3.2 NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO TIPO RAYO

El comportamiento de un aislador sometido a impulsos de tensión similares a los producidos por rayos depende principalmente de su longitud y en grado menor de su geometría, el valor al que se flamea un aislador sometido a impulsos de tensión depende tanto de la magnitud de los impulsos como del tiempo que estén aplicados.

Si se somete un aislador a una serie de impulsos de tensión de forma de onda normalizada (1,2/50µs) y de diversos valores de cresta y se traza la gráfica determinada por el valor de cresta de cada onda y el tiempo que tarda en producirse el flameo del aislador se obtiene la curva llamada curva tensión - tiempo del aislador.

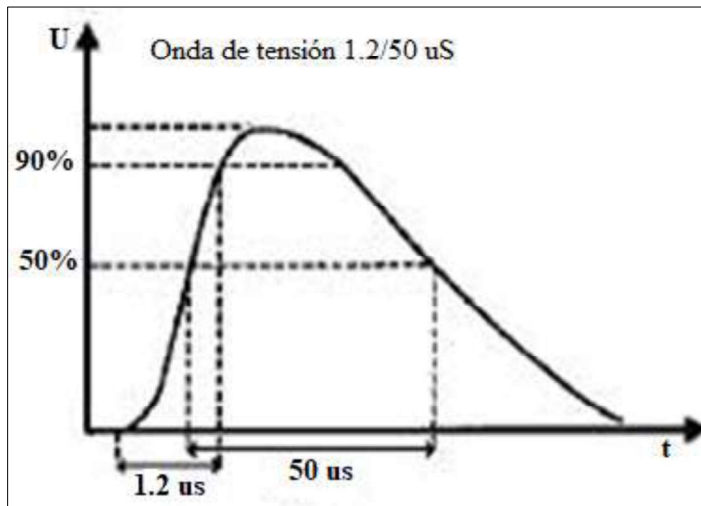


Figura 2.22 Curva tensión - tiempo del aislador al impulso tipo rayo

Fuente: <http://lasmejoresnotaspublicadas.blogspot.pe/2014/01/pararrayos-cts-y-cec-como-funcionan.html>

La tensión de flameo al impulso crítico de un aislador se define como el valor de cresta de la onda que causa flameo del aislador en la cola de la onda el 50% de las veces que se aplica una onda normalizada de dicha magnitud.

El nivel de aislamiento al impulso BIL (Basic Insulation Level o Nivel Básico de Aislamiento) expresado en kV es el valor de cresta de la onda de mayor magnitud que soporta el aislador sin flamearse.

2.8.3.3 NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS

En la siguiente tabla se muestran los niveles de aislamiento que se aplicarán a los alimentadores o redes primarias en condición estándar según (Norma IEC 60071-1, 1993).

Tabla 2.5
Niveles de aislamiento (*) normalizados para redes primarias en el Perú

Tensión nominal entre fases (kV)	Tensión máxima entre fases (kV)	Tensión de sostenimiento a la onda entre fases y fase a tierra (kVp)	Tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial entre fases y fase-tierra (kV)
22.9	24	125	50

(*) También llamado tensión de sostenimiento o tensión soportada

Fuente: (Norma IEC 60071-1, 1993)

2.8.3.4 MATERIALES DE LOS AISLADORES

a. Aisladores de Porcelana o Vidrio

Los aisladores de porcelana deben fabricarse por proceso húmedo. Toda la superficie expuesta de los aisladores de porcelana debe cubrirse con un vitrificado de tipo compresión duro, liso, brillante e impermeable a la humedad, que le permita por medio del lavado natural del agua de lluvia mantenerse fácilmente libre de polvo o suciedades residuales ocasionadas por la contaminación ambiental. La superficie total del aislador, con excepción de la superficie de quema, deberá estar esmaltada. La superficie total deberá estar libre de imperfecciones. La porcelana utilizada no tiene que presentar porosidades, debiendo ser de alta resistencia dieléctrica, elevada resistencia mecánica, químicamente inerte y elevado punto de fusión.

En caso que los aisladores sean de vidrio, estos deberán ser templados y de preferencia del tipo sodio - calcio, recocido o temperado, homogéneo e incoloro.

b. Aisladores Poliméricos

Todos los aisladores poliméricos serán livianos, resistentes a los actos de vandalismo e inmunes a daños causados por agua o radiación solar. Los aisladores deben presentar aletas de diseño aerodinámico que faciliten su auto limpieza por el viento y lluvia.

Se preferirán aquellos aisladores que sean de goma de silicona de alta performance, del tipo hidrofóbico o sea que repelen o concentren el agua en su superficie y no lo dejen ingresar al cuerpo. (Endesa S.A, 2008).

La experiencia en servicio ha mostrado que la hidrofobicidad es decisiva para un funcionamiento fiable en condiciones de contaminación con medidas mínimas de mantenimiento preventivo tales como limpieza o lavado.

c. Relación de la Tensión Disruptiva con la Tensión de Perforación Eléctrica

Los aisladores deberán ser diseñados de tal manera que la relación de su tensión disruptiva en seco a baja frecuencia, con la tensión de perforación dieléctrica a baja frecuencia, esté de acuerdo con las Normas ANSI C-22.9 o normas internacionales aplicables. Cuando no exista una norma, esta relación no deberá exceder de 75% excepción: los aisladores diseñados específicamente para ser utilizados en áreas de alta contaminación atmosférica, pueden tener una tensión disruptiva en seco de baja frecuencia, nominal no mayor de 80% de su tensión de perforación dieléctrica de baja frecuencia.

2.8.3.5 TIPOS DE LOS AISLADORES

a. Aisladores de Suspensión o Retención

También llamados tipo campana, generalmente los ensambles de varios de ellos forman una cadena para los de vidrio o porcelana, los poliméricos constituyen una sola unidad. Los de vidrio o porcelana tienen insertos metálicos que los articulan con un grado de libertad u horquilla o dos para el tipo caperuza y pin. Las normas fijan con detalle la geometría, tamaños, resistencia electromecánica y ensayos.



Figura 2.23 Aisladores de suspensión de porcelana

Fuente: <http://www.emprel.com.ar/lineas-aereas-electricas/lineas-electricas-aisladores.html>

b. Aisladores Tipo Line Post

Generalmente son de porcelana, pero también existen los de polímeros. La porcelana trabaja a tracción, pero existen pocos fabricantes que ofrecen esta solución, especialmente si se requieren elevadas prestaciones, ya que no es una solución natural para este material, en cambio es la solución natural de los aisladores de suspensión. Las normas fijan con detalle la geometría, tamaños, resistencia electromecánica y ensayos.



Figura 2.24 Aisladores tipo line post de porcelana

Fuente: <http://www.emincco.com.co/prueba/porcelana5.html>

c. AISLADORES TIPO PIN

Usados en tensiones bajas y medias tienen forma de una pequeña campana, montados sobre un perno o pin (también llamado espiga con cabeza de plomo) y se fabrican de porcelana, vidrio o polímero. Actualmente es muy común el tipo híbrido que tiene componentes poliméricos y de porcelana en una sola unidad compacta.



Figura 2.25 Aisladores tipo pin de porcelana

Fuente: <http://www.emincco.com.co/prueba/porcelana2.html>

Según la necesidad o diseño su función puede ser en estructuras de alineamiento, de cruce y en subestaciones de distribución cumpliendo una función similar al aislador line post. Las normas fijan con detalle la geometría, tamaños, resistencia electromecánica y ensayos.

2.8.3.6 CARACTERÍSTICAS DE LOS AISLADORES

- **Rigidéz Dieléctrica (kV/m)**

La intensidad máxima de campo eléctrico que puede resistir un material dieléctrico sin que se presente una ruptura (Wesley Longman, 1998).

Por ejemplo, tenemos el aire de 30 kV/m.

- **Carga de Rotura Mecánica (Kg)**

Es la carga la que tiene lugar la rotura del aislador, en las condiciones establecidas en el ensayo.

- **Tensión de Flameo al Impulso**

De un aislador es el valor de cresta de la onda de impulso que bajo condiciones específicas produce flameo en el medio circundante.

- **Longitud de Fuga (mm)**

Es la menor distancia medida sobre la superficie de un dieléctrico solido colocada entre dos piezas conductoras entre las que existe un campo eléctrico.

Considerándose el efecto de contaminación, se asigna el nivel de aislamiento (NA) según las características de la zona.

Tabla 2.6
Nivel de contaminación de aislamiento

Nivel de Contaminación	Descripción	Distancia de fuga unitaria mínima (mm/kV)
I Ligero	Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con instalaciones de calefacción. Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sujeto a lluvias y/o vientos frecuentes. Áreas de agricultura. Áreas montañosas. Todas estas áreas deberán encontrarse al menos 10 a 20 km del mar y no debe estar expuesta a los vientos directamente desde el mar.	16
I Mediano	Áreas con industrias que no producen particularmente humo contaminante y/o con densidad promedio de casas equipadas con instalaciones de calefacción. Áreas con alta densidad de industrias o casas, pero sujeto a lluvias y/o vientos frecuentes. Áreas expuestas a viento desde el océano, pero no muy cercanas a la costa (al menos a varios kilómetros de distancia).	20
III Alto	Áreas con alta densidad de industrias y barrios residenciales de grandes ciudades con alta densidad de instalaciones de calefacción que producen polución. Áreas cerca del mar o expuestas a vientos desde el mar relativamente fuertes.	25

IV Muy alto	<p>Áreas de extensión moderada, sujetas a polvo conductor y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos.</p> <p>Áreas de extensión moderada, muy cercanas de la costa y expuestas a la “brisa marina” o a vientos desde el mar muy intensos.</p> <p>Áreas desérticas, caracterizadas por la escasa lluvia, expuestas a fuertes vientos llevando arena y sal, y sujeto a condensación regular.</p>	31
----------------	---	----

Fuente: (Norma IEC 60815, 2008), Grados de Contaminación.

Se calcula la longitud de fuga, considerando los diferentes grados de contaminación para toda la ruta de la línea.

$$L_{minfuga} = L_{minfuga\ especifica} * V_m * F_c \quad (2.42)$$

$$F_c = 1 + 1.25(h - 100)^{10^{-4}} \quad (2.43)$$

Donde:

$L_{minfuga}$: Longitud de fuga unitaria en $(\frac{mm}{kV})$

V_m : Tensión Eficaz (kV)

h : Altura sobre el nivel del mar.

F_c : Factor de corrección por altura

Se compara con el valor de la longitud de fuga total, producto del número de aisladores y longitud de fuga unitaria, si cubre las solicitudes de la línea.

2.8.3.7 DIMENSIONAMIENTO DEL AISLAMIENTO PARA LÍNEAS ELÉCTRICAS

(TENSIÓN DE AISLAMIENTO A FRECUENCIA INDUSTRIAL)

Según (Becerra Peña & Horqqe Latorre, 2008), la sobretensión se produce debido a fallas en el sistema y ésta dado por la siguiente expresión.

$$V_{fi} = \frac{f_s * V_m * H}{\sqrt{3} * (1 - N * \sigma) * \delta^n * f_1} \quad (kV) \quad (2.44)$$

$$\log(b) = \log(76) - \frac{m.s.n.m}{18336} \quad (2.45)$$

$$\delta = \frac{3.29 * b}{273 + t} \quad (2.46)$$

Donde:

V_{fi} : Tensión de aislamiento a frecuencia industrial.

f_s : Factor de sobretensión a frecuencia industrial.

V_m : Tensión Eficaz

H : Factor por Humedad.

N : Número de desviaciones estándar alrededor de la Media.

σ : Desviación estándar.

δ : Densidad relativa del aire.

n : Exponente empírico.

f_1 : Factor por lluvia.

b : Presión barométrica (en cm Hg).

t : Temperatura °C

2.8.3.8 DIMENSIONAMIENTO DEL AISLAMIENTO PARA LÍNEAS ELÉCTRICAS

(TENSIÓN DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE RAYO)

Según (Becerra Peña & Horque Latorre, 2008), sigue una secuencia basada en las condiciones atmosféricas, meteorológicas y ambientales:

$$V_i = \frac{BIL}{(1 - N * \sigma) * \delta} (kV) \quad (2.47)$$

Donde:

V_i : Tensión de aislamiento al impulso de rayo.

BIL : Nivel Básico de Aislamiento (kV-BIL)

N : Número de desviaciones estándar alrededor de la media.

σ : Desviación estándar 3%

δ : Densidad relativa del aire

Luego se selecciona del catálogo del fabricante el número y tipo de aisladores con la V_i , que cubra esa magnitud.

2.8.4 PUESTAS A TIERRA

La puesta a tierra es la unión eléctrica, con la tierra, de una parte, de un circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo (García Marquez, 1991).

De acuerdo a este principio, la necesidad de una puesta a tierra se establece para conducir a tierra, las corrientes (pequeñas o de gran intensidad) de cualquier naturaleza que se puede originar, ya sea que se traten de corrientes de falla, desequilibrios de los sistemas de distribución de energía o por descargas eléctricas (Tasipanta S, 2002).

El sistema de puesta a tierra debe contar con baja impedancia para dispersar la energía de la descarga atmosférica. Puesto que la descarga atmosférica consiste en componentes de alta frecuencia, nos preocupa específicamente el parámetro eléctrico dependiente de la frecuencia del sistema de puesta a tierra impedancia, así como también la puesta a tierra de baja resistencia.

2.8.4.1 RESISTIVIDAD DEL TERRENO (ρ)

Según (Tasipanta S, 2002). la resistividad del terreno es la resistencia que tiene la tierra para oponerse al paso de la corriente eléctrica por unidad de longitud (ohm-m). La resistividad del terreno determina la efectividad de una toma de tierra, la cual varía de un lugar a otro de acuerdo a los siguientes factores.

- Naturaleza del terreno.
- Humedad.

- Temperatura.
- Salinidad.
- Estratigrafía.
- Compactación
- Granulometría

2.8.4.2 RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La resistencia de puesta a tierra es un parámetro que se mide y expresa la eficiencia de la puesta a tierra, el cual es evaluado en términos de resistencia, cuya unidad de medida es Ohm. En el caso de las líneas aéreas de distribución es una medida que indica que tan eficiente puede ser el electrodo o grupos de electrodos, para dispersar una corriente de falla en el terreno (García Marquez, 1991).

La resistencia de puesta a tierra que presenta un electrodo se estima a través de la siguiente relación:

$$R_o = \frac{\rho}{2\pi L} * Ln\left(\frac{4L}{1.36 d} * \frac{2h + L}{4h + L}\right) (\Omega) \quad (2.48)$$

Donde:

R_o : Resistencia del sistema de puesta a tierra (Ohms)

ρ : Resistividad del terreno (Ohms-m)

L : Longitud del electrodo (m)

d : Diámetro del electrodo (m)

h : Profundidad de enterramiento (m)

La norma (Norma IEC 60071-2, 1999), en relación con las sobretensiones producidas por la corriente del rayo por la impedancia a tierra de los apoyos, indica que cuando la puesta a tierra del apoyo situado dentro de un radio de 30 m, la impedancia de puesta a tierra puede sustituirse por un

valor de puesta a tierra (R), teniendo en cuenta la corriente límite I_g que produce la ionización del terreno.

$$R = \frac{R_o}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (\Omega) \quad (2.49)$$

$$I_g = \frac{1}{2\pi} * \frac{E_o \rho}{R_o^2} \quad (kA) \quad (2.50)$$

Donde:

R_o : Resistencia del sistema de puesta a tierra (Ohms)

I : Corriente de descarga (15kA)

I_g : Corriente límite (kA), que representa la corriente que produce la ionización del terreno.

E_o : Gradiente de ionización del terreno (Valor recomendado: 400kV/m)

ρ : Resistividad del terreno (Ohms-m)

R_{fc} (ohm)	ρ (ohm.m)	I_g (kA)	R_{hc} (ohm)	ρ (ohm.m)	I_g (kA)	R_{hc} (ohm)
1	100	6.366,20	1,00	1.000	63.661,98	1,00
5	100	254,65	4,73	1.000	2.546,48	4,97
10	100	63,66	8,24	1.000	636,62	9,77
15	100	28,29	10,45	1.000	282,94	14,26
20	100	15,91	11,77	1.000	159,15	18,35
30	100	7,07	13,10	1.000	70,74	25,14
40	100	3,98	13,69	1.000	39,79	30,20
50	100	2,55	13,99	1.000	25,46	33,88

Figura 2.26 Corrientes límites de ionización I_g (kA).

Fuente: (Martinez Velasco, 2002)

2.9 EVALUACIÓN ECONÓMICA

En nuestro trabajo de estudio consideramos los métodos de VAN y TIR para considerar el flujo de carga, del mismo modo la razón del costo - beneficio y costo de recuperación.

En lo que, respecto al cálculo de la población futura de la zona de estudio, se empleó el método geométrico donde se asume que el crecimiento de la población es proporcional al tamaño de esta.

2.9.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Según (Fernandez Espinoza, 2007). El VAN se define como: el valor actual neto es uno de los métodos financieros que si toma en cuenta los flujos de efectivo en función del tiempo.

Consiste en encontrar la diferencia entre el valor actualizado de los flujos de beneficio y el valor actualizado de las inversiones y otros egresos de efectivo.

La tasa que se utiliza para descontar los flujos de rendimiento mínimo aceptable de la empresa (k), por debajo del cual los proyectos de inversión no deben efectuarse.

$$VAN = -I_0 + \frac{F_{n1}}{(1+k)} + \frac{F_{n2}}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (2.51)$$

Donde:

$-I_0$: Inversión inicial

F_n : Flujo neto de efectivo anual

k : Costo de capital

Según (Fernandez Espinoza, 2007), para proyectos mutuamente excluyentes se escoge el proyecto con el mayor VAN.

Para proyectos independientes rige la siguiente regla.

- $VAN > 0$, Se elige el proyecto
- $VAN < 0$, No se acepta el proyecto
- $VAN = 0$, Financieramente No se elige, pero estratégicamente puede ser elegido

2.9.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Según (Aguilar Diaz, 2006), la TIR se define como: aquel tipo de actualización o descuento que iguala el valor actual de los flujos netos de caja con el desembolso inicial, es decir, es la tasa de actualización o descuento que iguala a cero el valor actual neto. La expresión que permite el cálculo de la TIR es la siguiente.

$$-I_0 = \frac{F_{n1}}{(1+k)} + \frac{F_{n2}}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (2.52)$$

$$VAN = -I_0 + \frac{F_{n1}}{(1+k)} + \frac{F_{n2}}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} = 0 \quad (2.53)$$

Donde:

$-I_0$: Inversión inicial

F_n : Flujo neto de efectivo anual

k : Costo de capital

Este indicador representa la rentabilidad promedio de todo el capital invertido.

Para proyecto mutuamente excluyentes se escoge el proyecto con el mayor TIR.

Para proyectos independientes rige la siguiente regla de decisión

- TIR > K; VAN > 0, Se elige el proyecto
- TIR < K; VAN < 0, No se acepta el proyecto
- TIR = 0; VAN = 0, No se elige el proyecto

Según (Aguilar Diaz, 2006). Las razones que justifican la mayor utilización del VAN frente a otros métodos, incluida la tasa interna de retomo, son las siguientes.

- El VAN mide la rentabilidad absoluta neta de un proyecto.
- El VAN supone tasas de reinversión iguales al costo de capital.

- El VAN permite evaluar tanto proyectos simples como no simples, mientras que la TIR puede representar inconsistencias en la evaluación de estos últimos.
- El VAN tiene mayor facilidad de calculo que la TIR.

2.9.3 RAZON BENEFICIO – COSTO (B/C)

Según (Beltran & Cueva, 2007), es un indicador que permite hallar la relación existente entre el valor actual de los ingresos (beneficios) y el valor actual de los costos del proyecto. La fórmula que nos permite calcular es.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^n}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^n}} \quad (2.54)$$

Donde:

$\frac{B}{C}$: Relación (Beneficio/Costo)

B_t : Beneficio en el periodo t.

C_t : Costo en el periodo t.

i : Tasa de rendimiento.

t : Periodos de tiempo.

n : Número de periodos.

Según (Beltran & Cueva, 2007), es necesario interpretarlo para poder tomar una decisión con respecto a la realización del proyecto. El criterio de decisión para este indicador es.

- $B/C > 1$, Significa que los flujos de beneficios son mayores al valor presente de los flujos de los costos. Se recomienda su ejecución.
- $B/C = 1$, Significa que los flujos de beneficios serán igual al valor presente de los flujos de los costos; pero antes de decidir si se ejecuta o no el proyecto, es recomendable realizar algunos ajustes y volver a evaluar el proyecto.

- $B/C < 1$, Significa el valor presente de los flujos de los costos será mayor que los flujos de beneficios, en este caso se toma la decisión de desechar el proyecto pues no es rentable.

2.9.4 PERIODO DE RECUPERACIÓN (PR)

Según (Fernandez Espinoza, 2007), se define como el tiempo en años que tarda en recuperarse el monto de la inversión inicial de un proyecto.

El periodo de recuperación se puede calcular de dos formas.

Si los flujos netos de efectivo son iguales en cada periodo, entonces.

$$PR = \frac{I_0}{F_n} \quad (2.55)$$

Donde:

I_0 : Inversión inicial.

F_n : Flujo neto de efectivo actual.

Si los flujos netos de efectivo no son iguales, el PR se calcula acumulando los flujos de efectivo sucesivos (positivos o negativos), hasta que su suma sea igual a la inversión.

$$PR = N^\circ \text{ de años antes de cubrir } I_0 + \frac{\text{Monto no cubierto de } I_0}{\text{Flujo del año en que se cubre } I_0} \quad (2.56)$$

Según este método, las mejores inversiones son aquellas que tienen un plazo de recuperación más corto.

CAPITULO III: EVALUACIÓN OPERATIVA ACTUAL DEL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01

3.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se mostrará las características del sistema eléctrico del alimentador de Cachimayo: CA-01, como: datos técnicos del transformador de potencia en la salida del alimentador, pararrayos, tipos y cantidad de transformadores de distribución, tipos y cantidad de estructuras, longitud de la línea, tipos de pararrayos en el transcurso de la red, tipos de aisladores.

Así mismo también se evalúa la situación actual del alimentador de media tensión de Cachimayo: CA-01, se realiza los cálculos de los indicadores de performance de la calidad de suministro de SAIFI y SAIDI, del mismo modo se modela la línea troncal en ATP y se verifica las sobretensiones al impacto del rayo sobre la línea mediante simulaciones.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL DE CACHIMAYO: CA-01

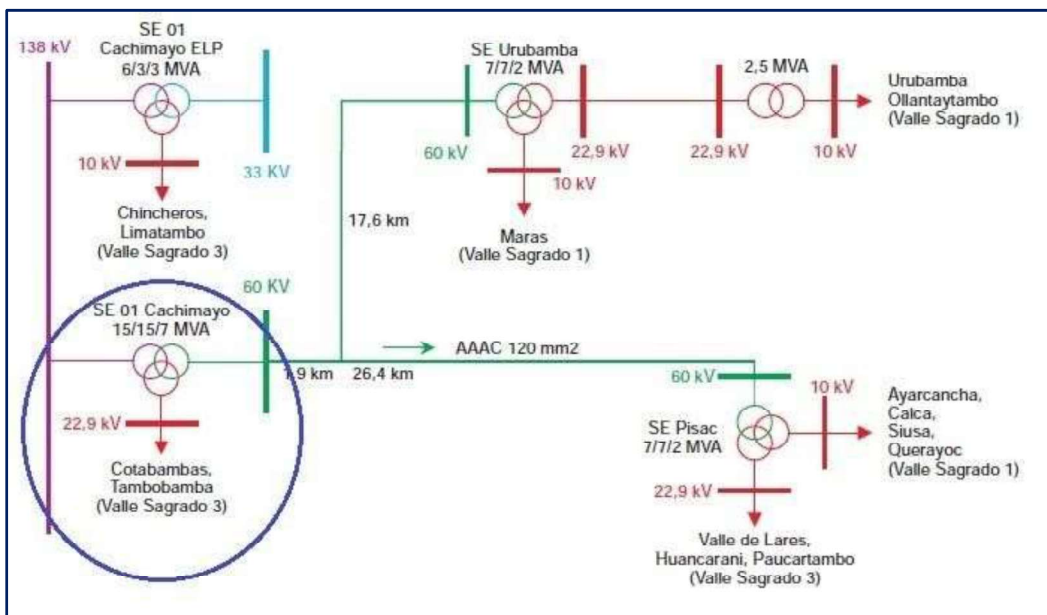


Figura 3.1 Diagrama unifilar de la Subestación de Cachimayo

Fuente: Electro Sur Este S.A.A. – Centro de Control

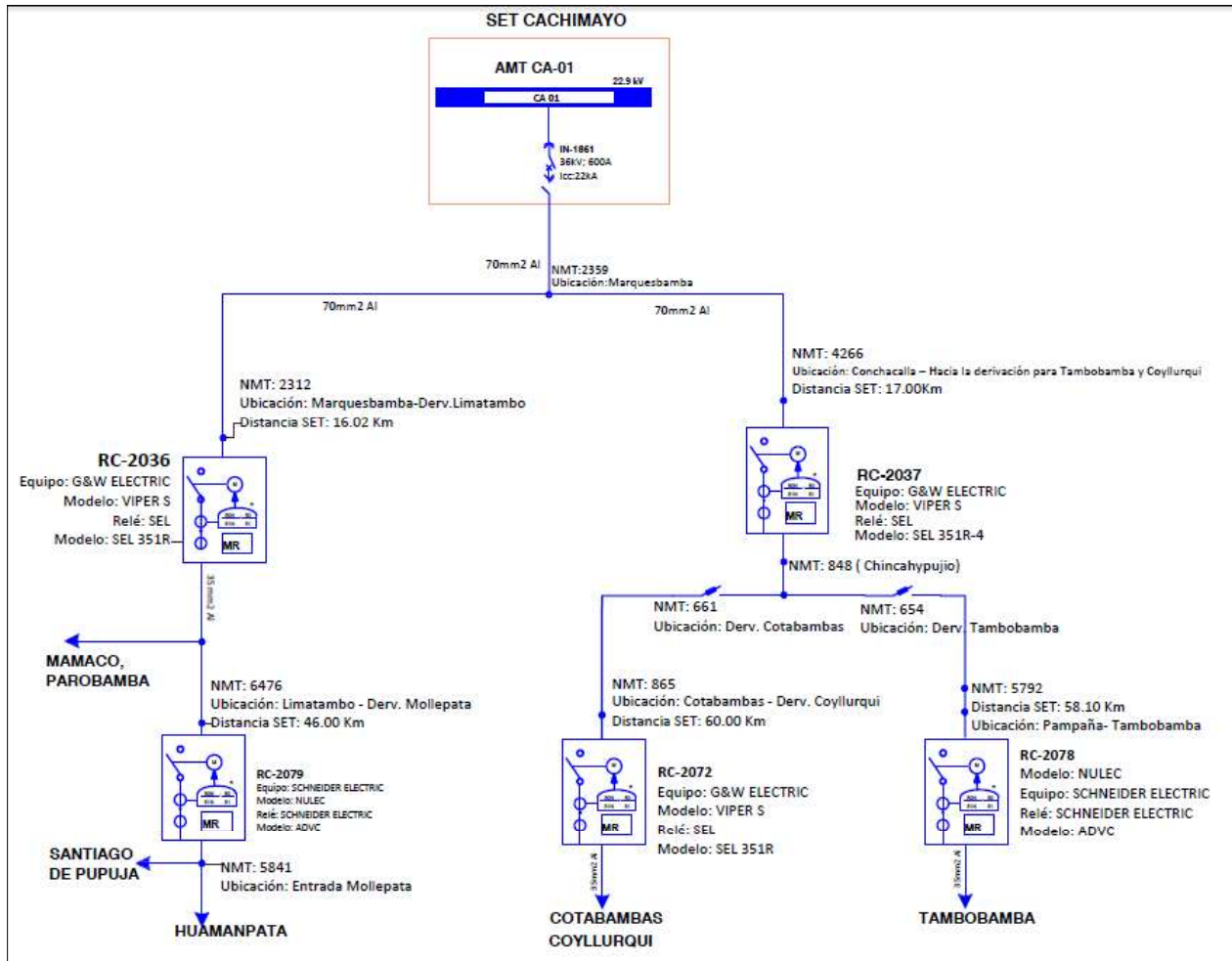


Figura 3.2 Diagrama Unifilar del Alimentador de Cachimayo: CA-01

Fuente: Electro Sur Este S.A.A. – Centro de Control

La Subestación de Cachimayo en 138kV está ubicada en el distrito de Cachimayo, provincia de Anta y región de Cusco, dicha Subestación Eléctrica se encuentra conectado al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), de la misma manera tiene la siguiente característica la salida del alimentador de Cachimayo: CA-01: cuenta con un transformador de potencia de 15/15/7 MVA. con un nivel de tensión de 138/60/22.9 kV, con conexión de YND5YN0.

El alimentador de Cachimayo: CA-01, abarca doce (12) distritos; como: Pucyura, Anta, Zurite, Ancahuasi, Limatambo, Mollepata, Chimchaypujio, Cotabambas, Tambobamba, Coyllurqui, Mara y Huayllati, de las Provincias de Anta, Cotabambas y Grau, de las Regiones de Cusco y Apurimac.

El alimentador de Cachimayo: CA-01, viene siendo operada por la Empresa Concesionaria de Electro Sur Este S.A.A.

3.2.1 DESCRIPCIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL ALIMENTADOR CACHIMAYO: CA-01

El alimentador de media tensión de Cachimayo: CA-01, es actualmente la red que distribuye la energía eléctrica desde el punto de inicio de la Subestación de Cachimayo hasta las distintas subestaciones de distribución que se encuentran en los diferentes puntos de los distritos de Pucyura, Anta, Zurite, Ancahuasi, Limatambo, Mollepata, Chimchaypujio, Cotabambas, Tambobamba, Coyllurqui, Mara y Huayllati.

El alimentador de Cachimayo: CA-01, tiene una topología radial, en la Tabla 3.1 se muestra los componentes técnicos de la red del alimentador de Cachimayo: CA-01.

Tabla 3.1
Características de la línea del Alimentador de Cachimayo: CA-01

Descripción	Datos
Nivel de tensión	22.9kV
Nº de ternas	1
Longitud	659.5km
Sistema	3Ø, 2Ø, 1Ø
Sección	25, 35, 50, 70, 90, 95mm ²
Conductores	AAAC y COBRE

Fuente: Sistema Integrado de Distribución (ArcGIS) – Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración Propia)

3.2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN (SED)

El alimentador de Cachimayo: CA-01, en 22.9kV, en su topología radial actualmente cuenta con una cantidad total de 419 subestaciones de distribución, de la misma manera cuenta con diferentes cantidades de tipos de subestaciones, como: Monoposte, Biposte y Caseta, también las subestaciones de distribución cuentan con diferentes potencias que operan con un nivel de tensión de 22.9kV.

Tabla 3.2

Tipos de subestaciones de distribución del alimentador de Cachimayo: CA-01

Descripción	Cantidad
Monoposte	364
Biposte	54
Triposte	00
Caseta	01

Fuente: Sistema Integrado de Distribución (ArcGIS) – Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración propia)

En la Tabla 3.2, se muestra la cantidad de subestaciones de distribución de acuerdo al tipo de subestaciones que operan con el nivel de tensión de 22.9kV.

Tabla 3.3

Potencia de las subestaciones de distribución del alimentador de Cachimayo: CA-01

Descripción	Cantidad
5KVA	88
10KVA	98
15KVA	99
25KVA	58
30KVA	02
37.5KVA	07
40KVA	09
50KVA	29
70KVA	09
100KVA	13
160KVA	01
200KVA	01
250KVA	03
400KVA	01
460KVA	01
Total	419

Fuente: Sistema Integrado de Distribución (ArcGIS) – Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración Propia)

En la Tabla 3.3, se muestra las potencias de las subestaciones de distribución del alimentador de Cachimayo: CA-01, desde una potencia de 5kVA hasta 460kVA y así con su respectiva cantidad.

Tabla 3.4

Subestaciones de Distribución según a su potencia

Descripción	Monofásico	Trifásico	Cantidad
5KVA	87	01	88

10KVA	93	05	98
15KVA	69	30	99
25KVA	28	30	58
30KVA	01	01	02
37.5KVA	05	02	07
40KVA	09	--	09
50KVA	03	26	29
70KVA	02	07	09
100KVA	--	13	13
160KVA	--	01	01
200KVA	--	01	01
250KVA	01	02	03
400KVA	--	01	01
460KVA	--	01	01
TOTAL	298	121	419

Fuente: Sistema Integrado de Distribución (ArcGIS) – Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración Propia)

En la Tabla 3.4 se muestra las Subestaciones de Distribución según a su potencia del Alimentador de Media Tensión de Cachimayo: CA-01 y así mismo se muestra la cantidad de Subestaciones de Distribución según el tipo.

Tabla 3.5
Material de estructuras de las subestaciones de distribución

Descripción	Cantidad
Concreto	274
Madera	143
FibraV	01

Fuente: Sistema Integrado de Distribución (ArcGIS) – Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración Propia)

En la Tabla 3.5, se muestra los diferentes tipos de materiales de estructuras de las subestaciones de distribución del alimentador de Cachimayo: CA-01, y así mismo cada tipo de material con su respectiva cantidad.

3.2.3 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

En el alimentador de Cachimayo: CA-01, se verifica diferentes tipos de estructuras como monopostes, bipostes y tripostes; cuenta con un total de 4447 estructuras de media tensión de material de concreto, madera, fierro negro, fibra de vidrio y fierro galvanizado.

Tabla 3.6

Material y cantidad de estructuras del alimentador de Cachimayo: CA-01

Descripción	Cantidad
Concreto	2098
Madera	2280
Fierro negro	47
Fierro galvanizado	19
FibraV	03
Total de estructuras	4447

Fuente: Sistema Integrado de Distribución (ArcGIS) – Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración Propia)

En la Tabla 3.6, se muestra el tipo de material de estructuras de media tensión del alimentador de Cachimayo: CA-01 y su respectiva cantidad de cada tipo de material.

Tabla 3.7

Tipo y cantidad de estructuras del alimentador de Cachimayo: CA-01

Descripción	Cantidad
Monoposte	3078
Biposte	1126
Triposte	243
Total de estructuras	4447

Fuente: Sistema Integrado de Distribución (ArcGIS) – Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración Propia)

En la Tabla 3.7, se muestra el tipo de estructuras de media tensión del alimentador de Cachimayo: CA-01 y su respectiva cantidad de cada tipo de estructura.

3.2.4 EQUIPO DE PROTECCIÓN

3.2.4.1 PARARRAYOS DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Estos equipos de protección de pararrayos de subestaciones tienen una función de proteger a las subestaciones de distribución contra las sobretensiones ocasionadas de origen atmosférico en la red eléctrica y se encuentran instaladas en la parte superior de las subestaciones.

En la siguiente Tabla 3.8, se muestra la característica importante de pararrayos.

Tabla 3.8

Datos técnicos de pararrayos de subestación de distribución

Descripción	Características
Tipo	Autovalvulares
Tensión nominal de la red	22.9kV
Tensión nominal de pararrayos	21kV
Tensión de operación continua	17kV
Corriente nominal de descarga	10kA
Nivel de aislamiento	125kV
Línea de fuga	1030mm
Frecuencia	60HZ
N° de pararrayos de subestación	419

Fuente: Sistema Integrado de Distribución (ArcGIS) – Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración Propia)

3.2.4.2 PARARRRAYOS DE LÍNEA

En la Tabla 3.9, se muestra los datos técnicos de pararrayos de línea del alimentador de Cachimayo: CA-01

Tabla 3.9

Datos técnicos de pararrayos de línea

Descripción	Características
Tipo	Autovalvulares
Tensión nominal de la red	22.9kV
Tensión nominal de pararrayos	21kV
Tensión de operación continua	17kV
Corriente nominal de descarga	10kA
Nivel de aislamiento	125kV
Longitud de línea de fuga	1030mm
Frecuencia	60HZ
N° de pararrayos de línea	47

Fuente: Sistema Integrado de Distribución (ArcGIS) – Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración Propia)

3.2.5 AISLADORES

La red del alimentador de Cachimayo: CA-01, se encuentra equipada de diferentes tipos de aisladores PIN de clase ANSI, como son: 56-2, 56-3, estos tipos de clase de aisladores son esencialmente para los armadores de alineamiento, aisladores RPP-25 son para los armados de anclaje y por último la cadena de aisladores 52-3 que son para los armados de suspensión y de anclaje, en la siguiente Tabla 3.10, se muestra los datos técnicos del aislador tipo PIN clase ANSI 56-2.

Tabla 3.10
Datos técnicos del aislador tipo PIN clase ANSI 56-2

Características	ANSI 56-2 (porcelana)
Clase ANSI	56-2
Material aislante	Porcelana
Norma de fabricación	ANSI C 29.6
Dimensiones	
Diámetro máximo	229mm
Altura	165mm
Longitud de línea de fuga	432mm
Diámetro de agujero para acoplamiento	35mm
Características mecánicas	
Resistencia a la flexión	13kN
Características eléctricas	
Tensión de flameo a baja frecuencia: en seco	110kV
Tensión de flameo a baja frecuencia: en lluvia	70kV
Tensión crítica de flameo al impulso	
Positiva	175kVp
Negativa	225kVp
Tensión de perforación	145kV
Características de radio interferencia	
Prueba de tensión eficaz a tierra para interferencia	22kV
Tensión máxima de radio interferencia a 1000kHz, en aislador tratado con barniz semiconductor	100uV
Material del roscado del agujero para la espiga de cabeza de plomo	En la porcelana

Fuente: Datos técnicos garantizados aislador tipo pin

3.2.6 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Las puestas a tierra son esencialmente para la protección de las personas y equipos eléctricos, según el Código Nacional de Electricidad – Suministro las resistencias del sistema de puesta a tierra de los pararrayos deberían ser valores por debajo de los 25 Ohms, ya que ello permite liberar en forma muy rápida las corrientes de las descargas atmosféricas que impacta en el trayecto de la red.

Las varillas de puesta a tierra se instalan con la siguiente función: descargar la sobre corriente del incidente de las descargas atmosféricas dirigiéndolas al centro de la tierra.

Tabla 3.11
Valores máximos de resistencia de puesta a tierra

Descripción para uso en:	Valores máximos de PAT (ohm)
Subestaciones de media tensión aéreas	1
Subestaciones de media tensión tipo interior	10
Protección contra los rayos	10
Neutro de acometida en baja tensión	25
Descargas electrostáticas	25
Equipos electrónicos sensibles	5
Telecomunicaciones	5
estructuras de líneas de transmisión	10-25

Fuente: "Tierras - Soporte de la Seguridad Eléctrica" - Segunda Edición del Ing. Flavio Casas Ospina

En la siguiente Tabla 3.12, se muestran las mediciones de puesta a tierra en campo del alimentador de Cachimayo: CA-01 en diferentes localidades, con un máximo valor medido de 319 Ohm y como mínimo de 30 Ohm.

Tabla 3.12
Mediciones de puesta a tierra en el alimentador de Cachimayo: CA-01

Línea o SED	N de estructura	R(Ohm)	Ubicación
SED	312	319	Comunidad de Pfacó
SED	340	181.5	Comunidad de Pfacó
Línea	3565	172.1	Comunidad de Llaulliyoc
Línea	3578	81.7	Comunidad de Sachayoc
Línea	1021	42.1	Sector Llamayupa
Línea	1013	46.6	Sector Llamayupa
Línea	1015	200	Sector Llamayupa
Línea	0046	30	Comunidad Colca
Línea	0693	210	Comunidad de Chonccooyoq
SED	0334	181.5	Comunidad de Vilcaro

Fuente: Elaboración propia

3.3 EVALUACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ACTUAL DEL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01

En el alimentador de Cachimayo: CA-01, la coordinación de aislamiento frente a las sobretensiones de origen atmosférico está básicamente compuesto por los siguientes equipos de

protección: pararrayos de subestación de distribución, pararrayos de línea, aisladores y el sistema de puesta a tierra.

3.3.1 CÁLCULO DE NIVEL DE AISLAMIENTO DEL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01.

Para realizar el cálculo de aislamiento en el alimentador de Cachimayo: CA-01, se tiene los siguientes datos de operación del sistema.

- Tensión nominal del sistema = 22.9kV
- Tensión eficaz del equipo = 24.0kV
- Altitud mínima sobre el nivel del mar = 3000 m.s.n.m
- Altitud máxima sobre el nivel del mar = 4500 m.s.n.m

3.3.2 CÁLCULO DE NIVEL DE AISLAMIENTO

Para realizar el cálculo de la mínima línea de fuga se considera el resultado del producto de la mínima longitud de fuga específica, la máxima tensión de servicio entre fases y factor de corrección.

$$L_{\min fuga} = L_{\min fuga\ específica} * V_m * F_C$$

Donde:

- $L_{\min fuga\ específica}$: 16mm/kV
- V_m : 24kV
- H : 4500 m.s.n.m

La longitud mínima de fuga específica según a la (Norma IEC 60815, 2008) se toma de acuerdo a nivel de contaminación, dado que en el trayecto de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, se considera nivel de contaminación ligera.

Según la (Norma IEC 60071-1, 1993), el factor de corrección se determina de la siguiente manera.

$$F_C = 1 + 1.25(H - 1000)10^{-4}$$

Por tanto, el factor de corrección es:

$$F_C = 1 + 1.25(4500 - 1000)10^{-4}$$

$$F_C = 1.44$$

Entonces la línea mínima de fuga es:

$$L_{\min fuga} = 16 * 24 * 1.44$$

$$L_{\min fuga} = 553 \text{ mm}$$

3.3.3 CÁLCULO DE AISLAMIENTO POR SOBRETENSIONES AL IMPULSO DEL RAYO

La sobretensión al impulso de rayo se calcula de la siguiente manera:

$$V_i = \frac{NBI}{(1 - N * \sigma) * \delta} \text{ kV}$$

Donde:

- *NBI*: 250 Nivel Básico de Aislamiento (kV-BIL)
- *N* : 1.2 Número de desviaciones estándar alrededor de media
- σ : 3% de desviación estándar
- δ : Desviación relativa del aire

$$\log(b) = \log(76) - \frac{m. s. n. m}{18336}$$

$$\log(b) = \log(76) - \frac{4500}{18336}$$

$$\log(b) = 1.64$$

$$b = 10^{1.64}$$

$$b = 43.65$$

Por ende, la desviación relativa del aire se calcula de la siguiente manera:

$$\delta = \frac{3.92 * b}{273 + t}$$

$$\delta = \frac{3.92 * 43.65}{273 + 20}$$

$$\delta = 0.58$$

Entonces:

$$V_i = \frac{250}{(1 - 1.2 * 0.03) * 0.58}$$

$$V_i = 447.13 \text{ kV}$$

Tabla 3.13

Valores de línea de fuga y aislamiento por sobretensiones al impulso de rayo

Características de aislador	Dato calculado
Línea de fuga	553mm
Aislamiento por sobretensión de impulso de rayo	447.13kV
Grado de contaminación	Ligero

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 3.13 se muestra los resultados de cálculo de línea de fuga y de aislamiento por sobretensiones al impulso de rayo, así mismo se muestra el grado de contaminación de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

3.4 EVALUACIÓN OPERATIVA

3.4.1 EVALUACIÓN ESTADÍSTICA DE INTERRUPCIONES

Para evaluación estadística de interrupciones del alimentador de Cachimayo: CA-01, se recurre al reporte de interrupciones brindada por la Empresa Concesionaria Electro Sur Este S.A.A. Se toma en consideración los reportes del 2016, 2017 y 2018.

Se tiene dos tipos de interrupciones, como:

- **Desconexión del alimentador de media tensión**

Este tipo de interrupción se conoce como la desconexión del alimentador desde la Subestación de Cachimayo.

- **Desconexión de sección de línea**

Este tipo de interrupción se conoce o viene a ser la desconexión de sección de línea de media tensión que está representada por las derivaciones o tramos de la línea del alimentador de Cachimayo. CA-01.

Tabla 3.14

Desconexión del AMT y sección de línea del alimentador de Cachimayo: CA-01

Descripción	2016	2017	2018	Total
Desconexión del AMT	38	35	22	95
Desconexión de SLI	62	126	198	386
Total de desconexión	100	161	220	481

Fuente: Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A (Elaboración Propia)

En la Tabla 3.14, se muestra el registro de interrupciones del año 2016, 2017 y 2018, en donde se verifica la cantidad de interrupciones registradas por tipo de desconexión.

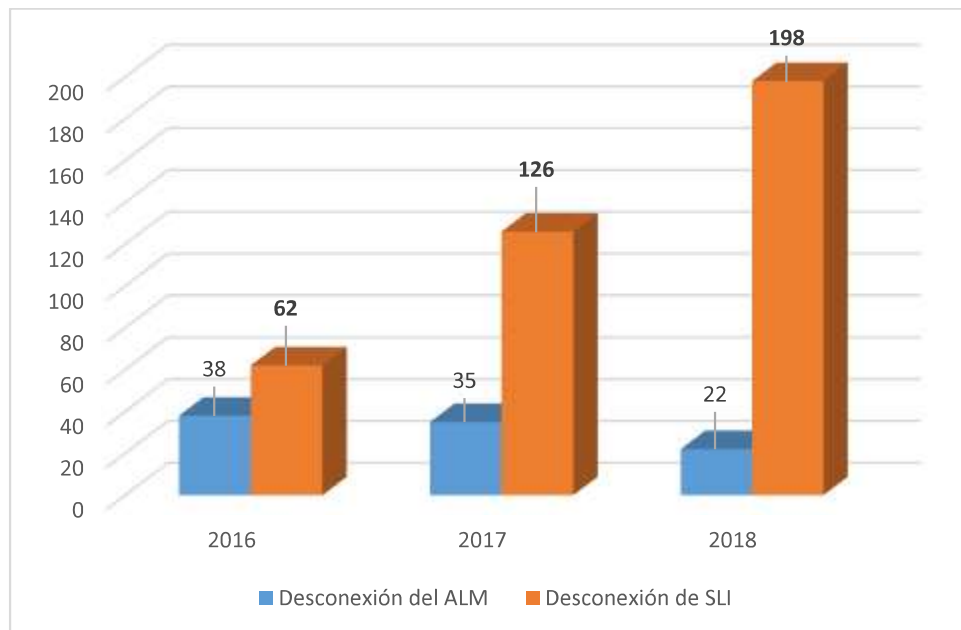


Figura 3.3 Desconexión del AMT y sección de línea del alimentador de Cachimayo: CA-01

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 3.3, se muestra las desconexiones del alimentador de media tensión “AMT” y desconexión de sección de línea “SLI” del alimentador de Cachimayo: CA-01, del año 2016, 2017 y 2018, donde se verifica que las desconexiones de sección de línea son superiores a las desconexiones de alimentador de media tensión.

Tabla 3.15
Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2016

Descripción de causa	Cantidad
Contacto entre conductores	03
Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	01
Descargas atmosféricas	21
Fuertes vientos	07
Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	04
Por mantenimiento (Origen propio)	01
Total de desconexión	37

Fuente: Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A (Elaboración Propia)

En la Tabla 3.15, se muestra la desconexión del alimentador de media tensión de Cachimayo: CA-01, del año de 2016, por diferentes causas y con su respectiva cantidad.

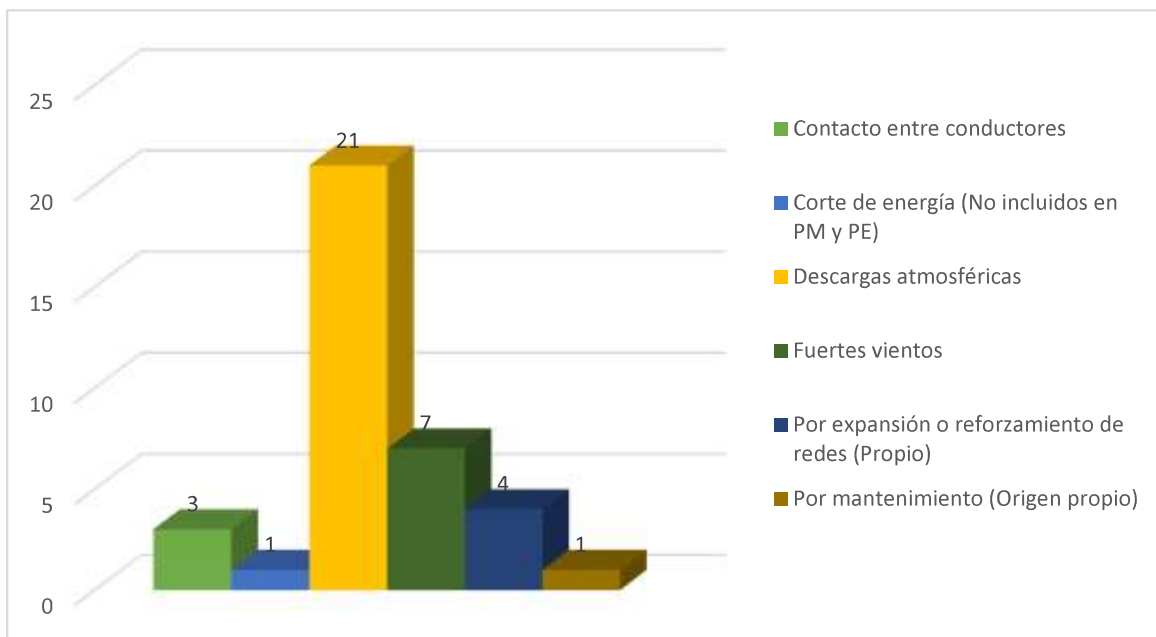


Figura 3.4 Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2016

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 3.4, Se muestra la desconexión del alimentador de media tensión de Cachimayo: CA-01 del año 2016, de un total de 37 desconexiones del alimentador de media tensión, se verifica que a causa por descargas atmosféricas son 21 desconexiones.

Tabla 3.16

Causas de desconexión de SLI del alimentador de Cachimayo: CA-01, de 2016

Descripción de causa	Cantidad
Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto inadecuada)	02
Caída de árbol	01
Caída de conductor de red	02
Contacto de red con árbol	01
Contacto de red con edificio	01
Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	08
Descargas atmosféricas	07
Error de maniobra	01
Falla de equipo (Transformador, interruptor, etc.)	01
Fuertes vientos	07
Otras, por falla en componentes sist. Potencia – aislador	01
Otros, causado por terceros	01
Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	20
Por mantenimiento (Origen propio)	08
Total de desconexión	62

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 3.16, se muestra todas las desconexiones de sección de línea del alimentador de Cachimayo: CA-01 del 2016, por diferentes causas y así mismo con su respectiva cantidad.

En la siguiente Figura 3.5, se muestra las desconexiones de sección de línea del alimentador de Cachimayo: CA-01 del año 2016 a diferentes causas, de un total de 62 desconexiones, se verifica que tenemos 07 desconexiones a causa de descargas atmosféricas

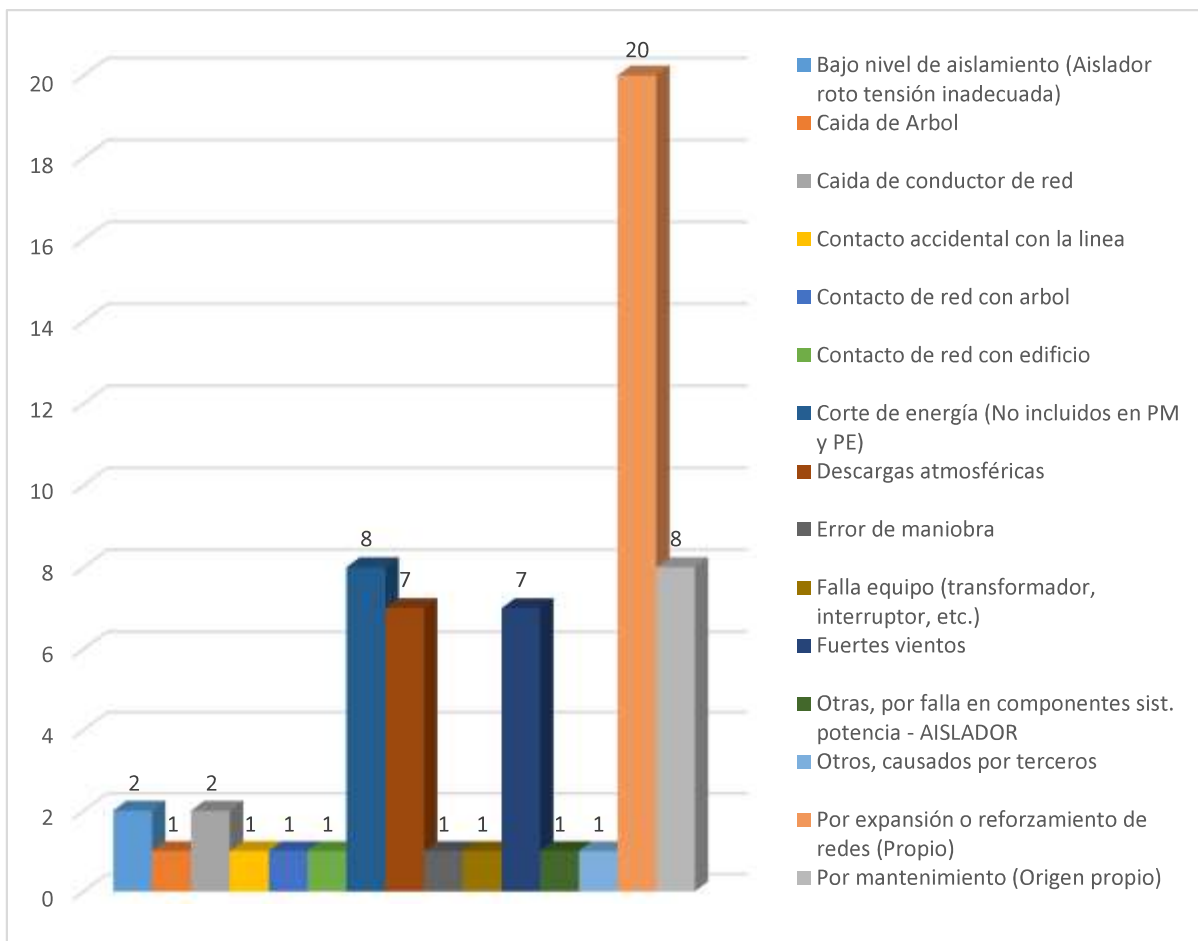


Figura 3.5 Causas de desconexión de SLI del alimentador de Cachimayo: CA-01, de 2016

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3.17

Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2017

Descripción de causa	Cantidad
Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuada)	04
Caída de árbol	03
Descargas atmosféricas	21
Error de maniobra	01
Fuertes vientos	05
Otros, causados por terceros	01
Por mantenimiento (Origen propio)	01
Total de desconexión	36

Fuente: Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A (Elaboración Propia)

En la Tabla 3.17, se muestra la desconexión del alimentador de media tensión de Cachimayo: CA-01 del año 2017, por diferentes causas y con su respectiva cantidad.

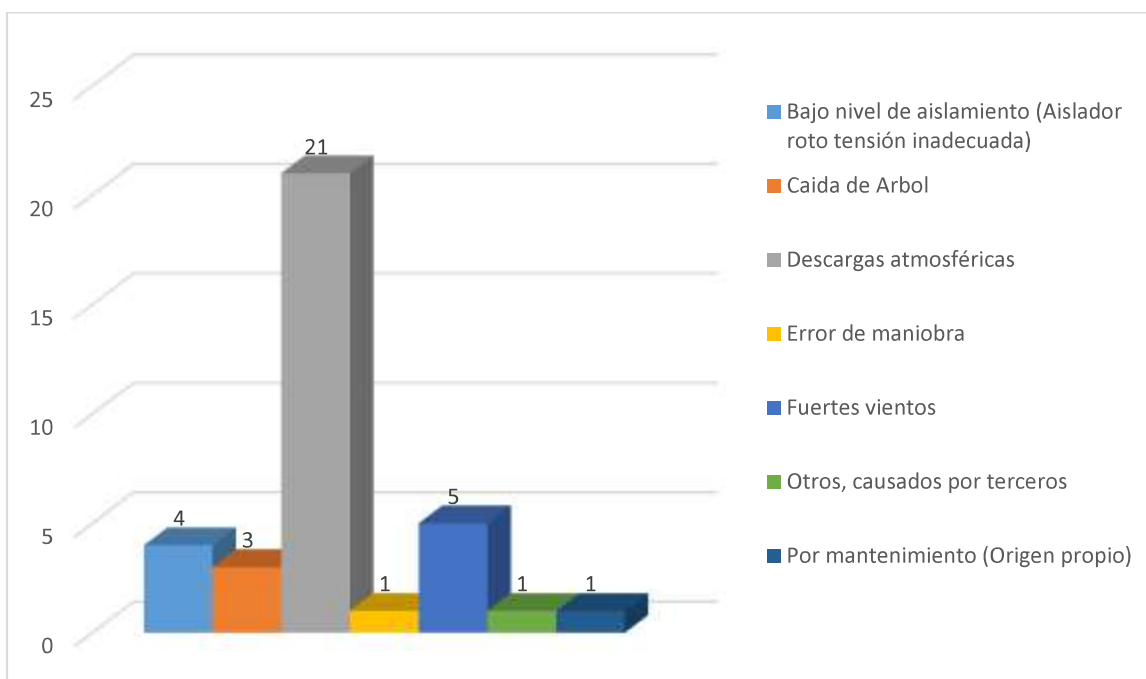


Figura 3.6 Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2017

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 3.6, se muestra la desconexión del alimentador de media tensión de Cachimayo: CA-01 del año 2017, donde se verifica 21 desconexiones por causa de descargas atmosféricas de un total de 36 desconexiones del alimentador de media tensión.

Tabla 3.18

Causas de desconexión de SLI del alimentador de Cachimayo: CA-01, de 2017

Descripción de causa	Cantidad
Ajuste inadecuado de la protección – Relé	01
Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuada)	07
Caída de árbol	02
Caída de conductor de red	01
Contacto de red con árbol	09
Contacto entre conductores	01
Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	06
Descargas atmosféricas	34
Error de maniobra	01

Falla empalme de red	02
Fuertes vientos	08
Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	02
Otras, por falla en componentes sist. Potencia - Aislador	01
Otras, por falla en componentes sist. Potencia - Cut Out	01
Otros, causados por terceros	01
Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	33
Por mantenimiento (Origen propio)	16
Total de desconexión	126

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 3.18, se muestra la desconexión de sección de línea del alimentador Cachimayo: CA-01 del año 2017, por diferentes causas y con su respectiva cantidad.

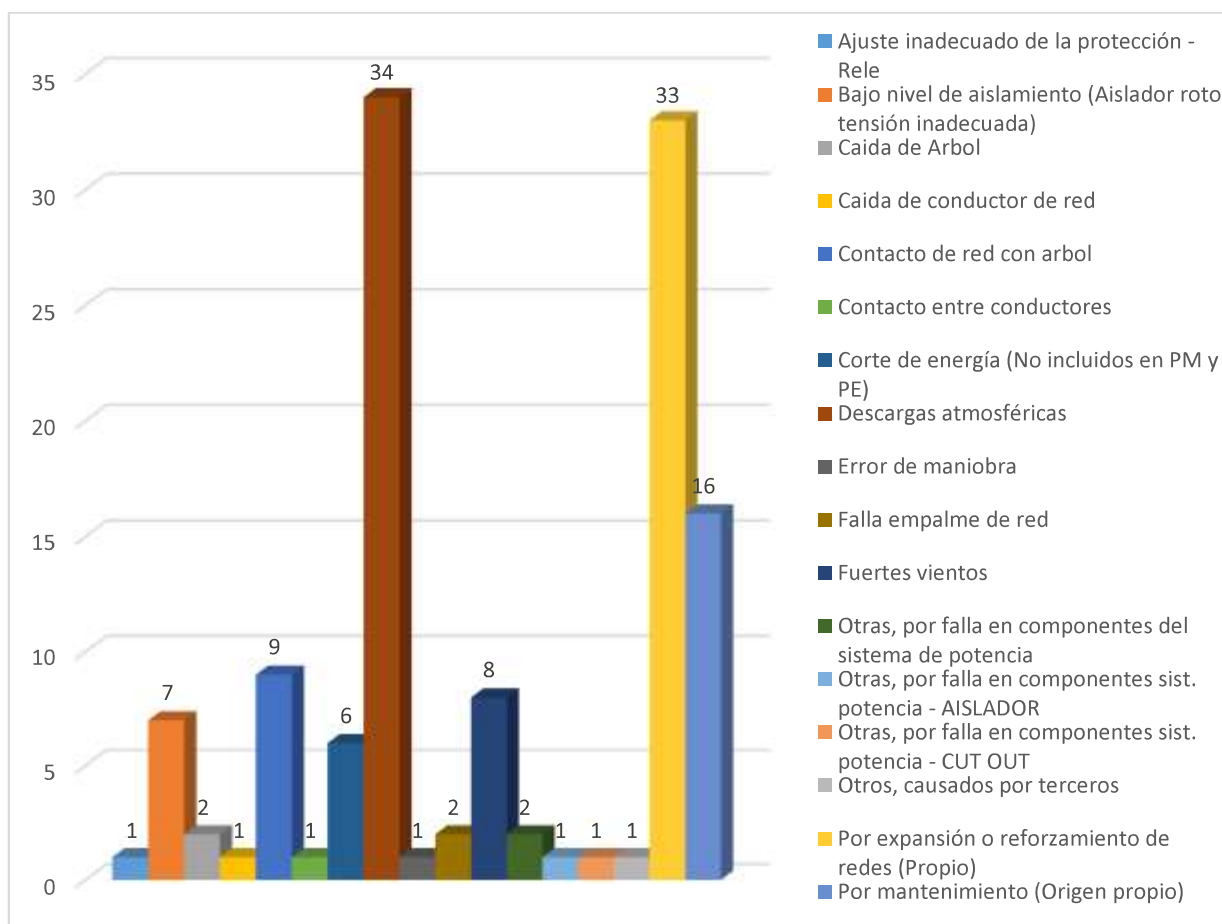


Figura 3.7 Causas de desconexión de SLI del alimentador de Cachimayo: CA-01, de 2017

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 3.7, se muestra las desconexiones de sección de línea del alimentador de Cachimayo: CA-01 del año 2017, donde se verifica 33 desconexiones por causa de descargas atmosféricas de un total de 126 desconexiones de sección de línea del alimentador.

Tabla 3.19
Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2018

Descripción de causa	Cantidad
Contacto de red con árbol	1
Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	1
Descargas atmosféricas	12
Fuertes vientos	5
Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	1
Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	1
Por mantenimiento (Origen propio)	1
Total de desconexión	22

Fuente: Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A (Elaboración Propia)

En la Tabla 3.19, se muestra la desconexión del alimentador de media tensión de Cachimayo: CA-01 del año 2018, por diferentes causas y con su respectiva cantidad.

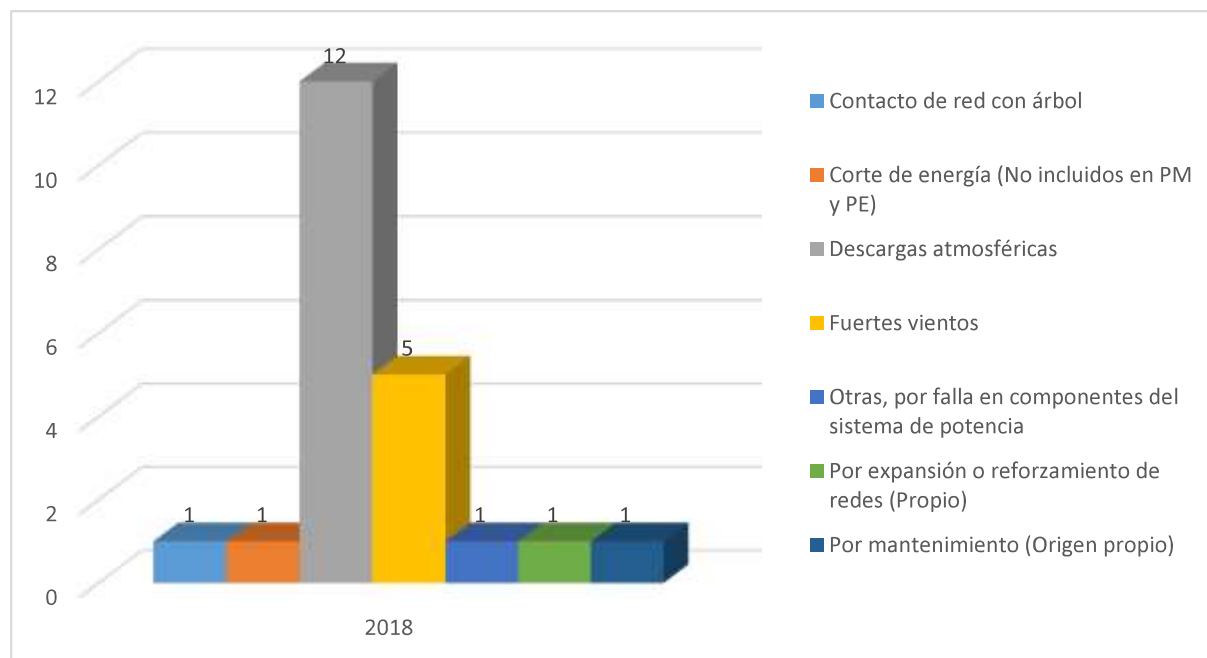


Figura 3.8 Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2018
Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 3.8, se muestra las causas de desconexión del alimentador de media tensión de Cachimayo: CA-01 del año 2018, donde se verifica 12 desconexiones por causa de descargas atmosféricas de un total de 22 desconexiones del alimentador.

Tabla 3.20

Causas de desconexión de SLI del alimentador de Cachimayo: CA-01, de 2018

Descripción de causa	Cantidad
Caída de árbol	4
Caída de conductor de red	1
Caída de estructura	1
Contacto accidental con la línea	1
Contacto de red con árbol	5
Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	8
Descargas atmosféricas	144
Error de maniobra	1
Falla equipo - Interruptor	1
Falla equipo (transformador, interruptor, etc.)	2
Fuertes vientos	10
Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	3
Otras, por falla en componentes sist. potencia - Pararrayos	1
Otros fenómenos naturales o ambientales	3
Otros, causados por terceros	1
Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	2
Por mantenimiento (Origen propio)	10
Total	198

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 3.20, se muestra la desconexión de sección de línea del alimentador de Cachimayo: CA-01 del año 2018, por diferentes causas y con su respectiva cantidad.

En la siguiente Figura 3.9, se muestra las causas de desconexión de sección de línea del alimentador de Cachimayo: CA-01 del año 2018, donde se verifica 144 desconexiones por causa de descargas atmosféricas de un total de 198 desconexiones de sección de línea del alimentador.

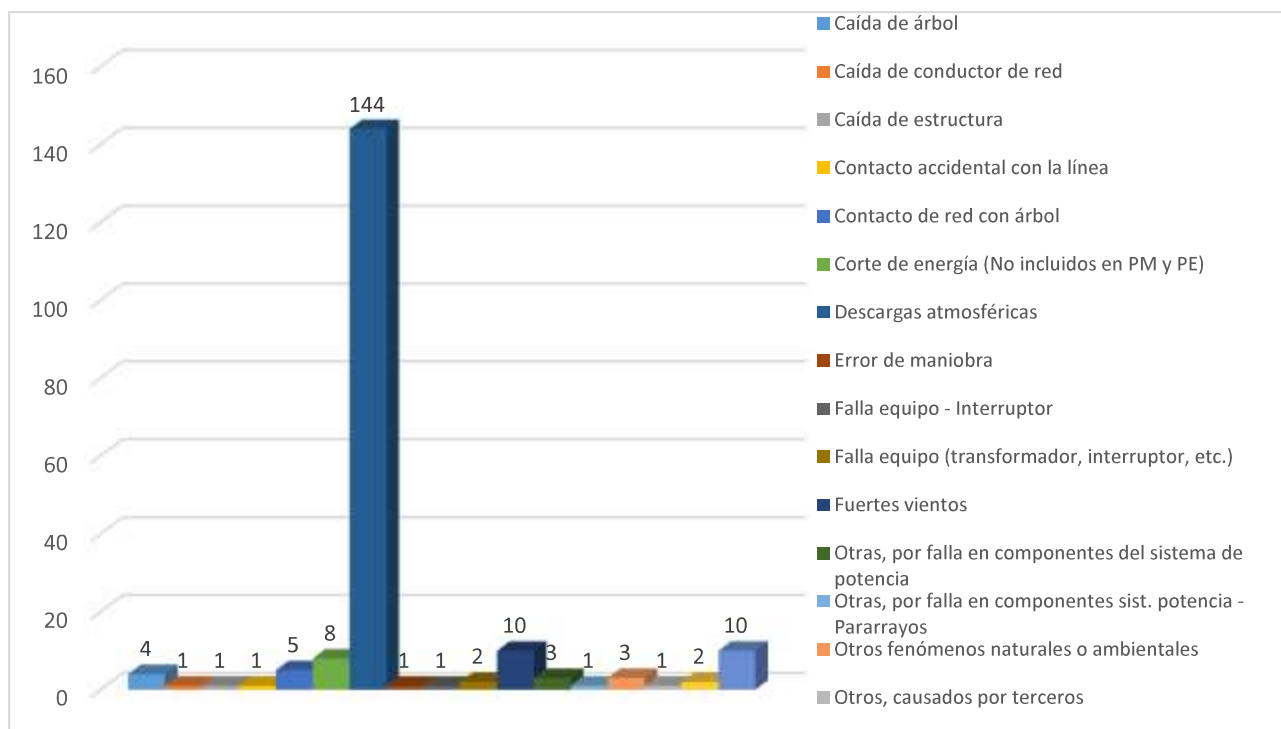


Figura 3.9 Causas de desconexión de SLI del alimentador de Cachimayo: CA-01, de 2018

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3.21

Cantidad de interrupciones por meses del AMT CA-01 de 2016

DESCRIPCIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
A									01		01	
B				01								
C												02
D	01											
E								01				
F											01	
G	01				01			01				
H			02	02			01			01	01	02
I	06	02	02				01		02	06	04	05
J											01	
K									01			
L			02	02		03		01	02	01	02	01
M										01		
N								01				
O	02	01			04	07			01	02	07	
P					03	02	01	01		01	02	
Total de Interrupción	10	03	6	5	8	12	3	5	7	12	19	10

Fuente: Elaboración Propia

Donde:

- A : Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuado)
- B : Caída de árbol
- C : Caída de conductor de red
- D : Contacto accidental con la línea
- E : Contacto de red con árbol
- F : Contacto de red con edificio
- G : Contacto entre conductores
- H : Corte de energía (No incluidos en PM y PE)
- **I : Descargas atmosféricas**
- J : Error de maniobra
- K : Falla equipo (Transformador, interruptor, etc.)
- L : Fuertes vientos
- M : Otras, por falla en componentes sist. Potencia - Aislador
- N : Otros, causados por terceros
- O : Por expansión y reforzamiento de redes (Propio)
- P : Por mantenimiento (Origen propio)

En la Tabla 3.21, se muestra la cantidad de interrupciones por meses del año 2016 a diferentes causas y con su respectiva cantidad.

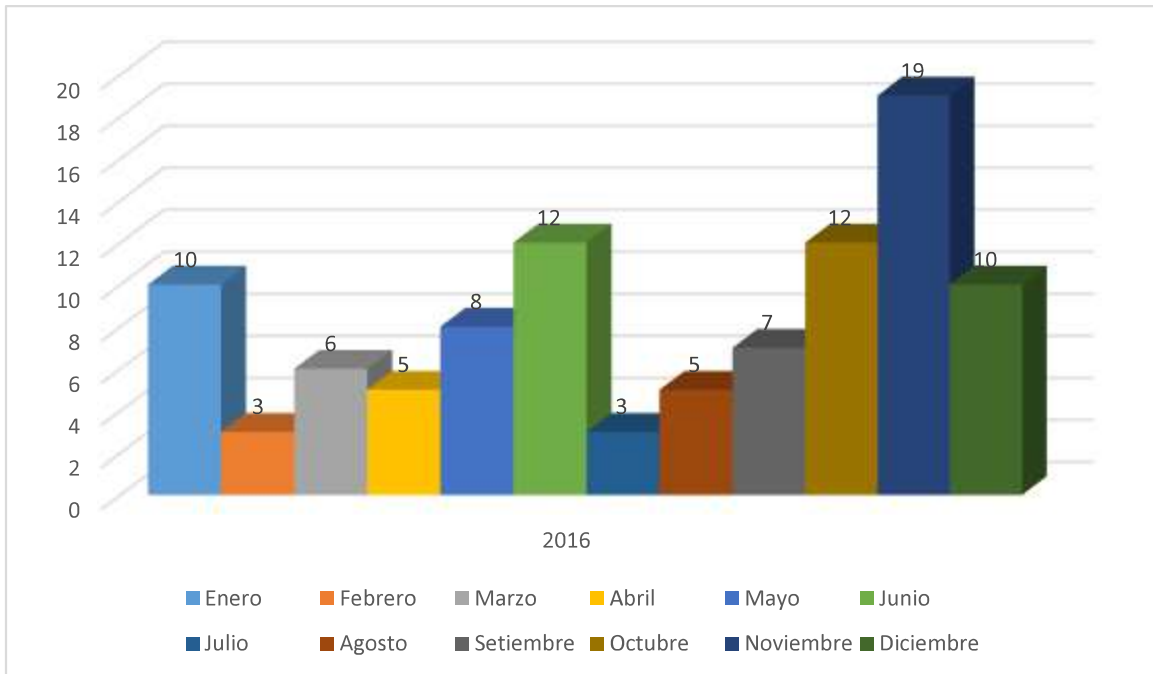


Figura 3.10 Cantidad de interrupciones por meses del AMT: CA-01 de 2016

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 3.10, se muestra la cantidad interrupciones por diferentes causas de cada mes del año 2016, donde se verifica 06 interrupciones en el mes de enero y octubre por causa de descargas atmosféricas.

Tabla 3.22

Cantidad de interrupciones por meses del AMT: CA-01 de 2017

DESCRIPCIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
A							01					
B						01	06	01		01	02	
C					01	01		01		01	01	
D											01	
E							05	01			03	
F								01				
G	02		01							01	01	01
H	06	01	06	07				01	02	13	10	09
I					01						01	
J			01							01		
K						03	06	01	01	02		
L											02	
M											01	
N				01								

O			02									
P	02	06	09		01	02	06	07				
Q	02			03		01			02		02	06
Total de interrupciones	12	07	19	11	03	08	24	13	05	19	24	16

Fuente: Elaboración Propia

Donde:

- A : Ajuste inadecuado de la protección - Relé
- B : Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuada)
- C : Caída de árbol
- D : Caída de conductor de red
- E : Contacto de red con árbol
- F : Contacto entre conductores
- G : Corte de energía (No incluidos en PM y PE)
- **H : Descargas atmosféricas**
- I : Error de maniobra
- J : Falla empalme de red
- K : Fuertes vientos
- L : Otras, por falla en componentes del sistema de potencia
- M : Otras, por falla en componentes sist. potencia - AISLADOR
- N : Otras, por falla en componentes sist. potencia - CUT OUT
- O : Otros, causados por terceros
- P : Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)
- Q : Por mantenimiento (Origen propio)

En la Tabla 3.22, se muestra la cantidad de interrupciones por diferentes causas y con su respectiva cantidad de cada mes del año 2017.

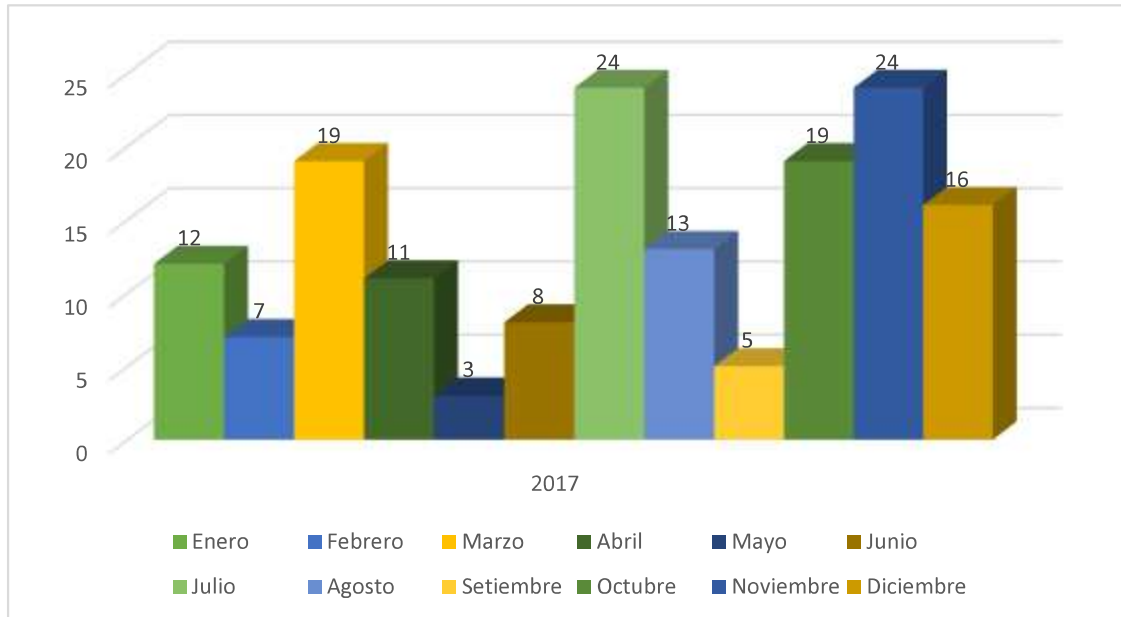


Figura 3.11 Cantidad de interrupciones por meses del AMT: CA-01 de 2017

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 3.11, se muestra la cantidad de interrupciones por diferentes causas de cada mes del 2017, donde se verifica a causa de descargas atmosféricas con 13 interrupciones en el mes de octubre.

Tabla 3.23

Cantidad de interrupciones por meses del AMT: CA-01 de 2018

DESCRIPCIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
A								2			2	
B									1			
C		1										
D										1		
E	1	2			2			1				
F	2	1	1		2			1				2
G	18	26	16	25	13	1		8	12	11	18	8
H		1										
I										1		
J									1			1

K				1	2		1	2	6	2	1	
L	1	1		1						1		
M											1	
N								3				
O											1	
P	1				2							
Q	2				2				1	2	2	2
Total	25	32	17	27	23	1	1	17	21	18	25	13

Fuente: Elaboración Propia

Donde:

- A: Caída de árbol
- B: Caída de conductor de red
- C: Caída de estructura
- D: Contacto accidental con la línea
- E: Contacto de red con árbol
- F: Corte de energía (No incluidos en PM y PE)
- **G: Descargas atmosféricas**
- H: Error de maniobra
- I: Falla equipo – Interruptor
- J: Falla equipo (transformador, interruptor, etc.)
- K: Fuertes vientos
- L: Otras, por falla en componentes del sistema de potencia
- M: Otras, por falla en componentes sist. potencia – pararrayos
- N: Otros fenómenos naturales o ambientales
- O: Otros, causados por terceros
- P: Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)
- Q: Por mantenimiento (Origen propio)

En la Tabla 3.23, se muestra la cantidad de interrupciones por diferentes causas y con su respectiva cantidad de cada mes del primer semestre del 2018

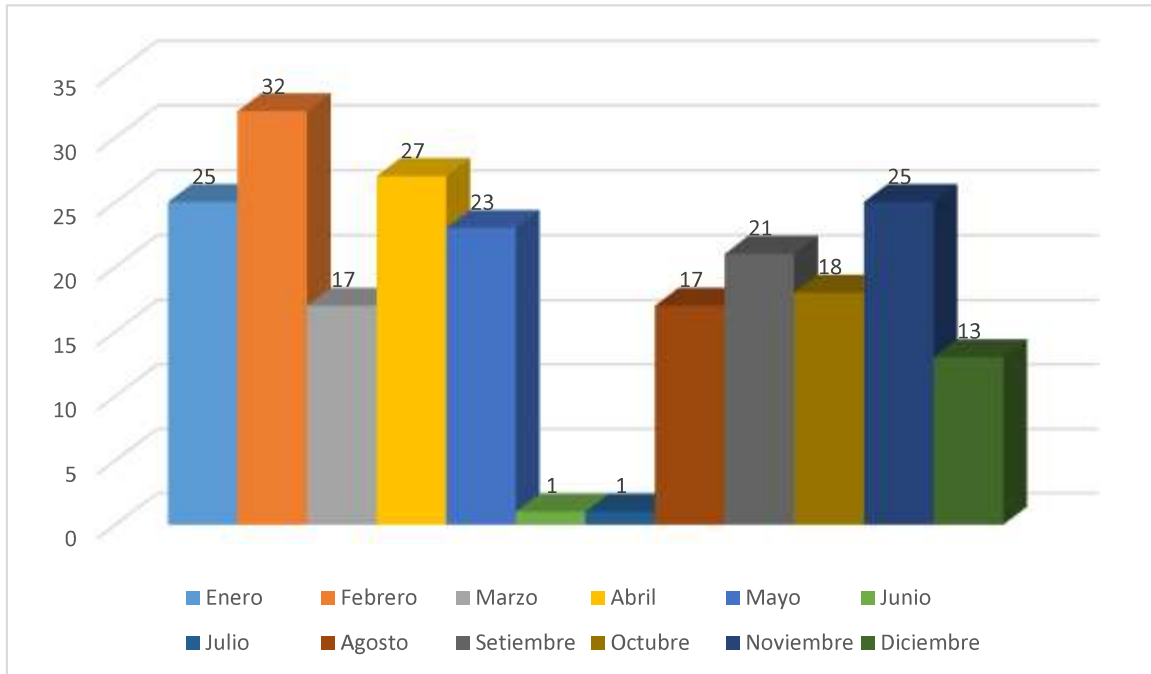


Figura 3.12 Cantidad de interrupciones por meses del AMT: CA-01 de 2018

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 3.12, se muestra la cantidad de interrupciones de cada del año 2018, donde en el mes de febrero se verifica 26 interrupciones por causa de descargas atmosféricas y así mismo se verifica una cantidad mayor en el mes de febrero con un total de 32 interrupciones.

En la Figura 3.13, se muestra la duración de interrupciones mayores de tres minutos por causa de descargas atmosféricas del año 2016, donde se verifica que el mayor tiempo de duración es de 11 horas con 06 minutos, lo que significa que el tiempo de duración de dicha interrupción es demasiado y así mismo estaría perjudicando a los usuarios de la zona.

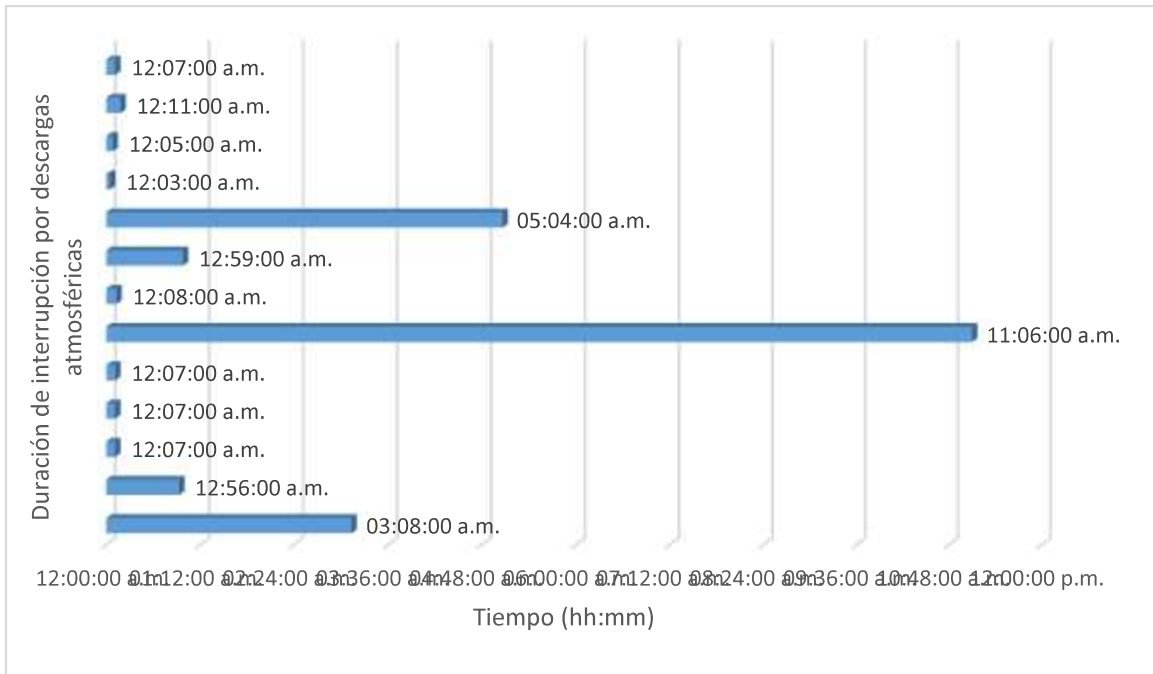


Figura 3.13 Duración de interrupciones del alimentador de Cachimayo: CA-01 por descargas atmosféricas de 2016

Fuente: Elaboración propia

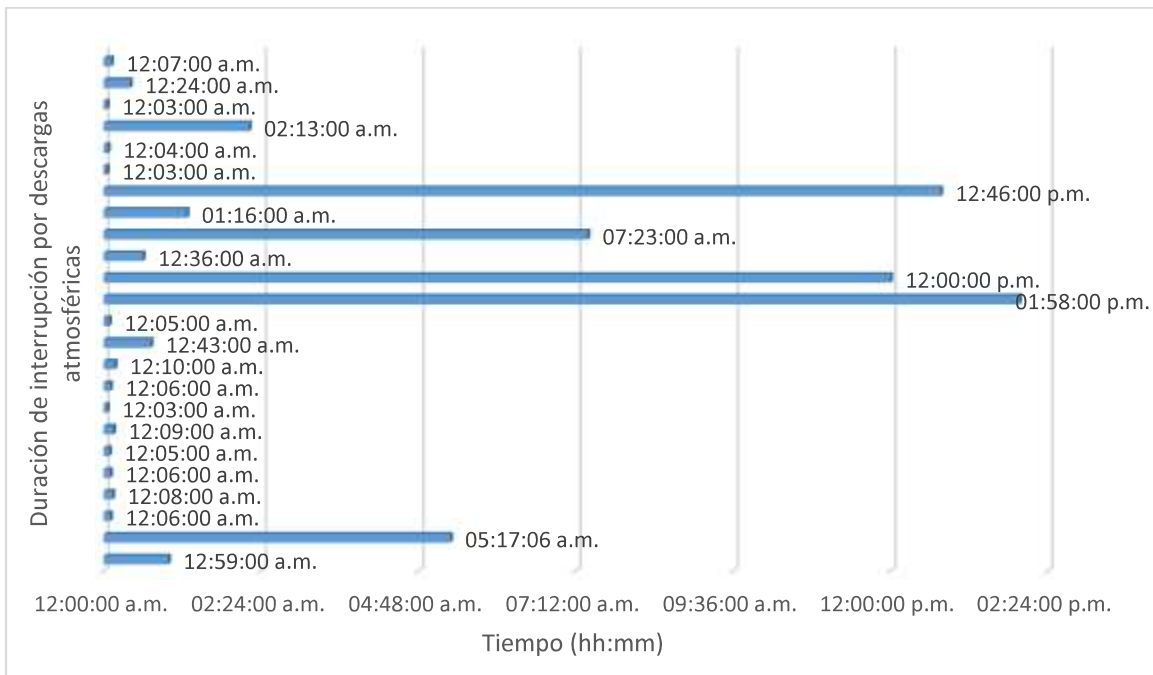


Figura 3.14 Duración de interrupciones del alimentador de Cachimayo: CA-01 por descargas atmosféricas de 2017

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3.14, se muestra la duración de interrupciones mayores a tres minutos por causa de descargas atmosféricas del 2017, donde se verifica que el mayor tiempo de duración de interrupción es de 13 horas con 58 minutos, lo que indica que es demasiado el tiempo de duración de interrupción y así mismo dicha interrupción estaría perjudicando a los usuarios de la zona.

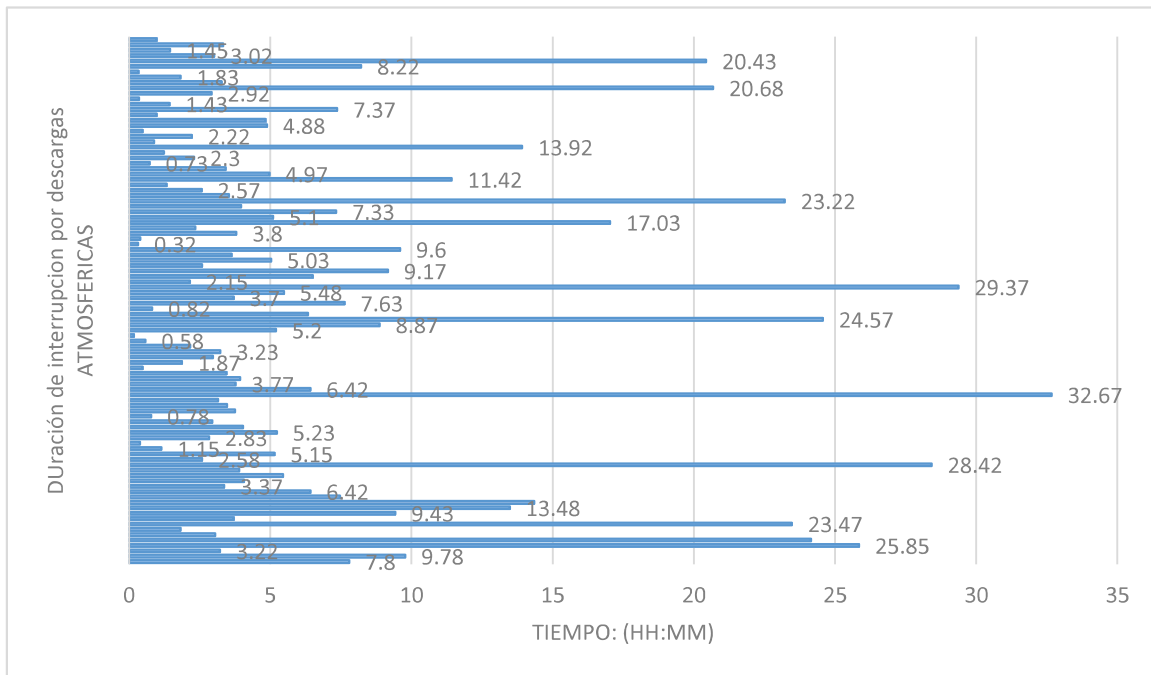


Figura 3.15 Duración de interrupciones del alimentador de Cachimayo: CA-01 por descargas atmosféricas de 2018

Fuente: Elaboración propias

En la Figura 3.15, se muestra la duración de interrupciones mayores de tres minutos por causa de descargas atmosféricas del año 2018, donde se verifica con mayor tiempo de duración de un máximo de 32 horas con 67 minutos, lo que significa que dicha duración de interrupción por causa de descarga atmosférica estaría perjudicando a los usuarios de la zona.

3.5 EVALUACIÓN DE INDICADORES DE CALIDAD DE SUMINSITRO EN EL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01

3.5.1 EVALUACIÓN DE INDICADORES DE SAIFI Y SAIDI EN EL ALIMENTADOR

Se realiza los cálculos de acuerdo a las fórmulas indicadas en el capítulo II y con los reportes de interrupciones (Anexo 1) brindados por Electro Sur Este S.A.A. en la siguiente Tabla 3.24, se muestra los cálculos obtenidos de los indicadores de SAIFI y SAIDI de los años de 2016, 2017 y 2018.

Tabla 3.24
Indicadores de calidad de suministro de los años de 2016, 2017 y 2018

AÑOS	2016	2017	2018
SAIFI (int/año)	23.18	24.70	23.58
SAIDI (h/año)	51.11	55.80	46.40

Fuente: Elaboración Propia

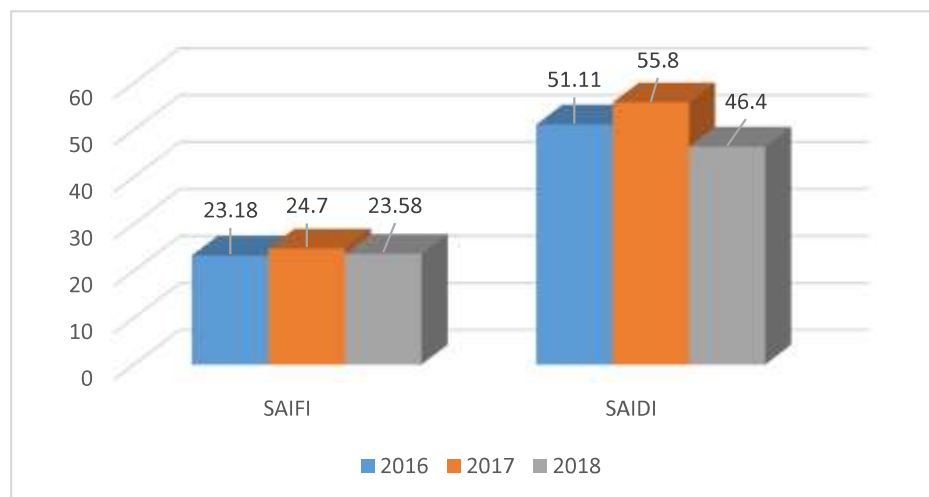


Figura 3.16 Indicador de calidad de suministro de SAIFI y SAIDI

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 3.16, se muestra gráficamente los indicadores de SAIFI y SAIDI del alimentador de Cachimayo: CA-01 de los años de 2016, 2017 y 2018, donde se verifica que los indicadores de

SAIFI y SAIDI son superiores a las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales.

Tabla 3.25
Indicadores de calidad de suministro del 2016

ITEM	DESCRIPCIÓN	2016	
		SAIFI	SAIDI
1	Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuada)	0.03	0.00
2	Caída de árbol	0.25	5.47
3	Caída de conductor de red	0.07	0.48
4	Contacto accidental con la línea	0.19	0.24
5	Contacto de red con árbol	0.05	0.25
6	Contacto de red con edificio	0.25	2.88
7	Contacto entre conductores	1.35	0.18
8	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	1.31	1.07
9	Descargas atmosféricas	10.16	7.39
10	Error de maniobra	0.15	0.02
11	Falla equipo (Transformador, interruptor, etc.)	0.25	3.74
12	Fuertes vientos	3.97	5.52
13	Otras, por falla en componentes sist. potencia – aislador	0.25	1.30
14	Otros, causados por terceros	0.20	5.60
15	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	3.74	11.68
16	Por mantenimiento (Origen propio)	0.97	5.28
Total		23.18	51.11

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 3.25, se muestra los indicadores de calidad de suministro de SAIFI y SAIDI del alimentador de Cachimayo: CA-01, de diferentes causas de interrupciones registradas del año 2016.

En la siguiente Figura 3.17, se muestra gráficamente los indicadores de cada causa de interrupción del año 2016, donde se verifica los indicadores de SAIFI y SAIDI que a causa de descargas atmosféricas tenemos de 10.16 int/año y 7.39 h/año respectivamente lo que indica que son superiores.

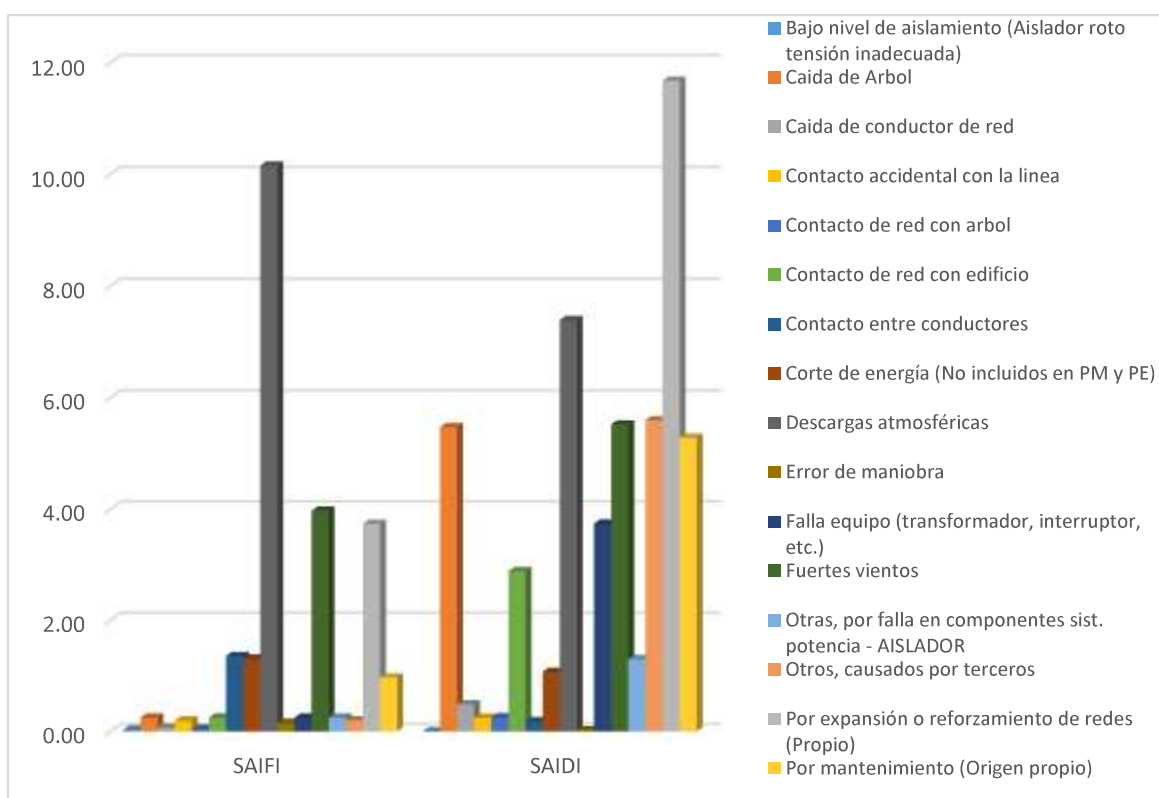


Figura 3.17 Indicadores de calidad de suministro del 2016

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3.26 Indicadores de calidad de suministro del 2017

ITEM	DESCRIPCIÓN	2017	
		SAIFI	SAIDI
1	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	1.91	14.10
2	Por mantenimiento (Origen propio)	1.08	4.03
3	Caída de árbol	2.80	15.55
4	Otros, causados por terceros	0.51	0.37
5	Contacto de red con árbol	0.99	8.03
6	Caída de conductor de red	0.04	0.21
7	Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuada)	1.03	2.62
8	Ajuste inadecuado de la protección – Relé	0.05	0.02
9	Otras, por falla en componentes sist. potencia - CUT OUT	0.03	0.15
10	Otras, por falla en componentes sist. potencia - aislador	0.26	0.01
11	Contacto entre conductores	0.26	0.01
12	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	0.52	3.12
13	Falla empalme de red	0.21	0.26
14	Descargas atmosféricas	11.61	6.62
15	Fuertes vientos	1.94	0.33
16	Error de maniobra	0.52	0.03

17	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	0.93	0.32
Total		24.70	55.80

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 3.26, se muestra los indicadores de calidad de suministro de SAIFI y SAIDI de diferentes causas de interrupciones del alimentador de Cachimayo: CA-01 del año 2017.

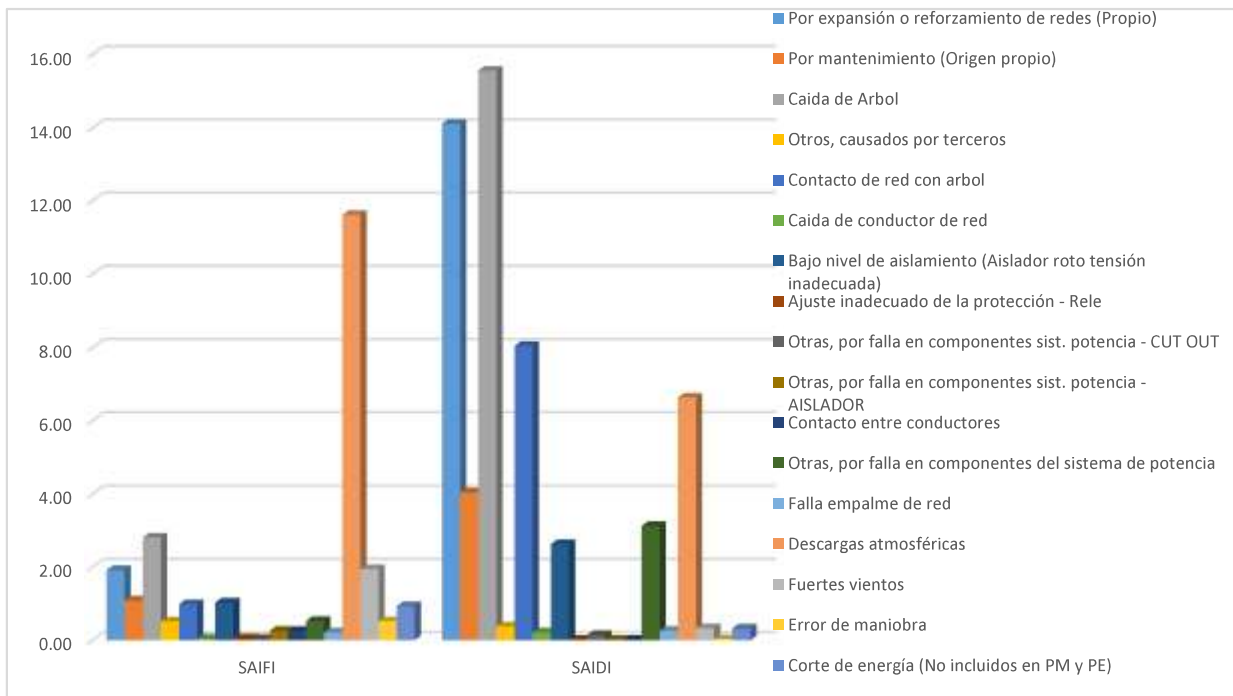


Figura 3.18 Indicadores de calidad de suministro del 2017

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3.18, se muestra gráficamente los indicadores de SAIFI y SAIDI de diferentes causas de interrupciones del alimentador de Cachimayo: CA-01 del año 2017, donde se verifica los indicadores de SAIFI y SAIDI a causa de descargas atmosféricas son de 11.61 int/año y 6.62 h/año respectivamente, lo que significa que son superiores.

Tabla 3.27
Indicadores de calidad de suministro del 2018

ITEM	DESCRIPCIÓN	2018	
		SAIFI	SAIDI
1	Caida de Arbol	0.61	8.98
2	Caida de conductor de red	0.08	0.15
3	Caida de estructura	0.04	0.57
4	Contacto accidental con la linea	0.27	0.82
5	Contacto de red con arbol	0.91	1.00
6	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	1.24	1.80
7	Descargas atmosféricas	12.63	8.16
8	Error de maniobra	0.20	0.01
9	Falla equipo - Interruptor	0.00	0.02
10	Falla equipo (transformador, interruptor, etc.)	0.27	0.92
11	Fuertes vientos	2.62	1.03
12	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	0.86	0.63
13	Otras, por falla en componentes sist. potencia - pararrayos	0.22	1.43
14	Otros fenómenos naturales o ambientales	0.05	0.22
15	Otros, causados por terceros	0.27	6.52
16	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	1.29	5.85
17	Por mantenimiento (Origen propio)	2.02	8.32
TOTAL		23.58	46.40

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 3.27, se muestra los indicadores de SAIFI y SAIDI de diferentes causas de interrupciones registradas del alimentador de Cachimayo: CA-01 del primer semestre del año 2018.

En la siguiente Figura 3.19, se muestra gráficamente los indicadores de SAIFI y SADI de diferentes causas de interrupciones del alimentador de Cachimayo: CA-01 del año 2018, donde se verifica los indicadores de SAIFI y SAIDI a causa de descargas atmosféricas son de 12.63 int/año y 8.16 h/año respectivamente.

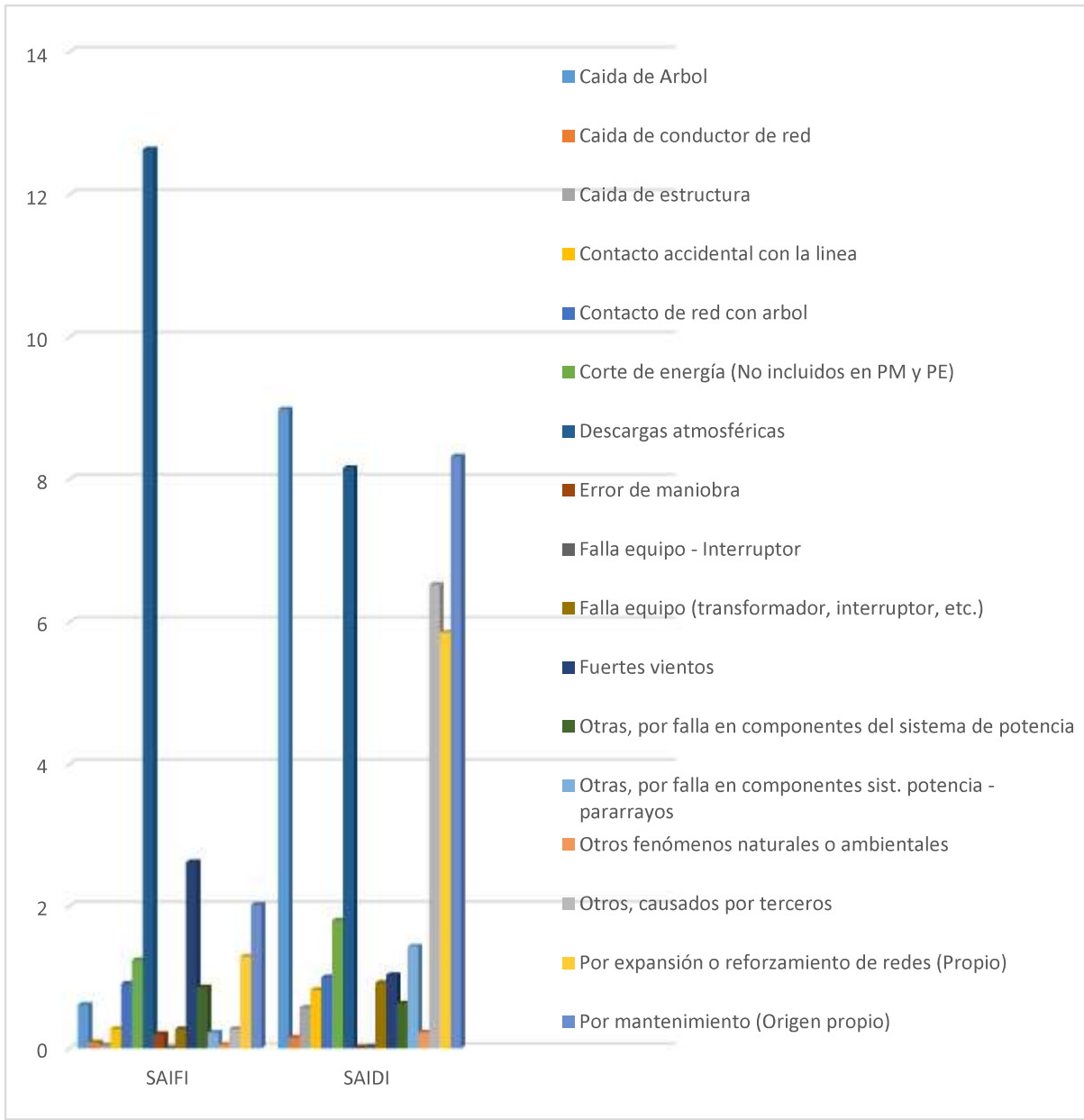


Figura 3.19 Indicadores de calidad de suministro del año 2018

Fuente: Elaboración propia

3.5.2 RESUMEN DE EVALUACIÓN OPERATIVA ACTUAL DEL ALIMENTADOR:

CA-01.

De las evaluaciones estadísticas de las diferentes interrupciones de los años de 2016, 2017 y 2018, se analiza lo siguiente.

Las interrupciones que se presenta en el alimentador de Cachimayo: CA-01, con mayor porcentaje son por descargas atmosféricas, en el año de 2016 de un total de 100 interrupciones registradas se obtiene con 28% por descargas atmosféricas, en 2017 de un total 161 interrupciones se obtiene 34% por descargas atmosféricas y en 2018 de un total de 220 interrupciones, se obtiene 70.91% a causa de descargas atmosféricas.

Podemos verificar que en el año 2018 se obtiene 70.91% de interrupciones a causa de descargas atmosféricas, comparando con los años anteriores es notorio, donde podemos analizar que las interrupciones por dicha causa se estarían incrementándose, por lo tanto, también se incrementarían los indicadores de SAIFI y SAIDI.

La resistencia de puesta a tierra en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, se obtiene realizando mediciones con un valor máximo de 319 Ohm y mínimo de 30 Ohm. donde se analiza que las resistencias obtenidas en el campo superan a 25 Ohm en comparación a lo que estable el Código Nacional de Electricidad – Suministro, es necesario que se realice mantenimiento de puesta a tierra en el alimentador de Cachimayo: CA-01.

El alimentador cuenta actualmente con aisladores de tipo PIN de clase ANSI 56-2 en servicio en una red de 22,9kV con tramos en altura que superan los 4000 m.s.n.m. las que son de nivel de aislamiento insuficiente (kV-BIL), perjudicando severamente la protección por descargas atmosféricas.

Los pararrayos de línea y subestación cuentan con un BIL de 125kV, donde se verifica que no es suficiente para el nivel de altura de la zona donde se encuentra instalado, por tanto, no garantiza un buen aislamiento frente a las sobretensiones de origen atmosférico.

Los indicadores de calidad de suministro SAIFI y SAIDI del alimentador de Cachimayo: CA-01, se verifica que en el año del 2016 se obtuvo 23.18 int/año de SAIFI, 51.11 h/año de SAIDI, para el año 2017 se obtuvo 24.70 int/año de SAIFI, 55.80 h/año de SAIDI y para el año 2018 se

obtuvo 23.58 int/año de SAIFI, 46.40 h/año de SAIDI, donde es notorio que los indicadores superan a las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico Rural, también se puede verificar que a causa de descargas atmosféricas los indicadores de SAIFI y SAIDI son excesivos.

CAPITULO IV. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA LA MEJORA DE OPERACIÓN DE LA LÍNEA

4.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo del estudio se desarrolla las alternativas propuestas para la mejora de la calidad de suministro frente a las sobretensiones de origen atmosférico como:

Aislamiento con sistemas de pararrayos en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01 y el sistema de apantallamiento con cable de guarda mediante el método de electrogeométrico y probabilístico, así mismo se realiza el cálculo de aisladores con respecto a la zona del estudio y por último la evaluación económica de las dos alternativas propuestas.

4.2 AISLAMIENTO CON SISTEMA DE PARARRAYOS (ALTERNATIVA 01)

Es una de las alternativas que se analizará, en el alimentador de Cachimayo: CA-01, donde los pararrayos de línea serán instalados en cada fase de la línea con la función de descargar las sobretensiones al centro de la tierra.

4.2.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE NIVEL DE AISLAMIENTO

Para realizar el cálculo de nivel de aislamiento de pararrayos según a la (Norma IEC 60071-1, 1993) considera los siguientes aspectos.

- Sobretensiones atmosféricas
- Sobretensiones a frecuencia industrial en seco
- Contaminación ambiental
- Nivel de protección para impulso tipo atmosférico (NPR)
- Nivel de protección para impulso de maniobra (NPM)

Y las siguientes características de operación del sistema

- Tensión nominal del sistema: 22.9kV

- Tensión eficaz de equipo 24kV
- Contaminación ambiental: ligero (16mm/kV) según a la (Norma IEC 60815, 2008)
- La altitud máxima sobre el nivel del mar: 4500 m.s.n.m.

4.2.2 FACTOR DE CORRECCIÓN POR ALTURA

El factor de corrección se determina según a la altura sobre el nivel del mar con la siguiente formula.

$$F_C = 1 + 1.25(H - 1000) * 10^{-4}$$

Donde:

F_C : Factor de corrección por altura

H : 4500 m.s.n.m, altura sobre el nivel del mar

Entonces remplazando en la fórmula anterior se obtiene:

$$F_C = 1 + 1.25(4500 - 1000) * 10^{-4}$$

$$F_C = 1.44$$

4.2.3 CÁLCULO DE PARARRAYOS

4.2.3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Según a la norma IEC-60099-4, los criterios de selección para el cálculo de pararrayos son:

Máxima tensión de operación continua MCOV o U_C

Sobretensiones temporales a frecuencia industrial TOV

Tensión nominal de pararrayos U_r

Nivel de protección para impulso tipo atmosférico NPR

Nivel de protección para impulso de maniobra NPM

4.2.3.2 MÁXIMA TENSION DE OPERACIÓN CONTINUA MCOV Ó U_c

Para el pararrayo la máxima tensión de operación continua debe ser mayor o igual que el valor pico de la tensión de fase – tierra aplicada al sistema cuando se encuentre en estado estable.

El alimentador de Cachimayo: CA-01, se encuentra operando en 22.9kV.

Por, tanto se tiene los siguientes datos:

$$U_L = 22.9\text{kV}$$

$$U_m = 24\text{kV (Según a la norma IEC-60185)}$$

$$K_m = 1.05 \text{ (Factor de seguridad para aislamiento externo)}$$

En sistemas con presencia de armónicos de voltaje, el efecto del aumento en el valor pico de la tensión puede ser representado por un factor de seguridad de 1,05 aplicado sobre la tensión de frecuencia industrial.

$$MCOV \geq k_m * \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

Reemplazando los valores se obtiene:

$$MCOV \geq 14.54\text{kV}$$

4.2.3.3 SOBRETENSIONES TEMPORALES A FRECUENCIA INDUSTRIAL (TOV)

Corresponde al máximo valor de tensión eficaz de frecuencia industrial que, al ser aplicado durante 10 segundos entre los terminales del pararrayos, no altera el correcto funcionamiento del mismo. Por lo tanto, TOV se relaciona con la capacidad del pararrayos para soportar sobretensiones temporales.

La tensión asignada sirve como parámetro de referencia para la especificación de la característica de comportamiento del pararrayos bajo tensión de frecuencia industrial en función del tiempo.

$$TOV = k_e * \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

Donde:

K_e : Factor de falla a tierra. (Norma IEC 60071-2, 1999)

$K_e = 1.73$ Para sistemas con neutro aislado

$K_e = 1.4$ Para sistemas con neutro aterrado

La red del alimentador de Cachimayo: CA-01, es un sistema con neutro aislado, por tanto, el TOV se obtiene:

$$TOV = 23.97kV$$

4.2.3.4 TENSIÓN NOMINAL DE PARARRAYOS (U_r)

La tensión nominal está relacionada con la capacidad que tiene el pararrayos de operar frente a las sobretensiones temporales del sistema en un período definido de tiempo, para definir el valor de la tensión nominal está basado en criterios prácticos.

El primer criterio para determinar el valor de la mínima tensión nominal de un pararrayos se basa en principios empíricos y relaciona a la tensión nominal con el voltaje de operación continua.

El segundo criterio se apega un poco más a la definición de tensión nominal dada en la norma, puesto que el cálculo para la determinación de U_r se hace en función de las sobretensiones temporales (TOV) del sistema, considerando su amplitud y duración.

La selección del valor de la tensión nominal de pararrayos U_r , se determina el mayor valor entre los siguientes valores U_o y U_e , multiplicado por un factor de seguridad de 1.05.

Donde:

U_o : Máxima tensión de la relación entre el MCOV y K_o

U_e : Máxima tensión de la relación entre el TOV y K_t

Relacionando la máxima tensión de operación continuo MCOV con el factor de diseño según al fabricante K_o , se determina U_o .

Donde:

$$K_o = 0.8$$

$$U_o = \frac{MCOV}{K_o}$$

$$U_o = \frac{14.54}{0.8}$$

$$U_o = 18.18kV$$

Del mismo modo se determina U_e , con la relación entre sobretensiones temporales a la frecuencia industrial TOV y la capacidad de pararrayos contra sobretensiones la cual depende del tiempo de duración de sobretensión K_t .

Donde:

$$K_t = 1.15, \text{ para } 01 \text{ segundos (Según a la norma IEC-60099-4)}$$

$$K_t = 1.10, \text{ para } 10 \text{ segundos (Según a la norma IEC-60099-4)}$$

$$U_e = \frac{TOV}{K_t}$$

$$U_e = \frac{23.97}{1.10}$$

$$U_e = 21.79kV$$

Por ende, para determinar la tensión nominal de pararrayos U_r , se toma 21.79kV, siendo en valor mayor entre U_e y U_o .

$$U_e = 21.79 * 1.05$$

$$U_e = 22.88kV$$

Según la (Norma IEC-60099-5, 1996), se recomienda que se debe utilizar una tolerancia de al menos 5%, para tomar en cuenta los armónicos que se presentan en la tensión del sistema. Por tanto, se considera una un valor normalizado que sea superior al valor determinado.

$$U_e = 27kV$$

4.2.3.5 NIVEL DE PROTECCIÓN PARA IMPULSO TIPO ATMOSFÉRICO

Según el catálogo de fabricantes, los datos de NPR de los pararrayos de ZnO son:

10kA ($U_m \leq 420kV$)

15kA ($420 < U_m \leq 550kV$)

20kA ($U_m \geq 550$)

Según la (Norma IEC-60099-5, 1996), las corrientes nominales de los pararrayos se toman en cuenta de los rangos de tensiones máximas de servicio, por tanto, la corriente nominal de rayo es de 10kA.

Entonces el valor de NPR según al Anexo A.4. Se obtiene:

$$NPR = 88.94kV$$

4.2.4 SELECCIÓN DE NIVEL DE AISLAMIENTO

4.2.4.1 TENSIÓN SOPORTABLE AL IMPULSO TIPO ATMOSFÉRICO (BIL)

Es conocido como el valor pico de la tensión soportable al impulso tipo atmosférico, dicha tensión se especifica en condición de seco.

4.2.4.2 TENSIÓN SOPORTABLE AL IMPULSO TIPO MANIOBRA

Es conocido como valor pico de la tensión soportable al impulso tipo maniobra, la cual principalmente está caracteriza por el aislamiento del equipo en la realización de pruebas, dicha tensión se especifica en condiciones de bajo lluvia y seco.

4.2.4.3 FACTOR DE SEGURIDAD

El factor de seguridad es conocido como relaciones entre las tensiones soportables al impulso tipo atmosférico o maniobra y las tensiones máximas según a la norma IEC-60071.

4.2.4.4 DETERMINACIÓN DEL NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO (BIL)

Para determinación de BIL, se tiene dos métodos, un método convencional a que específicamente se utiliza para los valores de tensiones menores a 300kV, otro un método estadístico para tensiones superiores a 300kV.

$$BIL = K_e * NPR$$

$$BSL = K * BIL_{normalizado}$$

$$K_F = \frac{BSL}{NPM}$$

Donde:

BIL : Tensión soportable al impulso tipo atmosférico

BSL : Tensión soportable al impulso tipo maniobra

BIL_{normalizado}: Tensión soportable al impulso tipo atmosférico (Norma IEC 60071-1, 1993)

NPR : Nivel de protección para impulso atmosférico

NPM : Nivel de protección para impulso de maniobra

$K_e = 1.4$: Factor de seguridad para relacionar *BIL* y *NPR*

$K_M = 1.15$: Factor de seguridad para relacionar *BSL* y *NPM*

$K = 0.65$: Factor de seguridad que relaciona *BSL* y el *BIL* normalizado

K_F : Factor de seguridad que relaciona entre el *BSL* y *NPM*

Los factores de seguridad dados son según a la norma IEC-60071-2.

Para el siguiente cálculo se utilizará el método convencional, porque la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, se encuentra operando con un nivel de tensión en 22.9kV.

$$BIL = 1.4 * 88,94$$

$$BIL = 124,52kV$$

Entonces el valor de $BIL_{normalizado}$ es:

$$BIL_{normalizado} = 125kV$$

Determinación de BSL:

$$BSL = 0.65 * 125$$

$$BSL = 81,25kV$$

Para la determinación de factor de seguridad K_F , se relaciona el BSL y NPM

$$K_F = \frac{BSL}{NPM}$$

$$K_F = \frac{81,25}{62,90}$$

$$K_F = 1,29$$

Por tanto, consideramos que el BIL es de 125kV, finalmente se calcula el BIL para impulso de rayo considerando el factor de corrección por altura.

$$BIL_d = F_C * BIL$$

Donde:

$F_C = 1.44$, factor de corrección para una altura de 4500 m.s.n.m.

BIL: Nivel básico de aislamiento para impulso tipo atmosférico

BIL_d : Nivel básico de aislamiento para una altura de 4500 m.s.n.m.

Entonces reemplazando los valores obtenemos el BIL para una altura de 4500 m.s.n.m.

$$BIL_d = F_C * BIL_{normalizado}$$

$$BIL_d = 1.44 * 125$$

$$BIL_d = 180kV$$

Por tanto, el BIL para la zona del estudio es:

$$BIL_d = 250kV$$

Tabla 4.1

Datos técnicos garantizados de pararrayos de línea

PARARRAYOS DE LÍNEA DE ÓXIDO METÁLICO DE ZINC 27kV	
Descripción	Valor afectado
Datos generales	
Fabricante	TE Connectivity
País de origen	India
Modelo	TLPPAA2-27
Tipo	Oxido metálico
Norma	IEC-60099-4
Montaje	Exterior
Clase	21
Altitud de instalación	>4000 m.s.n.m
Tipo de conductor de la línea	Intemperie
Sección de conductor de la línea	25 a 120mm ²
Datos nominales y características	
Frecuencia	60HZ
Tensión de sistema	22.9kV
Tensión nominal (Ur)	27kV
Tensión de operación continua (MCOV)	22kV
Sobretensión temporal a 1s	30.2kV
Corriente nominal de descarga	10kA
Capacidad de disipación de energía (doble impulso)	4.5 kJ/Kv
Tensión residual máximo al impulso tipo maniobra a 500A	57kV
Tensión residual máximo al impulso tipo descarga atmosférica a:	
5kA	67.1kV
10kA	72.2kV
15kA	79.4kV
Aislador de cuerpo	Goma Silicona
El BIL de los equipos a proteger	250kV
Línea de fuga de pararrayos	1125mm

Fuente: Resultados en calculo (Elaboración propia)

En la Tabla 4.1, se muestra los datos técnicos garantizados de pararrayos de línea para la implementación en la red en 22.9kV del alimentador de Cachimayo: CA-01 y así para obtener un adecuado aislamiento en el alimentador.

4.2.4.5 CÁLCULO DE AISLADORES

Para el cálculo de aisladores que se utiliza en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, se debe determinar la distancia de fuga considerando el nivel de contaminación de la zona del estudio, así mismo el factor de corrección por altura.

De la misma manera determina el aislamiento necesario por sobretensiones a frecuencia industrial en seco, donde se considerarán los cálculos siguientes.

- Efecto de la densidad de aire
- Efecto de la lluvia

También determinando el aislamiento necesario por sobretensiones al impulso del rayo

4.2.4.5.1 CÁLCULO DE DISTANCIA DE FUGA DE AISLADOR

La distancia de fuga es conocida como la longitud medida a lo largo del perfil externo del revestimiento del aislador, para este cálculo es necesario conocer previamente el grado de contaminación del ambiente que se encuentre el aislador.

4.2.4.5.2 NIVEL DE CONTAMINACIÓN

Según a la (Norma IEC 60815, 2008) se define cuatro niveles de contaminación para selección de aislador de acuerdo que la zona de estudio pertenezca a un nivel de contaminación.

Para la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, se considera un nivel de contaminación ligero, entonces con esta definición y de acuerdo a lo indicado en la (Norma IEC 60815, 2008), la distancia de fuga unitaria para esta zona de estudio es 16mm/kV.

Por tanto, determinamos la distancia de fuga del aislador de la siguiente manera

$$L_{\min fuga} = L_{\min fuga\ especifica} * V_m * F_C$$

Donde:

$$L_{\min fuga\ especifica} = 16\text{mm/kV}, \text{ (Según a la norma IEC 60815)}$$

$F_C = 1.44$, Factor de corrección por altura

$V_m = 24\text{kV}$, Tensión eficaz, Según a la (Norma IEC 60071-1, 1993)

Entonces reemplazando los valores en la ecuación dada para el cálculo de la distancia de fuga de aisladores se obtiene lo siguiente:

$$L_{\min fuga} = 16 * 24 * 1.44$$

$$L_{\min fuga} = 553\text{mm}$$

4.2.4.5.3 AISLAMIENTO POR SOBRETENSIONES A FRECUENCIA INDUSTRIAL EN SECO

Dicha sobretensión toma en consideración para su determinación la tensión máxima de servicio del sistema, la sobretensión es producida debido a las fallas ocurridas en el sistema y se determina de la siguiente manera

$$V_{fi} = \frac{V_m * H * f_s}{\sqrt{3} * (1 - N * \sigma) * \delta^n * f_1} \text{ kV}$$

Donde:

δ : Efecto de la densidad de aire

f_1 : Efecto de la lluvia

$f_s = 1.5$, Factor de sobretensión a frecuencia industrial

$H = 1$, Factor por humedad

$N = 1.2$, Número de desviaciones estándar alrededor de la media

$\sigma = 3\%$, Desviación estándar

$n = 1$, Exponente empírico

4.2.4.5.4 CÁLCULO DE LA DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE

La densidad relativa del aire es fundamental para aislamiento de una línea, si la capacidad de resistir de un elemento de aislamiento reduce al disminuir la densidad relativa del aire, caso contrario es favorable para el aislamiento del elemento en la línea.

La densidad relativa del aire se determina de la siguiente manera.

$$\delta = \frac{3.921 * b}{273 + t}$$

Donde:

b: Presión barométrica en cm de columna de mercurio relacionado con la altitud sobre el nivel del mar y se determina de la siguiente manera.

$$\log(b) = \log(76) - \frac{m. s. n. m}{18336}$$

$$\log(b) = \log(76) - \frac{4500}{18336}$$

$$\log(b) = 1.64$$

$$b = 10^{1.64}$$

$$b = 43.65$$

Entonces reemplazando los valores determinamos la densidad relativa del aire.

$$\delta = \frac{3.921 * 43.65}{273 + 20}$$

$$\delta = 0.58$$

4.2.4.5.5 EFECTO DE LA LLUVIA

La lluvia disminuye en la calidad de resistir de un elemento de aislación, el factor se considera según a la intensidad de la lluvia y para esta zona del estudio se considera un factor de 0.77.

Entonces el aislamiento necesario por sobretensiones a frecuencia industrial seco, reemplazando en la siguiente ecuación es:

$$V_{fi} = \frac{V_{max.serv.} * H * f_s}{\sqrt{3} * (1 - N * \sigma) * \delta^n * f_1}$$

$$V_{fi} = \frac{24 * 1 * 1.5}{\sqrt{3} * (1 - 1.2 * 0.03) * 0.58^1 * 0.77}$$

$$V_{fi} = 48.28kV$$

4.2.4.5.6 AISLAMIENTO POR SOBRETENSIONES AL IMPULSO DEL RAYO

Se determina de la siguiente manera:

$$V_i = \frac{BIL}{(1 - N * \sigma) * \delta} kV$$

Donde:

N = 1.2, Número de desviaciones estándar alrededor de la media

σ = 3%, Desviación estándar

δ = 0.58, Desviación relativa del aire

BIL = 250kV, Nivel básico de aislamiento corregido por altura

Reemplazando los valores determinamos la sobretensión al impulso del rayo:

$$V_i = \frac{250}{(1 - 1.2 * 0.03) * 0.58}$$

$$V_i = 447.15kV$$

Obteniendo los valores en el cálculo de aisladores, se determina la longitud línea de fuga del aislador que es 553mm, entonces verificando las características de los aisladores tipo PIN de porcelana según ANSI, para la línea de alimentador de Cachimayo: CA-01 en 22.9kV, el aislador más adecuado para su operación es de tipo PIN de porcelana clase ANSI 56-4 que cuenta con una

longitud de línea de fuga de 686mm, otro los aisladores existentes RPP-25 que son de Goma de Silicón que cuenta con una longitud de línea de fuga de 810mm.

En la siguiente Tabla 4.2, se muestra el tipo de aisladores según ANSI con su respectiva característica.

Tabla 4.2

Datos técnicos garantizados aislador tipo PIN clase ANSI 56-4

CARACTERÍSTICAS	ANSI 56-4 (PORCELANA)
Clase ANSI	56-4
Material aislante	Porcelana
Norma de fabricación	ANSI C 29.6
Dimensiones	
Diámetro máximo	304mm
Altura	241mm
Longitud de línea de fuga	685mm
Diámetro de agujero para acoplamiento	35mm
Características mecánicas	
Resistencia a la flexión	13kN
Características eléctricas	
Tensión de flameo a baja frecuencia: en seco	140kV
Tensión de flameo a baja frecuencia: en lluvia	95kV
Tensión crítica de flameo al impulso	
Positiva	225kVp
Negativa	310kVp
Tensión de perforación	185kV
Características de radio interferencia	
Prueba de tensión eficaz a tierra para interferencia	30kV
Tensión máxima de radio interferencia a 1000kHz, en aislador tratado con barniz semiconductor	200uV
Material del roscado del agujero para la espiga de cabeza de plomo	En la porcelana

Fuente: Datos técnicos garantizados aislador tipo pin- (Electro Sur Este S.A.A.)

Tabla 4.3

Datos técnicos garantizados de aisladores de suspensión – RPP-25

CARACTERÍSTICAS	RPP
Material aislante	Porcelana
Dimensiones	
Diámetro	90mm

Altura	517mm
Longitud de línea de fuga	810mm
Características Mecánicas	
Carga de trabajo	45kN
Peso máximo	1.55kg
Características Eléctricas	
Tensión disruptiva crítica de impulso positiva	250kV
Tensión disruptiva crítica de impulso negativa	265Kv
Tensión máxima de descarga en seco	160kV
Tensión máxima de descarga en lluvia	140Kv
Tensión mínima de perforación	160kV
Voltaje típico de aplicación	25/35kV
Características de Radio Interferencia	
Prueba de tensión eficaz a tierra para interferencia	44kV
Tensión máxima de radio interferencia a 1000kHz, en aislador tratado con barniz semiconductor	200uV
Material del roscado del agujero para la espiga de cabeza de plomo	En la Porcelana

Fuente: Datos técnicos garantizados aisladores de suspensión-RPP - (Electro Sur Este S.A.A.)

4.3 SISTEMA DE APANTALLAMIENTO CON CABLE DE GUARDA (ALTERNATIVA 02)

El cable de guarda tiene una función de proteger todo el equipamiento a lo largo de la línea, así como los conductores de fase contra el impacto de las descargas atmosféricas. El cable de guarda se instalará a las estructuras de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, y esto se realizará a una altura mayor de los conductores de fase.

4.3.1 MÉTODO ELECTROGEOMÉTRICO

Para el apantallamiento con cable de guarda se realizará con el Método Electrogeométrico. Entonces aplicando el método de electrogeométrico se tiene los siguientes datos de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

$h_m = 10.85\text{m}$, altura del conductor de fase

$U_m = 22.9\text{kV}$

$U_{BIL} = 125\text{kV}$

$U_{BIL \text{ Corregido}} = 250\text{kV}$, BIL corregido por factor de corrección por altura.

$I_R = 15\text{kV}$, Corriente de rayo (Probabilidad de ocurrencia 84%)

$t_f = 1.2\mu\text{s}$, tiempo de frente, Según a la (Norma IEC 60071-2, 1999)

1) Cálculo de radio de corona.

$$R_C = 1.2 * 10^{-4} * V_C \quad (4.1)$$

Donde:

$V_C = 310\text{kV}$, Tensión soportada por el aislamiento de los aisladores para una onda de impulso con polaridad negativa con un frente de onda de 1.2 μs .

Entonces el cálculo de radio de corona es:

$$R_C = 1.2 * 10^{-4} * 310$$

$$R_C = 0.04\text{m}$$

2) Cálculo de impedancia para condición de efecto corona.

$$Z_O = 60 * \ln\left(\frac{2 * h_m}{R_C}\right) \quad (4.2)$$

$$Z_O = 60 * \ln\left(\frac{2 * 10.85}{0.04}\right)$$

$$Z_O = 377.77\Omega$$

3) Cálculo de corriente crítica de flameo

$$I_C = \frac{2.07 * BIL_d}{Z_O} \quad (4.3)$$

$$I_C = \frac{2.07 * 250}{377.77}$$

$$I_C = 1.37\text{kA}$$

4) Cálculo de distancia de descarga crítica

La distancia de descarga crítica corresponde al último paso previo a la descarga atmosférica para la corriente crítica. Se determina con la siguiente ecuación.

$$d_C = 8 * k * I_C^{0.65} \quad (4.4)$$

Donde:

K: Coeficiente que tiene en cuenta las diferentes distancias de descargas.

Para cables de guarda : 1.00

Para mástiles y punta pararrayos : 1.20

Entonces la distancia de descarga crítica es:

$$d_C = 8 * 1 * 1.37^{0.65}$$

$$d_C = 8.17m$$

5) Cálculo de la sobretensión de rayo.

El cálculo de la sobretensión se determina con la siguiente formula, asumiendo que el rayo impacta sobre el conductor con una corriente de: $I_R=15kA$.

$$U_R = \frac{Z_0 * I_R}{2} \quad (4.5)$$

$$U_R = \frac{377.77 * 15}{2}$$

$$U_R = 2833.28kV$$

6) Cálculo de distancia entre cable de guarda y conductor más cercano.

Se determina con la siguiente formula Según (Yanque M, 2004)

$$C = 6 * \frac{BIL_d}{1000} \quad (4.6)$$

$$C = 6 * \frac{250}{1000} = 1.50m$$

7) Cálculo de ángulo de blindaje o de apantallamiento

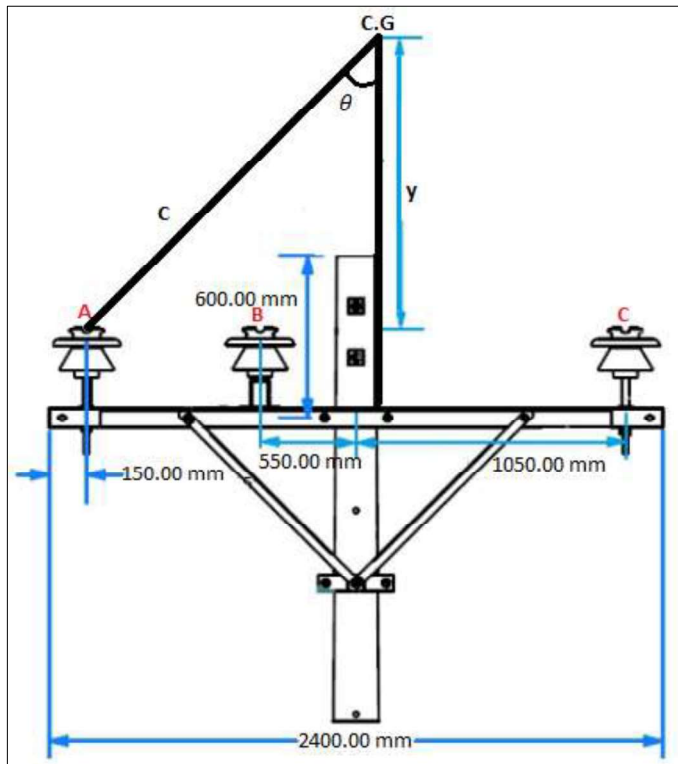


Figura 4.1 Tipo de armado AT1 y el ángulo de apantallamiento con cable de guarda

Fuente: Electro Sur Este S.A.A (Elaboración propia)

Para el cálculo del ángulo θ se realiza de la siguiente manera:

$$y = \sqrt{c^2 - x^2} \quad (4.7)$$

$$y = \sqrt{1.50^2 - 1.05^2}$$

$$y = 0.39m$$

Entonces el ángulo θ es:

$$\theta = \arcsen\left(\frac{1.05}{1.50}\right) \quad (4.8)$$

$$\theta = 44.43^\circ$$

Por recomendación del artículo de la revista ciencia e ingeniería, para un buen performance del cable de guarda el ángulo de apantallamiento debe ser menor a $\theta = 40^\circ$. (Bustamante, 2001)

Por tanto, en este estudio se considerará el ángulo de apantallamiento de 40° .

Teniendo el ángulo θ , determinamos la altura del cable de guarda con respecto a los conductores de fase, así considerando la separación entre los conductores de fases de 1.20m.

$$\tan\theta = \frac{x}{y} \quad (4.9)$$

$$y = \frac{x}{\tan(40^\circ)}$$

$$y = 1.25m$$

Entonces se realiza un nuevo cálculo de la distancia entre cable de guarda y fase.

$$C = \sqrt{x^2 + y^2} \quad (4.10)$$

$$C = \sqrt{1.05^2 + 1.25^2}$$

$$C = 1.63m$$

8) Cálculo de radio de protección

$$d = \frac{h_m + y}{2} + d_c * \text{sen}\theta \quad (4.11)$$

Reemplazando los datos obtenidos determinamos radio de protección

$$d = \frac{10.85 + 1.25}{2} + 8.17 * \text{sen}(40^\circ)$$

$$d = 11.30m$$

Entonces analizando la distancia de descarga crítica y el radio de protección tenemos lo siguiente.

Si, $d_c \leq d$, entonces el impacto del rayo caerá al cable de guarda, y así podrá estar protegida toda la fase de la línea.

4.3.2 MÉTODO PROBABILISTICO

El método probabilístico consiste en determinar la probabilidad del número de descargas o la incidencia del rayo que puede impactar en un conductor de fase de la línea de media tensión.

A. Con Cable de Guarda

Se determina en este método con cable de guarda el índice de flameo.

1) Cálculo de índice de flameo

Para este cálculo se utiliza la siguiente fórmula.

$$I_F = P_\theta * N_L * P * 10^{-4} \text{ kA} \quad (4.12)$$

Donde:

P_θ : Probabilidad de falla de apantallamiento de cable de guarda

N_L : Número de descargas anuales por 100km de línea

P : Probabilidad de que la corriente crítica de descarga produzca un flameo

2) Calculo de la probabilidad de falla de apantallamiento de cable de guarda

Para este cálculo se considera el ángulo óptimo de apantallamiento $\theta = 40^\circ$

Según (Yanque M, 2004), la ecuación es la siguiente.

$$\log(P_\theta) = 40^\circ * \frac{\sqrt{h_{cg}}}{90} - 2 \quad (4.13)$$

$$\log(P_\theta) = 40^\circ * \frac{\sqrt{12}}{90} - 2$$

$$P_\theta = 10^{-0.46}$$

$$P_\theta = 0.35$$

3) Calculo de la probabilidad que la corriente crítica de descarga produzca un flameo.

Se determina de la siguiente manera.

$$P = 10^{2-I_c/60} \quad (4.14)$$

Reemplazando $I_c = 1.3\text{kA}$

$$P = 10^{2-1.37/60}$$

$$P = 94.88$$

4) Calculo número de descargas anuales por 100km de línea

Se determina con la siguiente ecuación:

$$N_L = N_g * L * (4h + b) \quad (4.15)$$

$$N_g = K * N_C^{1.25} \quad (4.16)$$

Donde:

N_g : Número de descargas por km^2 por año $\left(\frac{\text{Descargas}}{\text{km}^2} * \text{año}\right)$

K : Constante según CIGRE (0.04)

N_C : Nivel isocerámico es 60 descargas/año de la zona del estudio Según (Yanque M, 2004)

h : Altura efectiva del cable de guarda a terreno

b : Distancia horizontal entre cables de guarda

L : Línea por 100km del tramo

Entonces reemplazando los valores obtenemos el número de descargas anuales por 10km de línea.

$$N_g = 0.04 * 60^{1.25}$$

$$N_g = 6.8 \frac{\text{Descargas}}{\text{km}^2} * \text{año}$$

Entonces N_L es:

Donde:

$b = 0$ (Por que solo existe un cable de guarda)

$$N_L = 6.8 * 100 * (4 * 0.012 + 0)$$

$$N_L = 32.64 \frac{\text{Descargas}}{\text{año}}$$

5) Cálculo del índice de flameo

Se determina reemplazando los valores obtenidos en la formula dada anteriormente.

$$I_F = P_\theta * N_L * P * 10^{-4}$$

$$I_F = 0.35 * 32.64 * 94.88 * 10^{-4}$$

$$I_F = 0.11 \text{ kA}$$

6) Cálculo de número de salidas

$$NS = n * I_F \quad (4.17)$$

Donde:

n : probabilidad de contorneos producidos en el aislamiento ocasionen disparo del interruptor es 0.85

Entonces reemplazando en la ecuación dada el número de salidas es:

$$NS = 0.85 * (0.11)$$

$$NS = 0.09 \text{ Salidas/Descargas/Año en } 100\text{km de línea}$$

B. Sin Cable de Guarda

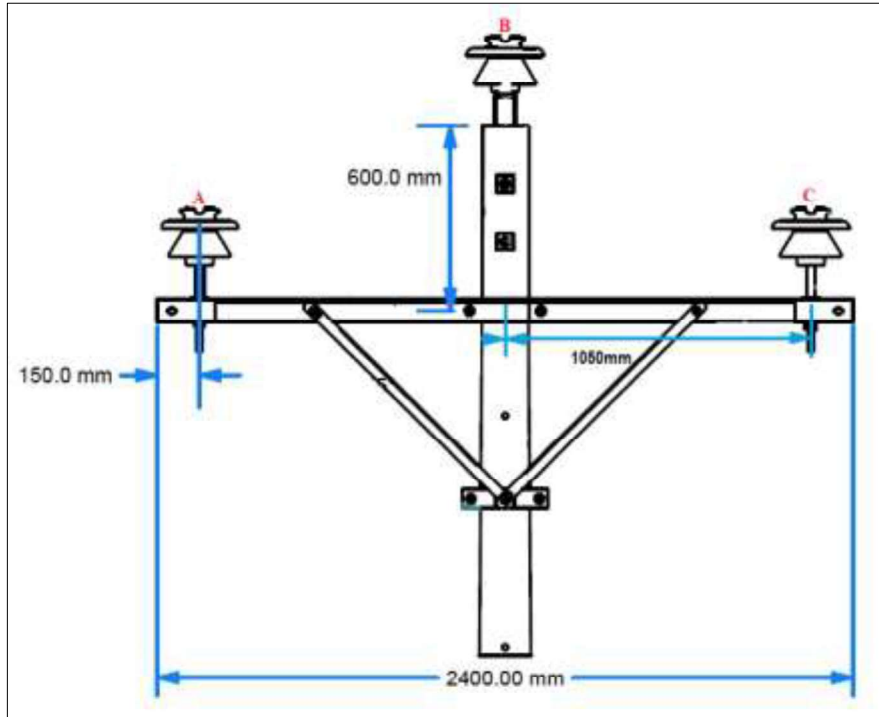


Figura 4.2 Tipo de armado AT1 y sin cable de guarda

Fuente: Electro Sur Este S.A.A (Elaboración propia)

La Figura 4.2, muestra el tipo de armado AT1 sin cable de guarda.

La fórmula de índice de flameo se reduce de la siguiente manera:

$$I_F = N_L * PI \quad (4.18)$$

Donde $PI = 0.9$, Proporción de descargas que causan flameo en el aislamiento

Entonces el índice de flameo sin cable de guarda es:

$$I_F = 32.64 * 0.9$$

$$I_F = 29.38kA$$

Entonces de la misma manera se calcula el número de salidas sin cable de guarda

$$NS = n * I_F$$

$$NS = 0.85 * 29.38$$

$$NS = 24.97 \text{ Salidas por } \frac{\text{Descargas}}{\text{año}} \text{ en una línea de 100km}$$

$$NS = 24.97$$

Analizando los cálculos por método de probabilístico con y sin cable de guarda, tenemos que con cable de guarda el número de salidas por descargas durante un año en una línea de 100km es 0.09, y sin cable de guarda el número de salidas por descargas durante un año en una línea de 100km es 24.97, la diferencia de salidas es notorio, por tanto, es recomendable el cable de guarda y así para mejorar la calidad de suministro, reduciendo los indicadores de SAIFI Y SAIDI.

4.4 CÁLCULO ECONÓMICO

Tabla 4.4

Datos de consumo de energía del alimentador de Cachimayo: CA-01

Descripción	Datos	Und.
Población Eléctrica Beneficiada Total	8727	Clientes
Población Eléctrica Beneficiada existente	7428	Clientes
Población Eléctrica Beneficiada Proyectado	1301	
Crecimiento Anual de la Población	0.81%	
Población por vivienda	3.95	Habitantes
% de Clientes Domestico	90.00%	
% de Clientes Comerciales	5.00%	
% de Clientes Usos Generales	3.00%	
% de Clientes Pequeñas Industrias	2.00%	
Consumo Inicial Mensual – Domestico	58.76	kW.h/cliente
Consumo Inicial Mensual – Comercial	97.79	kW.h/cliente
Consumo Inicial Mensual - Usos Generales	145.56	kW.h/cliente
Consumo Inicial Mensual – Industrial	271.65	kW.h/cliente
Tasa de crecimiento del consumo	2.54%	
Factor de Carga	0.48	
Factor de perdida	0.31	
Factor de simultaneidad	0.50	
Perdidas de Energía sin proyecto	13.00%	
Perdidas de energía con proyecto	10.00%	
Kalp Sector Típico 6	6.3	kW.h/cliente
Numero de lámparas existente	2334	Lamp
Potencia de alumbrado	60	W
Demanda Existente	679.08	kW

Fuente: Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración propia)

En la Tabla 4.4, se muestra los datos de consumo de energía en kW.h/cliente en el alimentador de Cachimayo: CA-01, así mismo el número de lámparas de alumbrado público existentes.

Tabla 4.5
Pliego tarifario del servicio público de electricidad (BT5B)

Descripción	Cachimayo
Cargo por energía activa-0 a 30 kW.h (Ctm. S/./kW.h)	38.92
Cargo por energía activa-0 a 30 kW.h (S/./kW.h)	0.3892
Cargo Fijo Mensual - Lectura Mensual (S/./mes)	4.05
Cargo por energía activa-Exceso de 30 kW.h (Ctm. S/./kW.h)	77.84
Cargo por energía activa-Exceso de 30 kW.h (S/./kW.h)	0.7784
Cargo Fijo Mensual - Lectura Mensual (S/./mes)	4.05
Cargo por energía activa-Exceso de 100 kW.h (Ctm. S/./kW.h)	81.58
Cargo por energía activa-Exceso de 100 kW.h (S/./kW.h)	0.8158
Cargo Fijo Mensual - Lectura Mensual (S/./mes)	4.24
Cargo por energía activa - AP (Ctm. S/./kW.h)	62.11
Cargo por energía activa - AP (S/./kW.h)	0.6211
Cargo Fijo Mensual- AP (S/./mes)	4.05

Fuente: Osinergmin

La Tabla 4.5, muestra el pliego tarifario perteneciente al tipo residencial del servicio público de electricidad obteniéndose de la página de OSINERGMIN.

Tabla 4.6
Precio de compra de energía en barra de Cachimayo:CA-01 en 22.9kV

Descripción	Cachimayo
Tarifa de Comprar de Energía (Ctm. S/./kW.h)	19.95
Tarifa de Comprar de Energía (S/./kW.h)	0.1995

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

En la Tabla 4.6, se muestra el precio de compra de energía en barra de Cachimayo: CA-01 en 22.9kV, que son datos brindados por la Empresa Concesionaria de Electro Sur Este.S.A.A.

Tabla 4.7

Análisis de la demanda de consumo de energía del alimentador de Cachimayo: CA-01

ANÁLISIS GENERAL DE LA DEMANDA						
ITEM	0	5	10	15	20	
AÑO	2018	2023	2028	2033	2038	
POTENCIA EN CLIENTES EXISTENTES kW	679.08	769.817	872.678	989.283	1121.469	
ENERGIA EN CLIENTES EXISTENTES (kW.h)	832,823.71	944,103.59	1,070,252.41	1,213,256.92	1,375,369.36	
Consumo anual de clientes Domestico (kW.h)	749,541.34	849,693.23	963,227.17	1,091,931.2	1,237,832.4	
Consumo anual de clientes Comercial (kW.h)	41,641.19	47,205.18	53,512.62	60,662.85	68,768.47	
Consumo anual de clientes Uso General (kW.h)	24,984.71	28,323.11	32,107.57	36,397.71	41,261.08	
Consumo anual de clientes Industrial (kW.h)	16,656.47	18,882.07	21,405.05	24,265.14	27,507.39	
Consumo anual de Alumbrado Público (kW.h)	604,972.80	604,972.80	604,972.80	604,972.80	604,972.80	
POTENCIA EN ALUMBRADO PUBLICO EXISTENTES kW	493.29	493.29	493.29	493.29	493.29	
ENERGIA EN ALUMBRADO PUBLICO (kW.h)	604,972.80	604,972.80	604,972.80	604,972.80	604,972.80	
TOTAL DE POTENCIA EN CLIENTES EXISTENTES kW	1172.372	1263.109	1365.970	1482.575	1614.760	
TOTAL ENERGIA EN CLIENTES EXISTENTES (kW.h)	1,437,796.51	1,549,076.39	1,675,225.21	1,818,229.72	1,980,342.16	
ANÁLISIS GENERAL DE LA DEMANDA SIN PROYECTO						
CONSUMO ANUAL TOTAL kW.h	1,437,796.51	1,549,076.39	1,675,225.21	1,818,229.72	1,980,342.16	
Perdidas de Energía (kW.h)	214,843.16	231,471.18	250,321.01	271,689.50	295,913.20	
Energía Requerida (kW.h)	1,652,639.6	1,780,547.5	1,925,546.2	2,089,919.2	2,276,255.3	
Potencia de energía al ingreso del sistema (kW)	1,347.55	1,451.85	1,570.08	1,704.11	1,856.05	
POBLACION TOTAL PROYECTADO	5,139	5,307	5,526	5,753	5,990	
Población Eléctrica Beneficiada	1,301	1,344	1,399	1,457	1,517	

Clientes Domésticos	1,171	1,209	1,259	1,311	1,365
Clientes Comerciales	65	67	70	73	76
Clientes Usos Generales	39	40	42	44	45
Clientes Industriales	26	27	28	29	30

CONSUMO MENSUAL POR CLIENTES

Consumo mensual por cliente Domestico (kW.h)	58.76	64.96	73.64	83.48	94.64
Consumo mensual por cliente Comercial (kW.h)	97.79	108.11	122.56	138.93	157.50
Consumo mensual por cliente Uso General (kW.h)	145.56	160.92	182.42	206.80	234.43
Consumo mensual por cliente Industrial (kW.h)	271.65	300.32	340.45	385.94	437.50

CONSUMO ANUAL POR CLIENTES

Consumo anual por cliente Domestico (kW.h)	705.12	779.54	883.70	1001.77	1135.63
Consumo anual por cliente Comercial (kW.h)	1173.48	1297.33	1470.67	1667.18	1889.94
Consumo anual por cliente Uso General (kW.h)	1746.72	1931.06	2189.09	2481.59	2813.17
Consumo anual por cliente Industrial (kW.h)	3259.80	3603.83	4085.36	4631.24	5250.06

CONSUMO ANUAL DE CLIENTES

Consumo anual de clientes Domestico (kW.h)	825,625.01	942,693.58	1,112,641.33	1,313,227.08	1,549,974.20
Consumo anual de clientes Comercial (kW.h)	76,334.87	87,158.69	102,871.56	121,417.14	143,306.08
Consumo anual de clientes Uso General (kW.h)	68,174.48	77,841.21	91,874.33	108,437.33	127,986.30
Consumo anual de clientes Industrial (kW.h)	84,820.00	96,846.95	114,306.41	134,913.45	159,235.49

CONSUMO ANUAL TOTAL (kW.h) **1,054,954.36** **1,204,540.43** **1,421,693.64** **1,677,994.99** **1,980,502.07**

ANALISIS GENERAL DE LA DEMANDA CON PROYECTO

CONSUMO ANUAL TOTAL kW.h	2,492,750.87	2,753,616.82	3,096,918.85	3,496,224.72	3,960,844.22
Perdidas de Energia (kW.h)	276,972.32	305,957.42	344,102.09	388,469.41	440,093.80
Energia Requerida (kW.h)	2,769,723.19	3,059,574.24	3,441,020.94	3,884,694.13	4,400,938.03
Potencia de Energia al ingreso del sistema (kW)	2,258.42	2,494.76	2,805.79	3,167.56	3,588.50

Fuente: Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración propia)

Tabla 4.8

Metrado y presupuesto con sistema de pararrayos

PROPUESTA CON SISTEMA DE PARARRAYOS DE LÍNEA					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UND	METRADO	PRESUPUESTO	
				COSTO (S./)	
				UNITARIO	TOTAL
I	SUMINISTRO DE MATERIALES				
1.00	PARARRAYOS DE LÍNEA				
1.01	Pararrayos está constituido por:	Jgo.	568.00	259.00	147,112.00
1.02	01 Pararrayos de Oxido Metálico de Zinc de 27 KV de tensión nominal, 10 kA y 250 kV de BIL				
1.03	01 Conector AL-AL Tipo Doble Vía 2 pernos P/Conductor AAAC 16-120mm ²				
2.00	AISLADORES Y ACCESORIOS				
2.01	Aislador de Porcelana tipo PIN clase ANSI 56-4. Constituido por:	Jgo.	8,969.00	109.21	979,504.49
2.02	Espiga de F°G°, 19 mm x 432 mm, Para Cruceta con cabeza de plomo de 35 mm, con t/c/a, para aislador ANSI 56-4				
2.03	01 Varilla de armar preforma simple				
2.04	2m Alambre para amarre de aluminio recocido de 10 mm ²				
2.05	01 Grilletes de A°G°, 16mm de diámetro, 19mm de abertura, 77mm de pasador-seguridad				
3.00	AISLADOR RPP				
3.01	Aislador Suspensión de goma de Silicón RPP-25. Constituido por:	Jgo.	350.00	135.00	47,250.00
3.02	01 Perno doble armado de 16mm x 508mm, con 41 tuercas, arandelas y contratuercas.				
3.03	01 Tuerca ojo de F°G° de 16mm diámetro.				
3.04	01 Grapa de anclaje tipo pistola				
3.05	01 Cinta plana de armar de aluminio				
5.00	PUESTAS A TIERRA				

5.01	Sistema de puesta a tierra constituido por:	Jgo.	232.00	615.00	142,680.00
5.02	18m de conductor de cobre desnudo electrolítico temple suave cableado de 25 mm ² .				
5.03	01 Pza Varilla de Cobre de 19mmx 2.40 m. con punta y rosca en extremo con tuerca/contratuera				
5.04	01 Platina de Bronce de 400mm x 150mm x 6mm con Agujero al centro de 21mmØ				
5.05	01 Arandela Cuadrada Plana de Bronce de 150mmx150mmx6mm (19mmØ)				
5.06	01 Conector tipo Anderson de Bronce				
5.07	01 Pza Conector de Al/Cu16-70mm ²				
5.08	01 Cubierta Aislante de Conector				
5.09	50 Kilos de Sal Industrial				
5.10	Caja de Registro 50cm x 50cm x 40cm de altura, 5cm de espesor				
5.11	Arcilla o Bentonita				
SUB TOTAL MATERIALES					1,327,073.47

6.00	II	MONTAJE			
6.01		Desmontaje y montaje de aisladores tipo PIN Incluye la instalación de todo su accesorio:	Und.	8,969.00	36.15
6.02		Desmontaje de pararrayos existentes instalación del Pararrayos de Oxido Metálico de Zinc de 27 kV de tensión nominal, 10 kA. Y de 250 kV de BIL, Incluye la instalación de todo sus accesorios y la conexión del conductor de cobre del sistema de puesta a tierra	Und.	47.00	25.00
6.03		Instalación del Aislador Suspensión de goma de Silicón RPP-25. incluye la instalación de todos sus accesorios	Und.	568.00	29.65
6.04		Instalación de sistema de puesta a tierra. Incluye la instalación de todos sus accesorios.	Und.	350.00	19.99
6.05			Und.	232.00	115.00
SUB TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO					375,922.05

I	MATERIALES			1,327,073.47			
II	MONTAJE ELECTROMECANICO			375,922.05			
III	TRANSPORTE (7% DE I)	7%		92,895.14			
	GASTOS GENERALES (12% DE I+II)	12%		204,359.46			
	SUB TOTAL			2,000,250.13			
	IGV(18%)	18%		360,045.02			
	TOTAL PRESUPUESTO			2,360,295.15			

Fuente: Electro Sur S.A.A. (Elaboración propia)

Tabla 4.9

Beneficios incrementales por venta de energía en el alimentador de Cachimayo: CA-01

BENEFICIOS INCREMENTALES PRIVADOS							
PROYECTO CON IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE PARARRAYOS							
ITEM	N°	0		5		10	
		2018	2023	2028	2033	2038	2038
1	SITUACION CON PROYECTO						
	Ingresos por venta - Domestico	-	2,044,076.39	2,299,367.85	2,595,817.02	2,940,193.59	
	Ingresos por venta - Comercial	-	68,388.06	74,181.52	80,749.09	88,194.20	
	Ingresos por venta - Usos Generales	-	42,987.33	46,630.42	50,760.29	55,441.99	
	Ingresos por venta - Industria	-	28,658.22	31,086.95	33,840.19	36,961.33	
	Ingresos por venta - AP	-	943,974.05	943,974.05	943,974.05	943,974.05	
	Beneficio por pago de Compensación por Mala Calidad de Producto por Subestación (S/.)	-	406,650.93	441,381.30	481,668.28	528,419.47	
	Beneficio por Ahorro Por las Perdidas de Energia (S/.)	-	15,640.42	16,976.20	18,525.70	20,323.83	
	TOTAL VENTAS DE ENERGIA	-	3,550,375.39	3,853,598.28	4,205,334.62	4,613,508.44	
2	SITUACION SIN PROYECTO						
	Ingresos por venta - Domestico	-	1,281,044.12	1,385,326.40	1,503,542.63	1,637,554.62	

Ingresos por venta - Comercial	-	68,388.06	74,181.52	80,749.09	88,194.20
Ingresos por venta - Usos Generales	-	42,987.33	46,630.42	50,760.29	55,441.99
Ingresos por venta - Industria	-	28,658.22	31,086.95	33,840.19	36,961.33
Ingresos por venta - AP	-	943,974.05	943,974.05	943,974.05	943,974.05
TOTAL BENEFICIOS SIN PROYECTO	-	2,365,051.77	2,481,199.33	2,612,866.25	2,762,126.18

3 BENEFICIOS INCREMENTALES	-	1,185,323.62	1,372,398.95	1,592,468.37	1,851,382.26
-----------------------------------	---	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

Tabla 4.10

Costos incrementales por compra de energía en el alimentador de Cachimayo: CA-01

COSTOS INCREMENTALES PRIVADOS						
PROYECTO CON IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE PARARRAYOS						
ITEM	N°	0	5	10	15	20
	AÑO	2018	2023	2028	2033	2038
B COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (S/.)						
1	Compra de Energía y Potencia	720,254.37	810,050.74	914,495.85	1,036,024.82	
2	Costo de Operación y Mantenimiento	59,007.38	59,007.38	59,007.38	59,007.38	
3	Impuesto a la Renta	580,288.63	625,380.25	677,614.51	738,147.27	
C	TOTAL COSTO DEL PROYECTO	2,360,295.15	1,359,550.38	1,494,438.37	1,651,117.73	1,833,179.47
D	COSTOS SIN PROYECTOS	0.00	971,964.54	1,026,949.55	1,089,281.51	1,159,942.12
1	Compra de Energía y Potencia	419,158.70	453,292.83	491,987.88	535,853.27	
2	Costo de Operación y Mantenimiento	77,889.74	77,889.74	77,889.74	77,889.74	
3	Impuesto a la Renta	474,916.10	495,766.97	519,403.89	546,199.11	
E	TOTAL COSTOS INCREMENTALES	2,360,295.15	387,585.84	467,488.82	561,836.22	673,237.35

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

Tabla 4.11

Beneficios netos totales

VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS PRIVADOS									
PROYECTO CON IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE PARARRAYOS									
ITEM	A PRECIOS PRIVADOS	0		5		10		20	
		2018	2023	2028	2033	2038	2043	2048	2053
1	BENEFICIOS INCREMENTALES	-	1,185,323.62	1,372,398.95	1,592,468.37	1,851,382.26			
2	COSTOS INCREMENTALES	2,360,295.15	387,585.84	467,488.82	561,836.22	673,237.35			
3	BENEFICIOS NETOS TOTALES	-2,360,295.15	797,737.78	904,910.13	1,030,632.15	1,178,144.91			
4	B/C	-	4.46	4.30	4.16	4.04			

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.12

Valores de VAN y TIR

INDICADORES	PRIVADOS
TASA DE DESCUENTO	12%
MONTO DE INVERSIÓN	2,360,295.15
VAN(S/.)	4,047,690.50
TIR(%)	33.80%
MONTO DE INVERSIÓN/BENEFICIADO	270.40
PERIODO DE RECUPERACIÓN	03 años

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.13

Metrado y presupuesto con sistema de apantallamiento de cable de guarda

PROPUESTA CON CABLE DE GUARDA					
ITEM	DESCRIPCION	UND	METRADO	PRESUPUESTO	
				COSTO (S/.)	TOTAL
I SUMINISTRO DE MATERIALES					
1.00	MÁSTIL				
1.01	Mástil Soporte para Cable de Guarda Compuesto por:	Jgo.	877.00	320.00	280,640.00
1.02	Mástil solido A °G° de 1" diámetro x2.04 m de altura, adecuado en la punta con 02 perno ojo en la dirección de 180 grados				
1.03	02 Abrazaderas de A °G° para mástil de punta de poste, tipo U				
1.04	02 Grapa de anclaje tipo pistola				
1.05	02 Grilletes de A °G°, 16mm diámetro, 19mm abertura, 77mm pasador-seguridad				
1.06	01 Conector AL-AL Tipo Doble Vía 2 perros P/Conductor AAAC 16-120mm2				
2.00	AISLADORES Y ACCESORIOS				
2.01	Aislador de Porcelana tipo PIN clase ANSI 56-4. Constituido por:	Jgo.	8,969.00	109.21	979,504.49
2.02	Espiga de F°G°, 19 mm x 432 mm, Para Cruceta con cabeza de plomo de 35 mm, con t/c/a, para aislador ANSI 56-4				
2.03	01 Varilla de armar preforma simple				
2.04	2m Alambre para amarre de aluminio recocido de 10 mm2				
2.05	01 Grilletes de A °G°, 16mm de diámetro, 19mm de abertura, 77mm de pasador-seguridad				
3.00	AISLADOR RPP				
3.01	Aislador Suspensión de goma de Silicón RPP-25. Constituido por:	Jgo.	350.00	135.00	47,250.00
3.02	01 Perno doble armado de 16mm x 508mm, con 41 tuercas, arandelas y contratueras.				
3.03	01 Tuerca ojo de F°G° de 16mm diámetro.				
3.04	01 Grapa de anclaje tipo pistola				

3.05	01 Cinta plana de armar de aluminio				
3.00	CONDUCTORES				
3.01	Conductor ACSR de 25 mm2	m	165,000.00	4.00	660,000.00
4.00	PUESTAS A TIERRA				
4.01	Sistema de puesta a tierra constituido por:	Jgo.	877.00	615.00	539,355.00
4.02	18 m de conductor de cobre desnudo electrolítico temple suave cableado de 25 mm2.				
4.03	01 Pza Varilla de Cobre de 19mmx 2.40 m. con punta y rosca en extremo con tuerca/contratuercas.				
4.04	01 Platina de Bronce de 400mm x 150m m x 6 mm con Agujero al centro de 21mmø				
4.05	01 Arandela Cuadrada Plana de Bronce de 150mm x 150 mm x 6mm(19mmØ)				
4.06	01 Conector tipo Anderson de Bronce				
4.07	01 Pza Conector de Al/Cu 16-70 mm2				
4.08	01 Cubierta Aislante de Conector				
4.09	50 Kilos de Sal Industrial				
4.11	Caja de Registro 50cm x 50cm x 40cm de altitud, 5cm de espesor				
4.12	Arcilla o Bentonita				
SUB TOTAL MATERIALES					2,506,749.49
5.00	II MONTAJE				
5.01	Desmontaje y montaje de aisladores tipo PIN Incluye la instalación de todos sus accesorios:	Glb.	8,969.00	35.15	315,260.35
5.02	Montaje de Mástil sólido A °G° de 1" diámetro x 1.25m de altura, adecuado en la punta con 02 perno ojo en la dirección de 180 grados	Und.	877.00	25.00	21,925.00
5.03	Montaje de Aislador Suspensión de goma de Silicón RPP-25, con todos sus accesorios.	Und.	350.00	19.99	6,996.50
5.04	Tendido de Conductor ACSR de 25 mm2	km	165.00	365.00	60,225.00

5.05	Desmontaje de conductores existentes del alimentador de Cachimayo: CA-01 y tendido de las mismas.	km	165.00	590.00	97,350.00
5.06	Instalación de sistema de puesta a tierra. incluye la instalación de todos sus accesorios.	Glb.	877.00	115.00	100,855.00
SUB TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO					
I	MATERIALES		2,506,749.49		602,611.85
II	MONTAJE ELECTROMECHANICO		602,611.85		
III	TRANSPORTE (7% DE I)	7%	217,655.29		
	GASTOS GENERALES (12% DE I+II)	12%	373,123.36		
	SUB TOTAL		3,700,139.99		
	IGV(18%)	18%	666,025.20		
TOTAL PRESUPUESTO			4,366,165.19		

Fuente: Electro Sur Este S.A.A. (Elaboración propia)

Tabla 4.14

Beneficios incrementales por venta de energía en el alimentador de Cachimayo: CA-01

BENEFICIOS INCREMENTALES PRIVADOS						
PROYECTO CON IMPLEMENTACIÓN DE CABLE DE GUARDA						
N°	0	5	10	15	20	
ITEM	2018	2023	2028	2033	2038	
I	SITUACION CON PROYECTO					
Ingresos por venta – Domestico	-	2,044,076.39	2,299,367.85	2,595,817.02	2,940,193.59	
Ingresos por venta – Comercial	-	68,388.06	74,181.52	80,749.09	88,194.20	
Ingresos por venta - Usos Generales	-	42,987.33	46,630.42	50,760.29	55,441.99	
Ingresos por venta – Industria	-	28,658.22	31,086.95	33,840.19	36,961.33	
Ingresos por venta – AP	-	943,974.05	943,974.05	943,974.05	943,974.05	
Beneficio por pago de Compensación por Mala Calidad de Producto por Subestación (S/.)	-	406,650.93	441,381.30	481,668.28	528,419.47	

Beneficio por Ahorro Por las Perdidas de Energía (S/.)	-	15,640.42	16,976.20	18,525.70	20,323.83
TOTAL VENTAS DE ENERGIA	-	3,550,375.39	3,853,598.28	4,205,334.62	4,613,508.44
2 SITUACION SIN PROYECTO					
Ingresos por venta – Domestico	-	1,281,044.12	1,385,326.40	1,503,542.63	1,637,554.62
Ingresos por venta – Comercial	-	68,388.06	74,181.52	80,749.09	88,194.20
Ingresos por venta - Usos Generales	-	42,987.33	46,630.42	50,760.29	55,441.99
Ingresos por venta – Industria	-	28,658.22	31,086.95	33,840.19	36,961.33
Ingresos por venta – AP	-	943,974.05	943,974.05	943,974.05	943,974.05
TOTAL BENEFICIOS SIN PROYECTO	-	2,365,051.77	2,481,199.33	2,612,866.25	2,762,126.18
3 BENEFICIOS INCREMENTALES	-	1,185,323.62	1,372,398.95	1,592,468.37	1,851,382.26

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.15

Costos incrementales por compra de energía, operación, mantenimiento e impuesto a la renta

COSTOS INCREMENTALES PRIVADOS						
PROYECTO CON IMPLEMENTACIÓN DE CABLE DE GUARDA						
ITEM	N°	AÑO				
		0	5	10	15	20
		2018	2023	2028	2033	2038
A	COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (S/.)					
1	Compra de Energía y Potencia		720,254.37	810,050.74	914,495.85	1,036,024.82
2	Costo de Operación y Mantenimiento		109,154.13	109,154.13	109,154.13	109,154.13
3	Impuesto a la Renta		552,543.58	597,635.20	649,869.45	710,402.22
B	TOTAL COSTO DEL PROYECTO	4,366,165.19	1,381,952.08	1,516,840.07	1,673,519.43	1,855,581.17
C	COSTOS SIN PROYECTOS	0.00	1,021,329.34	1,076,314.35	1,138,646.31	1,209,306.93

1	Compra de Energía y Potencia	419,158.70	453,292.83	491,987.88	535,853.27
2	Costo de Operación y Mantenimiento	144,083.45	144,083.45	144,083.45	144,083.45
3	Impuesto a la Renta	458,087.19	478,938.06	502,574.98	529,370.20
D	TOTAL COSTOS INCREMENTALES	4,366,165.19	440,525.72	534,873.12	646,274.24

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.16

Beneficios netos

BENEFICIOS NETOS PRIVADOS

PROYECTO CON IMPLEMENTACIÓN DE CABLE DE GUARDA

ITEM	A PRECIOS PRIVADOS	PROYECTO CON IMPLEMENTACIÓN DE CABLE DE GUARDA			
		0	5	10	15
		2018	2023	2028	2033
1	BENEFICIOS INCREMENTALES	-	1,185,323.62	1,372,398.95	1,592,468.37
2	COSTOS INCREMENTALES	4,366,165.19	360,622.73	440,525.72	534,873.12
3	BENEFICIOS NETOS TOTALES	-4,366,165.19	824,700.89	931,873.24	1,057,595.26
4	B/C	-	3.29	3.12	2.98

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.17

Valores de VAN y TIR

INDICADORES	PRIVADOS
TASA DE DESCUENTO	12%
MONTO DE INVERSION	4,366,165.19
VAN(S/.)	2,243,219.86
TIR(%)	19.03%
MONTO DE INVERSION/BENEFICIADO	500.19
PERIODO DE RECUPERACIÓN	06 años

Fuente: Elaboración propia

4.5 RESUMEN DEL ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

Los datos técnicos para pararrayos de línea de Oxido Metálico (ZnO) para la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01 son los siguientes: tensión nominal de 27kV, corriente nominal de descarga de 10kA, línea de fuga de 1125mm como mínimo, BIL de 250kV. Los pararrayos de línea estarán instalados estrictamente en cada fase de la línea, y así en una ubicación a cada 2000 metros de la línea y derivaciones, con el objetivo de atenuar las sobretensiones que son de origen de descargas atmosféricas.

Según el método electrogeométrico se analiza de la siguiente manera:

Mediante cálculos realizados se obtiene valores de distancia de descarga crítica y el radio de protección que son los siguientes: $d_c = 8.17\text{m}$, $d = 11.30\text{m}$.

Entonces sí, $d_c \leq d$, por ende, el impacto del rayo caerá al cable de guarda, y así podrá estar protegida toda la fase de la línea. Por tanto, la línea tendrá un apantallamiento adecuado

Según el método probabilístico se obtiene salidas del sistema con cable de guarda y sin cable de guarda, analizando tenemos que con cable de guarda el número de salidas por descargas durante un año en una línea de 100km es 0.09, y sin cable de guarda el número de salidas por descargas durante un año en una línea de 100km es 24.97, la diferencia de salidas es notorio, por tanto, es recomendable el cable de guarda y así para mejorar la calidad de suministro.

Se realizó cálculos para selección adecuado de aisladores, donde se obtiene la longitud de línea de fuga del aislador de 553mm, entonces verificando las características de los aisladores tipo PIN de porcelana según clase ANSI, para la línea de alimentador de Cachimayo: CA-01 en 22.9kV, el aislador más adecuado para su operación es de tipo PIN de porcelana ANSI 56-4 que cuenta con una longitud de línea de fuga de 686mm, otro los aisladores existentes RPP-25 que son de Goma de Silicón que cuenta con una longitud de línea de fuga de 810mm.

CAPÍTULO V: MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS EN ATPDraw

5.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo del trabajo se realiza las definiciones de algunos términos del Software de ATPDraw, como: estructura de funcionamiento, procesador de Software, procesador TPBIG, procesador de gráficos, así mismo se realiza el modelamiento de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01 con implementación de pararrayos y cable de guarda, del mismo modo se realiza las simulaciones en ATP cuando impacta el rayo en la línea fase A y cable de guarda, con distintos valores de corriente de impacto del rayo y por último se analiza los resultados de las sobretensiones ocasionados por el impacto del rayo en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

5.2 PROGRAMA DE SIMULACIONES DE TRANSITORIOS ATPDRAW

El programa computacional ATP (Alternativa Transients Programs), es un software que nos permite simular los fenómenos transitorios que son de naturaleza electromagnética, electromecánica y de sistemas de control en sistemas polifásicos y monofásicos de un sistema eléctrico de potencia. (Hoidalén, 2009)

EL ATP fue desarrollado por el Dr. Hermann W. DOMMEL, quien cedió el programa a la Benevitle Power Administration (BPA). La comercialización del producto comenzó en 1984 por el 'EMTP Devetopment Coordination Group' y por el 'Electric Power Research Institute (EPRI)' de Pato Alto, California. El nombre de ATP recién se lo da en 1984 cuando los doctores Meyers y Liu no aprobaron la comercialización del producto EMTP por parte de BPA. Entonces el doctor Meyers en su tiempo libre comenzó un nuevo programa basado en una copia del EMTP de BPA que era de dominio público. Desde entonces el software ATP ha estado desarrollándose

continuamente por medio de contribuciones internacionales, por ejemplo, en la universidad de Bélgica existe un grupo a cargo del desarrollo del ATP.

Cabe recalcar que ATP no es un software libre, esto quiere decir que para utilizarlo se debe obtener una licencia, la licencia es gratis para todo aquel que no ha participado en la venta o comercio de EMTP.

ATP es una herramienta diseñada para analizar, tanto en individualidad como en su conjunto, los diferentes elementos que componen un sistema eléctrico, así como los sistemas de control asociados a los equipos eléctricos.

El ATP es el programa madre de la variedad de simuladores de género como: ATP/EMTP, EMTP, PSCAD, MatTRAN, NETOMAC, SimPOW, DigSilent, MATLAB y otros.

Los estudios que utilizan ATP tienen objetivos que se pueden clasificar en 2 categorías:

1. Es el diseño en el cual se incluyen el dimensionamiento de los equipos, coordinación de aislamiento, nivel de tensión, diseño de los elementos de protección.
2. Es la solución de los problemas de operación, estos suelen ser fallas en las líneas, análisis de sobretensiones, análisis de transitorios.

5.2.1 ESTRUCTURA DE FUNCIONAMIENTO DEL SOFTWARE ATP

Existe el ATP en los sistemas operativos (SO) más usuales, el programa que se utiliza en este trabajo, corren bajo el SO Windows de la Microsoft. El ATP es un programa modular, su simulación se realiza generalmente en tres pasos que se entrelazan y son: (Becerra Peña & Horque Latorre, 2008)

5.2.1.1 PROCESADOR DEL SOFTWARE ATP

Es un programa en entorno Windows, que actúa como programa central del paquete completo, ya que se pueden controlar la ejecución de cualquier programa integrado en el paquete desde el ATPDraw. Es un editor gráfico (GUI Interfaz de Usuario Gráfica) que dispone de una lista muy

completa de modelos de los componentes necesarios para representar un sistema eléctrico en código ATP. Entonces se selecciona el componente del circuito y se tiene que especificar algunos parámetros:

- Editor interno para crear y corregir archivos de datos.
- Editor de iconos para objetos definidos por el usuario, permite además la modificación de los iconos instalados por defecto.
- Posibilidad de emplear varias ventanas.
- Prestaciones para copiar, pegar, importar, exportar, etc.
- Ayuda en línea.

5.2.1.2 PROCESADOR TPBIG

Es el programa principal (NÚCLEO), el ejecutable en modo texto para simular redes eléctricas en el dominio del tiempo y de la frecuencia. La simulación de un proceso transitorio con TPBIG se basa en el método de Dommel, que combina la regla trapezoidal de integración y el método PI, resuelve las ecuaciones de red en pasos discretos de tiempo (Δt), en lenguaje de programación Fortran; aunque el programa ha sido desarrollado para simulaciones de procesos transitorios, también puede ser empleado para obtener el régimen permanente sinusoidal de una red lineal.

5.2.1.3 PROCESADORES GRÁFICOS

Son programas para procesar los resultados de una simulación de forma gráfica (oscilogramas), llamados también GUI's PLOT (Interfaces de Usuario Gráfica de Curvas), entre los más conocidos son: PlotXY, GTPPLOT, TOP y otros.

Las características principales del programa son:

- Una interfaz gráfica para fácil comunicación entre usuario y programa.
- Corre en código de 32 bits, operación más rápida.

- Escala automática y cursos para ver los valores en formato numérico.
- Graficar hasta tres archivos diferentes en forma simultánea y cada archivo hasta con 8 curvas.

El funcionamiento modular del ATP se muestra en la siguiente Figura 5.1

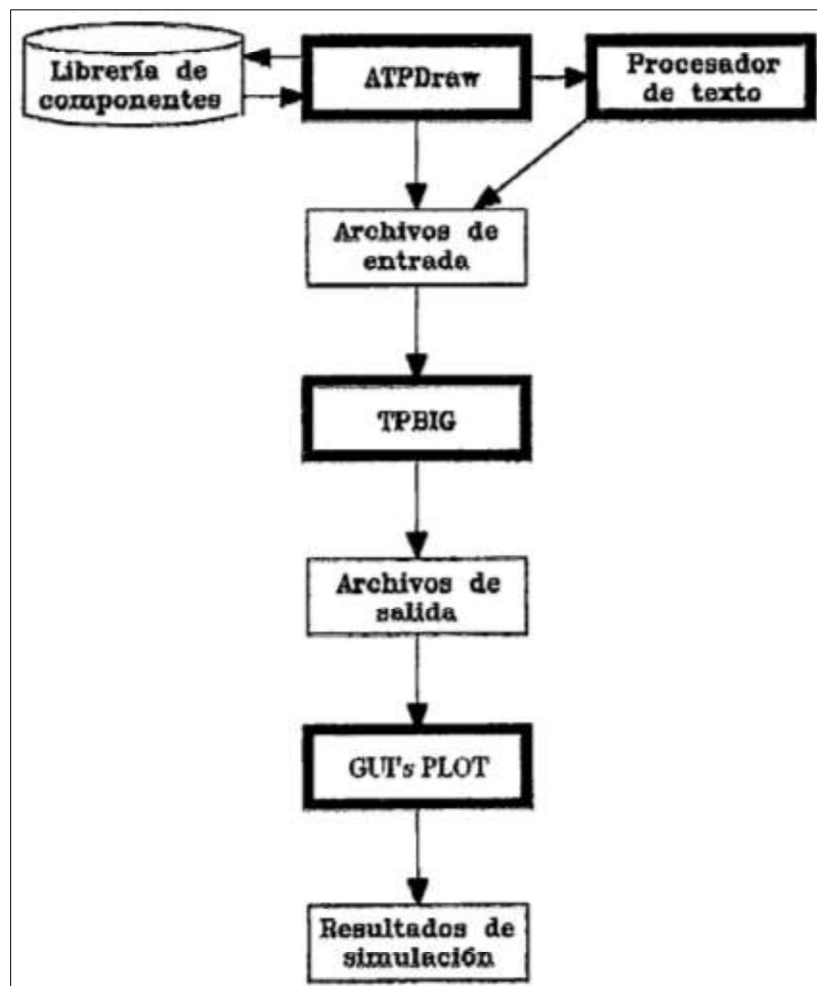


Figura 5.1 Diagrama de funcionamiento de ATPDraw

Fuente: Programas Auxiliares ATPDraw.

5.2.2 APLICACIONES DEL SOFTWARE ATPDraw

Las aplicaciones que se pueden realizar con el ATP, han sido agrupadas en dos grandes secciones: (Becerra Peña & Horque Latorre, 2008)

- a. Desarrollo de modelos.

- b. Librerías de componentes y tipos de estudios a su vez, en este último grupo se tiene (análisis de transitorios, etc.).

En el análisis de transitorios en sistemas eléctricos de potencia, los transitorios son originados por operaciones de maniobra, averías y otras principalmente como las descargas atmosféricas.

Estos procesos pueden originar sobretensiones, sobre corrientes, tensiones anormales y transitorios electromecánicos. Los análisis de este tipo de procesos son de utilidad para estudiar la coordinación entre componentes del sistema y dispositivos de protección o escoger el valor nominal del mencionado.

La simulación de procesos transitorios es un aspecto importante en el diseño de componentes y dispositivos de protección, así como en estudios de coordinación entre ambos.

5.3 MODELAMIENTO ELÉCTRICO DEL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01

El modelo aplicado es a un tramo de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, en donde se determina la zona y sus características, con mayor número de incidencias de descargas atmosféricas que ocasiona una falla en el dispositivo de aislamiento lo que ocasiona la desconexión de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

Los elementos representados son los siguientes:

- Descarga atmosférica
- Línea de distribución.
- Estructura de distribución (poste de distribución).
- Resistencia del sistema de puesta a tierra.
- Aisladores.
- Pararrayos.

5.3.1 IMPLEMENTACIÓN DE LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN

El ATP dispone de la librería llamada ‘Line Constans’ que permite calcular los parámetros de líneas de distribución y conductores. Los conductores de fase se modelan como tres fases acopladas entre sí, mediante el modelo LCC, a una frecuencia de 5KHz (lo que se denomina el modelo de PI). La longitud promedio del vano es de 200m. La figura 5.2 muestra el modelo de línea utilizado y en la figura 5.3 se muestra las características de la línea.

Para la representación de la línea se utiliza el modelo de PI con efecto Skin, transposición de la línea, con una resistencia de puesta a tierra de 20 ohm para una distancia de 1km de la línea, por ende, es recomendable tramos largos para evitar la reflexión de la onda viajera de sobretensión.

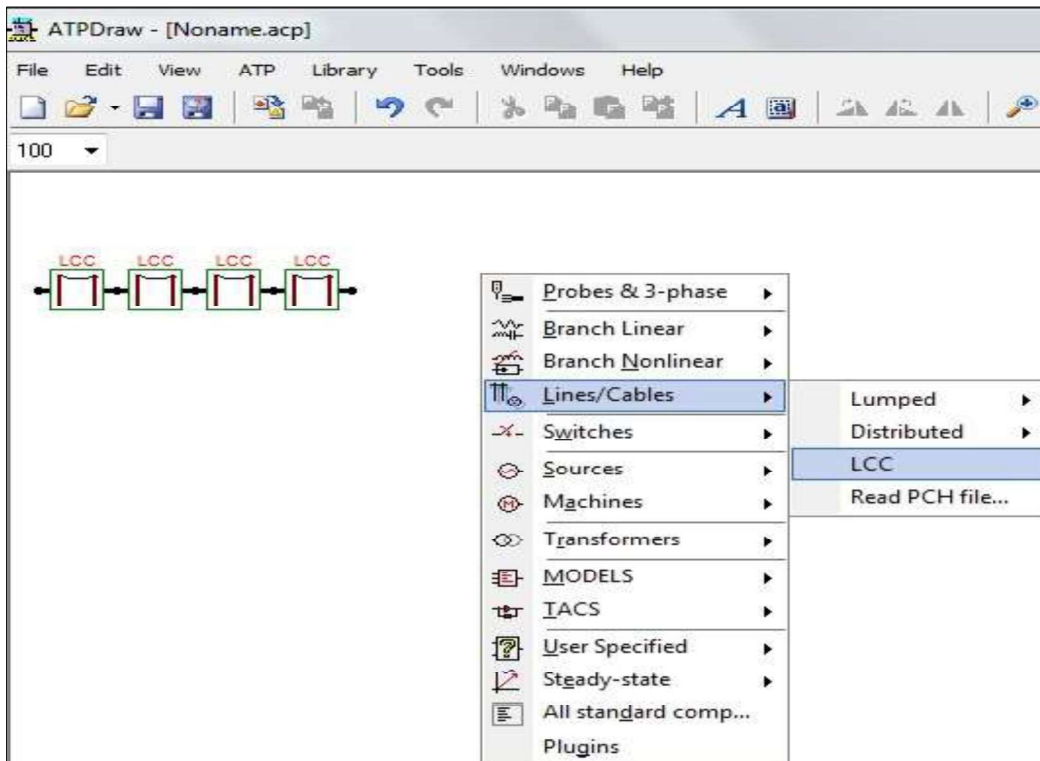


Figura 5.2 Componente de LCC (Line/Cable Data)

Fuente: Simulación en ATP (Elaboración propia)

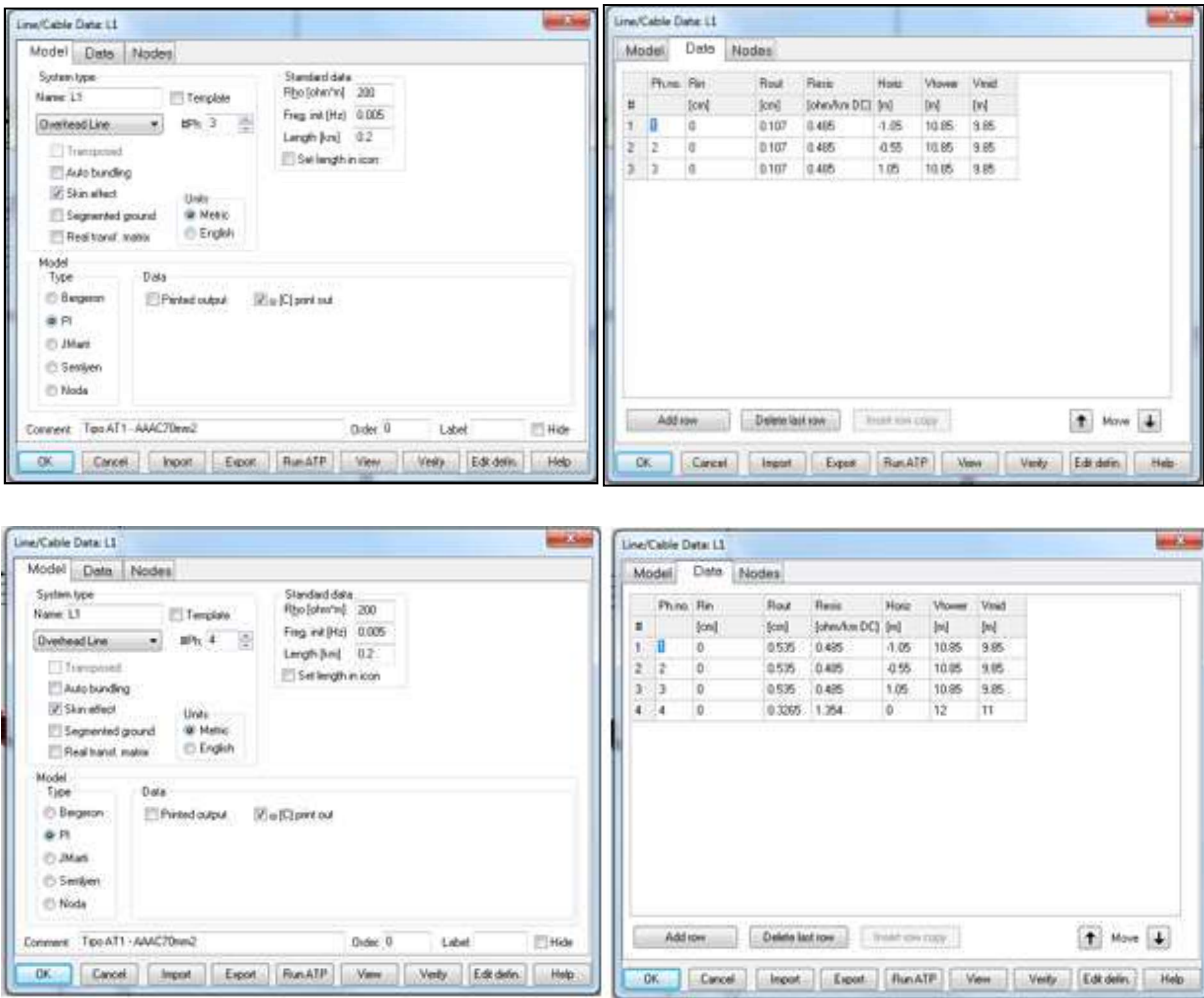


Figura 5.3 Características eléctricas de los conductores de la línea

Fuente: Simulación en ATP (Elaboración propia)

5.3.2 IMPLEMENTACIÓN DE ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE DISTRIBUCIÓN

Se representa como una impedancia, se modela como un tramo de línea ideal. Para el cálculo de la impedancia de estructura se utiliza la siguiente ecuación.

$$Z_p = 30 * \ln \left(\cot \left(\frac{1}{2} * \tan^{-1} \left(\frac{r}{h} \right) \right) \right) \quad (5.1)$$

Cuyo valor de la impedancia de la estructura depende de la geometría de la estructura, y su representación se realiza con la ayuda de los componentes de LINEZT-1 (Figura 5.4). Con una tensión de flameo muy alta de V=3000kV.

Donde:

Z_p : Impedancia de la estructura (Poste)

h : Altura de la estructura

r : Radio de la base de la estructura

$$Z_p = 314.4\Omega$$

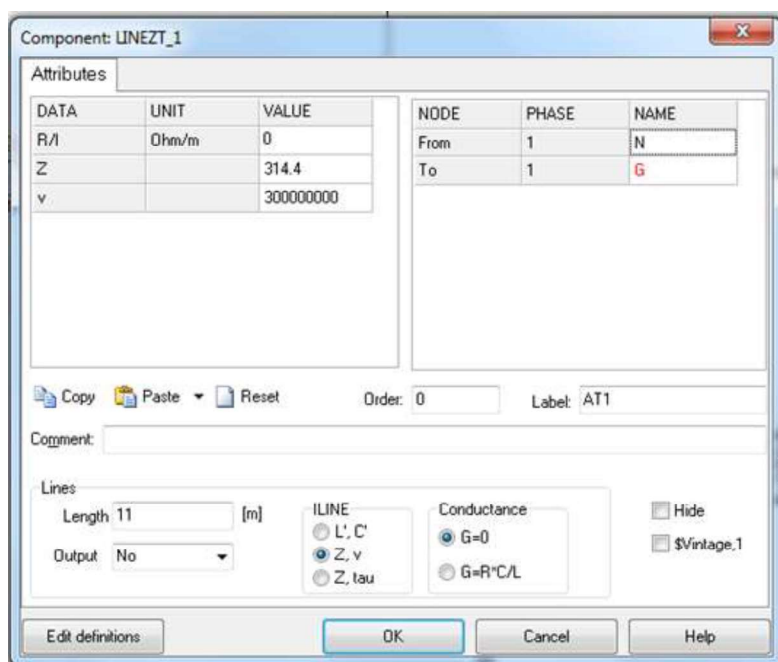


Figura 5.4 Características de la estructura de soporte

Fuente: Simulación en ATP (Elaboración propia)

Según a la (Norma IEC 60071-1, 1993), la velocidad de propagación es, $V = \frac{1}{\sqrt{LC}}$, para el presente estudio se considera el valor de $3 * 10^8$ m/seg, porque se aproxima a la velocidad de la luz.

5.3.3 IMPLEMENTACIÓN DE LOS AISLADORES

Los aisladores se modelan como un SWITCHVC, el cual se activará y se comportará como un corto circuito cuando la tensión de descarga sea superior a la tensión BIL. Se toma Aislador de porcelana tipo PIN clase ANSI 56-4.

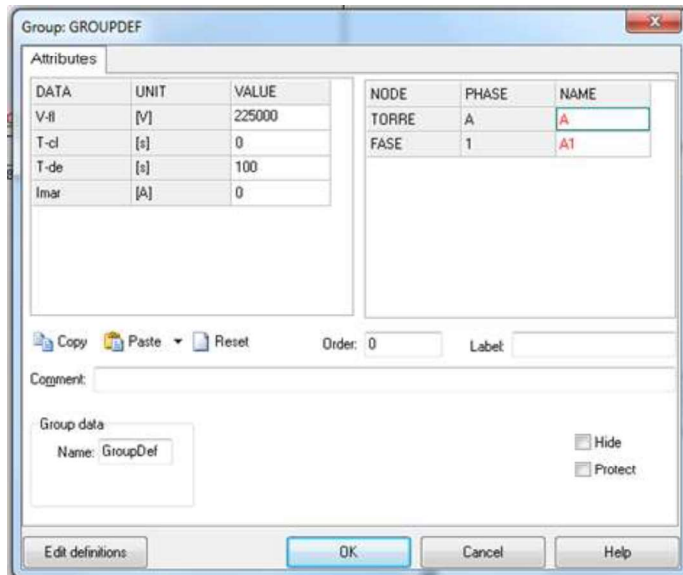


Figura 5.5 Representación de un aislador de tipo PIN
Fuente: Simulación en ATP (Elaboración propia)

5.3.4 IMPLEMENTACIÓN DE PARARRAYOS

La función del descargador es derivar a tierra las tensiones que alcancen un nivel peligroso para la aislación del equipamiento protegido. Por otro lado, no deben operar cuando las sobretensiones no son peligrosas.

El modelamiento del pararrayo en el software ATP se representa mediante el R(i) Type 99.

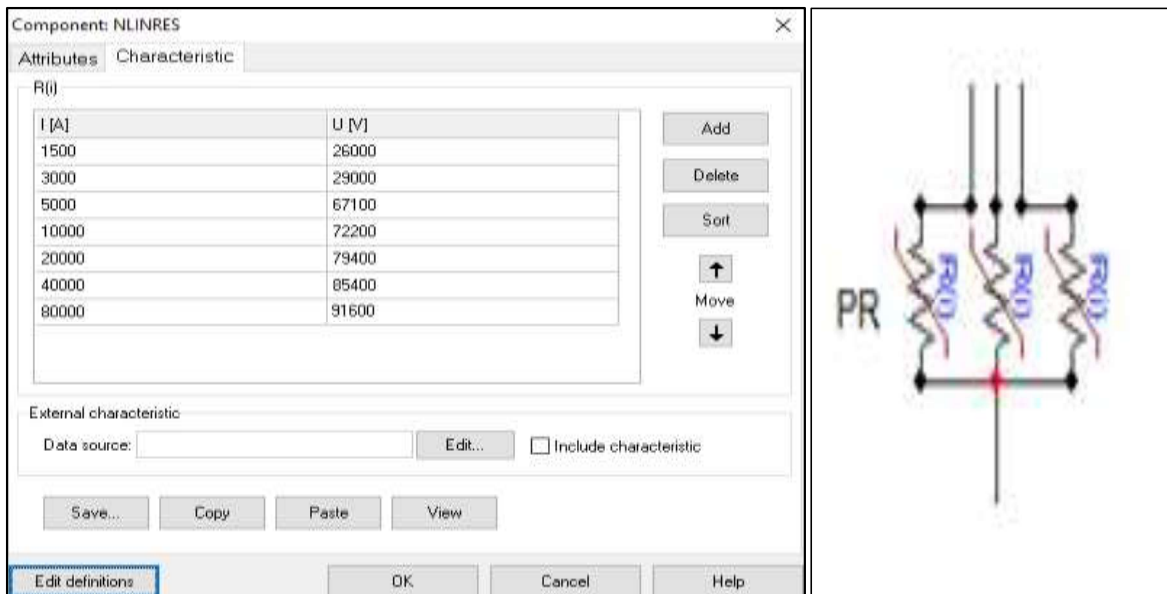


Figura 5.6 Representación de modelamiento de pararrayos
Fuente: Simulación en ATP (Elaboración propia)

5.3.5 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Para determinar la resistencia del sistema de puesta a tierra frente a impulsos de frente de onda rápido, se realiza mediante el modelo de resistencia a la base del apoyo y representada por un componente resistor.

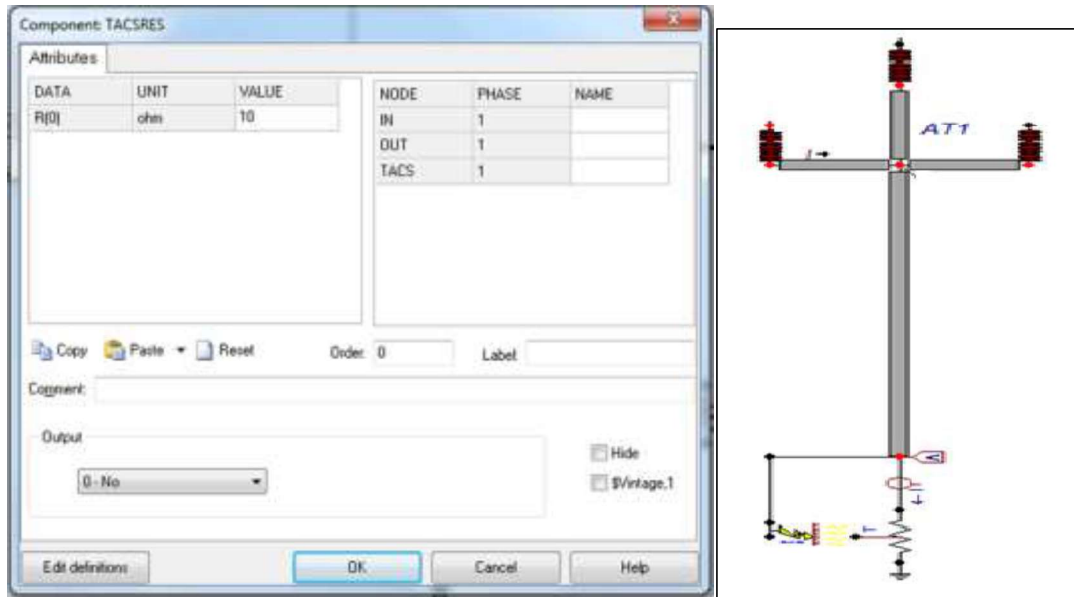


Figura 5.7 Representación del sistema de puesta a tierra a través de resistores

Fuente: Simulación en ATP (Elaboración propia)

5.3.6 IMPLEMENTACIÓN DESCARGA ATMOSFÉRICA

Para el estudio, la descarga atmosférica es representada por una fuente de corriente HEIDLER. ATP que dispone de varios modelos de fuentes para la simulación de fenómenos transitorios. En el presente estudio se utilizó la fuente de corriente (Type 15), con una amplitud de 30kA (con variación de corriente) y una onda de 1.2/50 μ s.

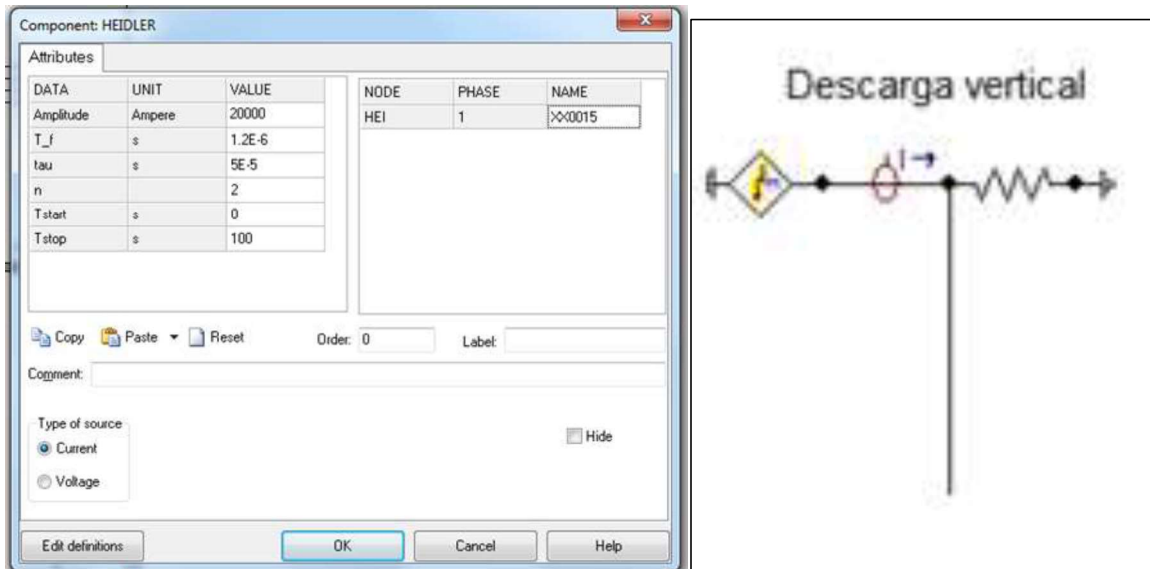


Figura 5.8 Representación de la descarga atmosférica

Fuente: Simulación en el programa ATPDraw (Elaboración propia)

5.4 MODELO EQUIVALENTE DE LA LÍNEA DEL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01, EN 22.9KV

Una vez seleccionado los diferentes modelos para los distintos elementos involucrados en una descarga atmosférica, es necesario armar el sistema a ser simulado. Cuando una descarga atmosférica alcanza una estructura de distribución, a medio vano, etc. La onda de corriente provocada por dicha descarga, viaja hacia los dos lados de la línea produciendo sobretensiones también en los postes más cercanos. El disturbio no afecta a toda la línea pues a medida que avanza va disminuyendo su efecto hasta atenuarse. El diagrama del modelo a implementarse es mostrado en la figura 5.10. Un aspecto de elevada importancia al simular descarga atmosférica en el conductor de fase es la terminación de la línea de distribución con el fin de evitar las reflexiones. En este trabajo se utilizará la alternativa de colocar vanos de 2000 m y un tramo de línea largo de 38km que, aunque presenta ciertos problemas de memoria y velocidad de ejecución de la simulación es el más adecuado para este caso.

Para el modelamiento se utiliza los siguientes datos.

Aisladores y Pararrayos:

- Aislador de porcelana tipo PIN clase ANSI 56-4
- Pararrayos de 27kV

Tabla 5.1

Datos técnicos de la estructura de soporte de MT de la línea

Descripción de estructura de MT	
Armado	AT1
Altura de la estructura	13m
Altura a fase A	10.85m
Altura a cable de guarda	12.00m
Distancia entre fases	1.05m
Diámetro de base de estructura	335mm
Impedancia de la estructura	282Ω
Resistencia de puesta a tierra	10 a 20Ω
Altura de fase a cable guarda con mástil	1.25m

Fuente: Elaboración propia

En la presente tesis se tomó en consideración el armado de tipo AT1 (armado trifásico tipo 1-Alineamiento), ya que en la línea contamos con la mayor cantidad de armados de este tipo y así mismo se consideró por la geometría.

Tabla 5.2

Datos técnicos del conductor de AAAC de 70mm²

Descripción de los datos del conductor	
Sección del conductor	70mm ²
Diámetro exterior del conductor	10.7mm
Resistencia eléctrica a 20° del conductor	0.485Ω/km
Longitud media del vano	200m

Fuente: Elaboración propia

La sección del conductor que se consideró en el modelamiento y simulación en ATP es de 70mm², ya que en la base de datos de Electro Sur Este S.A.A. se verifica diferentes secciones del conductor.

Tabla 5.3
 Datos técnicos del conductor de ACSR para cable de guarda

Descripción de datos del conductor para cable de guarda	
Sección del conductor	25mm ²
Diámetro exterior del conductor	6.53mm
Resistencia eléctrica a 20° del conductor	1.354Ω/km

Fuente: Elaboración propia

En las Tablas 5.1, 5.2 y 5.3, se muestran datos técnicos de la estructura de media tensión, datos técnicos del conductor de fase y así mismo los datos técnicos del conductor de cable de guarda respectivamente; que serán utilizados para el modelamiento.

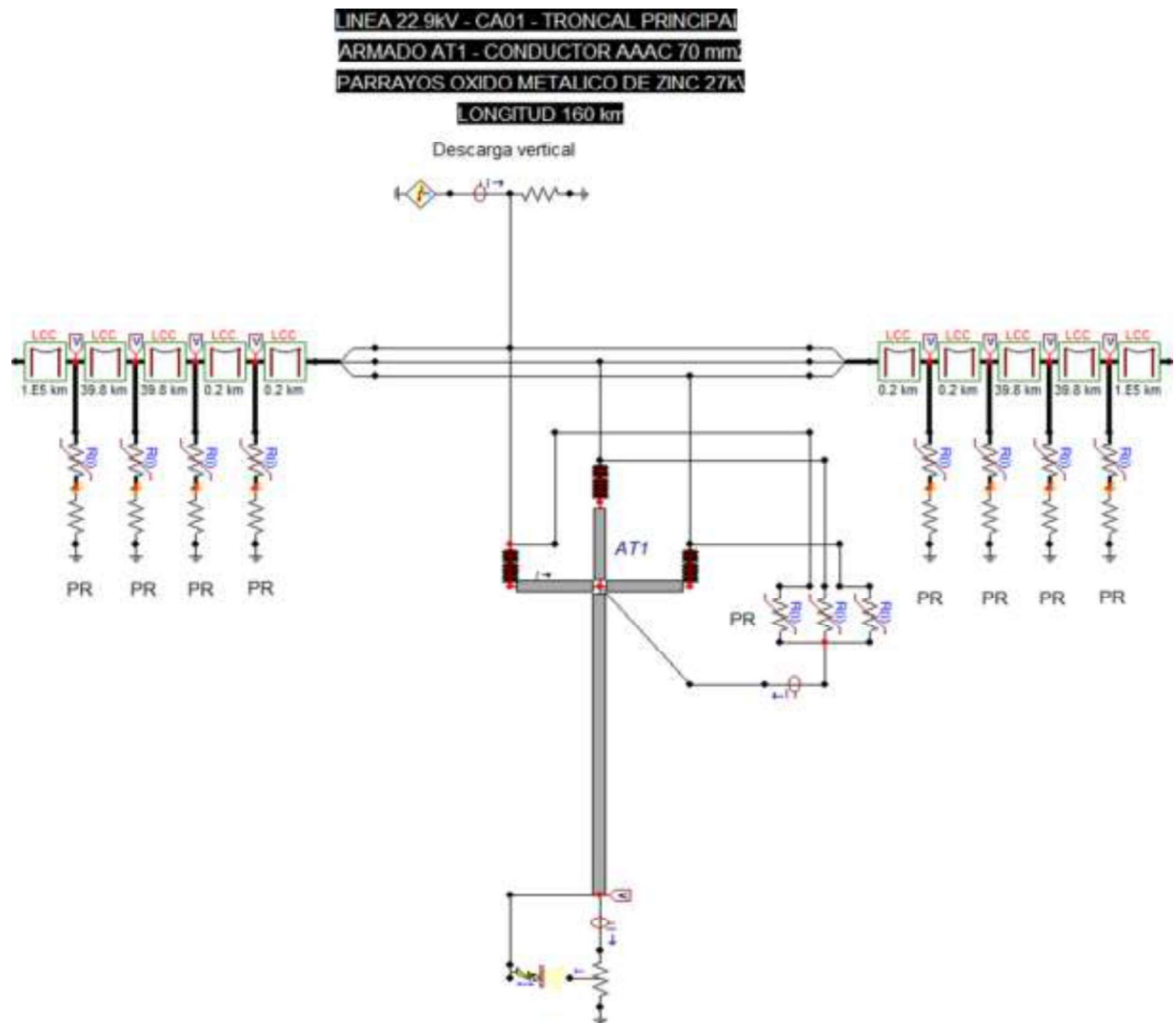


Figura 5.9 Modelo equivalente de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01

Fuente: Elaboración propia en ATPDraw

5.5 SIMULACIONES Y RESULTADOS EN ATP

Los resultados mostrados en la simulación del efecto de transitorio debido a descargas atmosféricas en un conductor de fase. Se considera un sistema trifásico balanceado, se realiza una simulación cuando impacta un rayo en la fase A, para la simulación se considera diferentes valores de SPAT de SPAT

5.5.1 SIMULACIÓN DE UNA DESCARGA ATMOSFERICA CUANDO IMPACTA EN LA FASE A CON DISTINTOS VALORES DE CORRIENTE DE DESCARGA. SIN PARARRAYOS Y SIN CABLE DE GUARDA

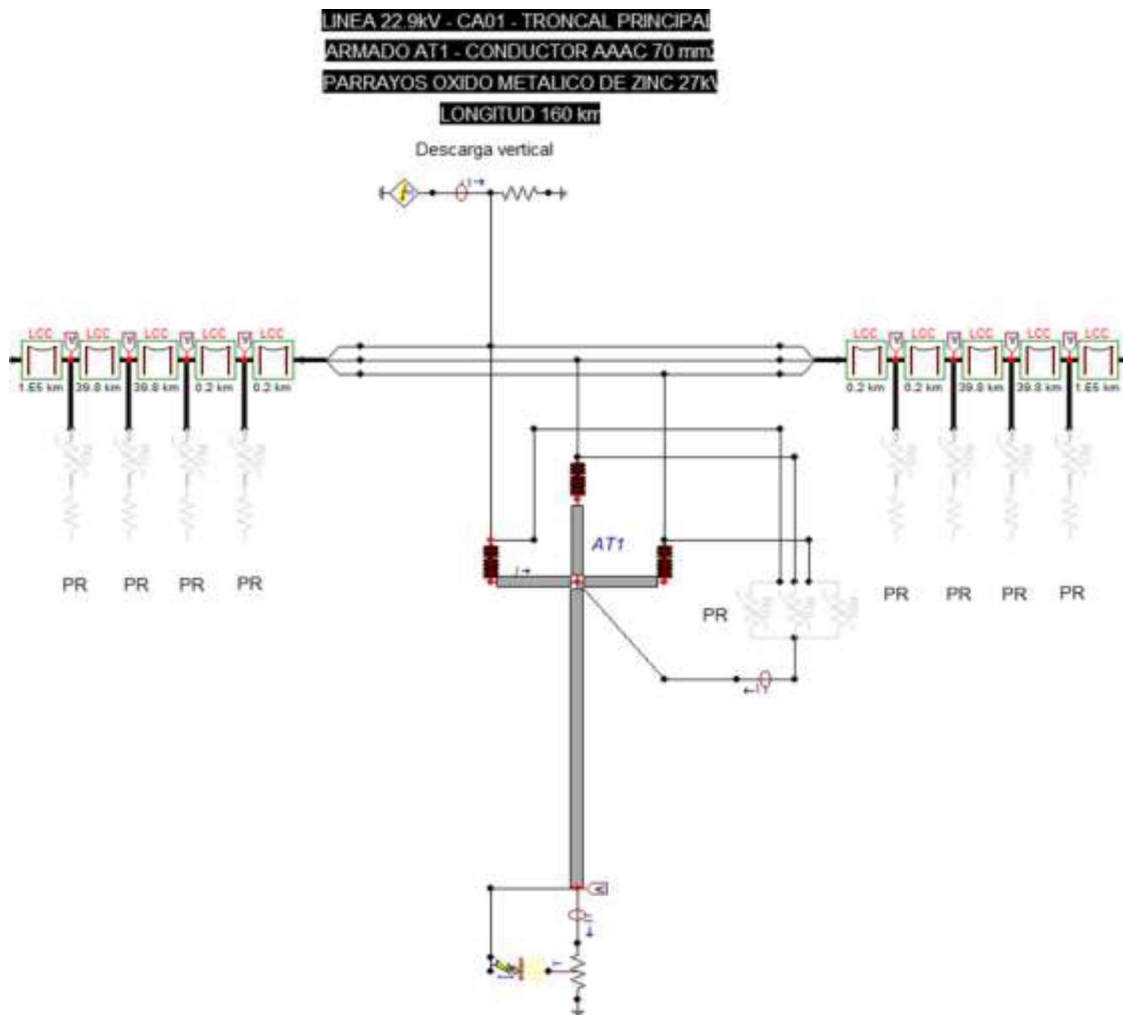


Figura 5.10 Modelamiento equivalente en ATP cuando la descarga atmosférica impacta en la fase A.

Fuente: Elaboración propia en ATPDraw

En las siguientes figuras se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en la fase A, con diferentes valores de corriente de la descarga atmosférica y con una resistencia de puesta a tierra de 142.5 Ohm.

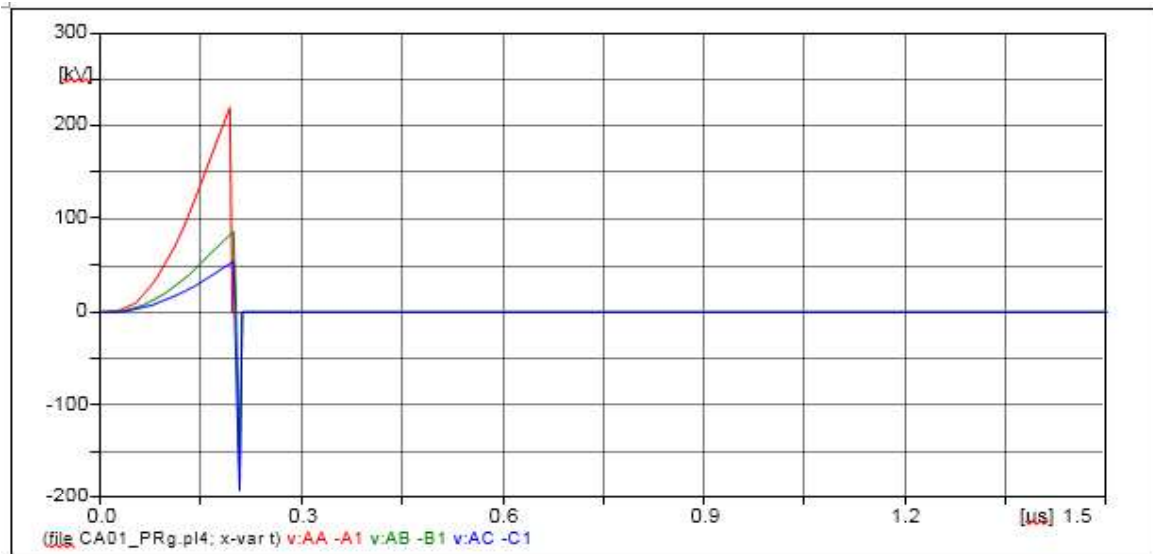


Figura 5.11 Sobretensión cuando impacta el rayo con 5kA en la fase A

Fuente: Elaboración propia en ATP

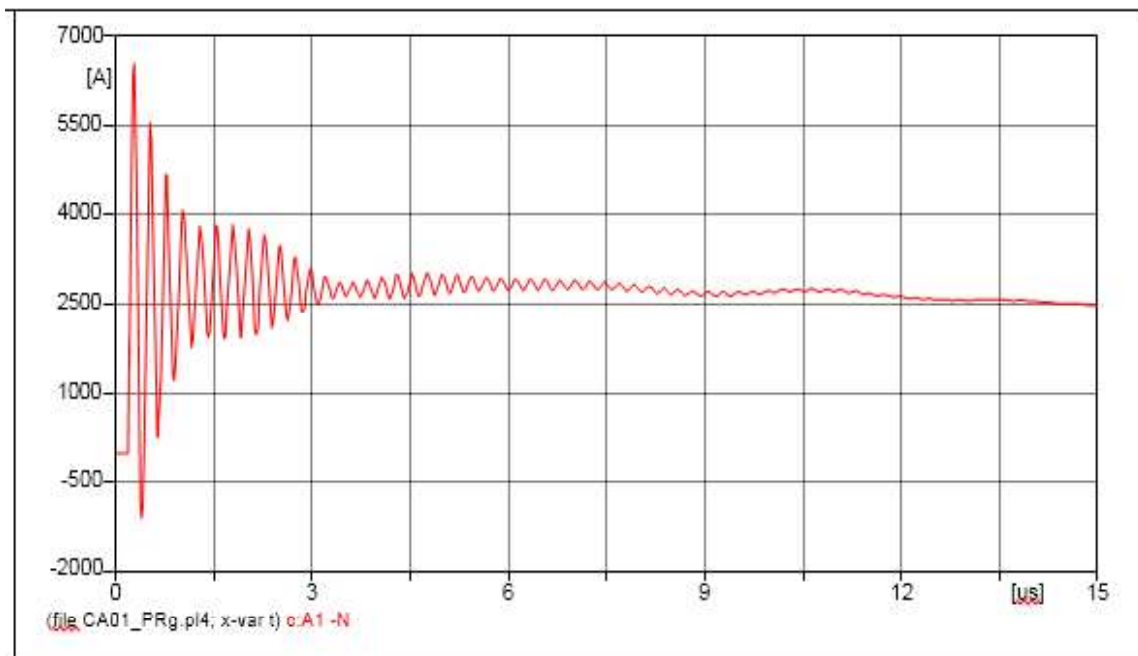


Figura 5.12 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 5kA

Fuente: Elaboración propia en ATP

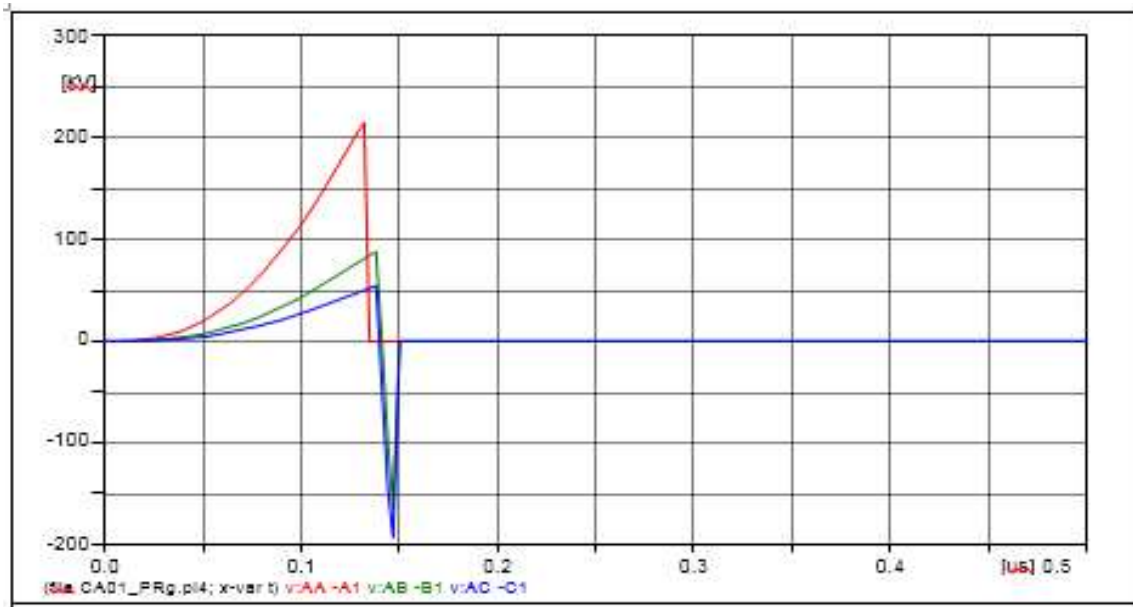


Figura 5.13 Sobretensión cuando impacta el rayo con 10kA en la fase A

Fuente: Elaboración propia en ATP

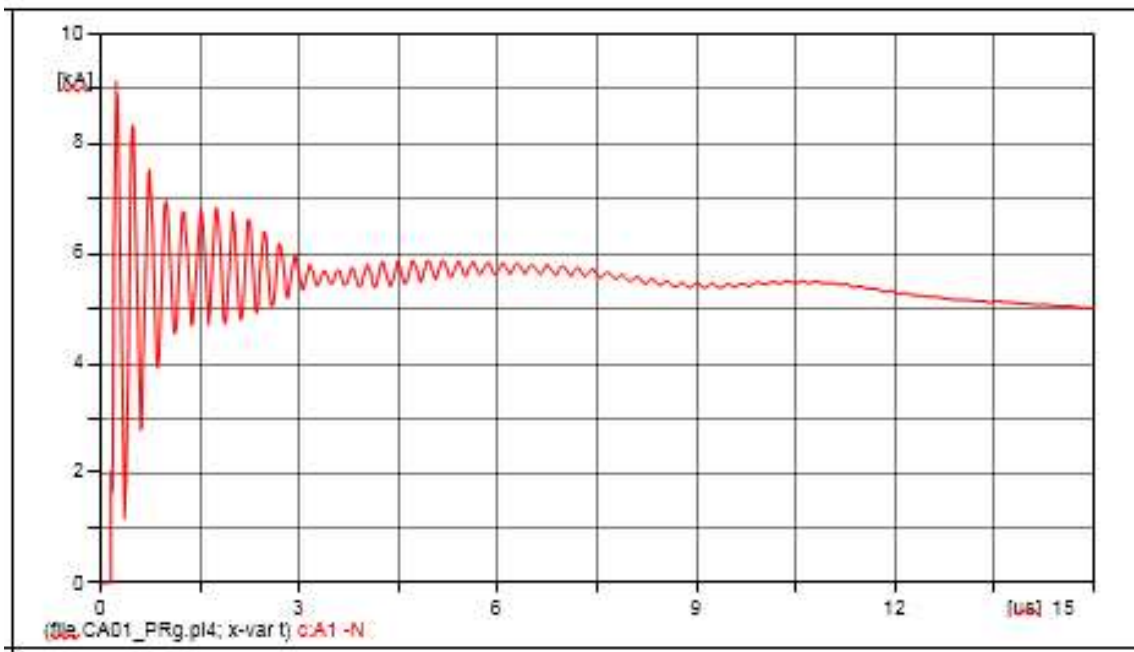


Figura 5.14 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 10kA

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las Figuras: 5.11, 5.12, 5.13, y 5.14, se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en la fase A, con un valor de corriente de rayo de 5kA y 10kA y con una resistencia de puesta a

tierra de 142.5 Ohm, sin pararrayos y sin cable de guarda en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

De la Figura 5.11, se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, donde se verifica que se produce el contorno de los tres aisladores originándose la mayor sobretensión en la fase “A” (Punto de impacto de rayo)

De la Figura 5.12, se observa la corriente del aislador fase A (punto de impacto del rayo), está en el orden de kA, de esta forma se verifica una vez más el contorno del aislador en la Fase “A”

De la Figura 5.13, se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, donde se verifica que se produce el contorno de los tres aisladores originándose la mayor sobretensión en la fase “A” (Punto de impacto del rayo)

De la Figura 5.14, la corriente del aislador fase A (punto de impacto del rayo), está en el orden de kA, de esta forma se verifica una vez más el contorno del aislador en la Fase “A”.

Tabla 5.4

Resultados de sobretensiones cuando impacta el rayo en la fase A sin pararrayos y sin cable de guarda

Aislador PIN	V. Flameo Vp	I. (Rayo) kA	Onda us	PAT Ω	Tensión en bornes (Vp)		
					Aislador 'A'	Aislador 'B'	Aislador 'C'
ANSI 56-4	225000	5	1.2/50	143	FO	FO	FO
ANSI 56-4	225000	10	1.2/50	143	FO	FO	FO
ANSI 56-4	225000	20	1.2/50	143	--	--	--

Fuente. Elaboración propia

En la Tabla 5.4, se muestra los resultados de sobretensiones cuando impacta el rayo en la fase A mediante simulaciones en ATPDraw, donde se verifica que las sobretensiones originadas por impacto del rayo producen contorno en los tres aisladores, esto significa que la línea del alimentador de Cachimayo CA-01 no cuenta con buen nivel de aislamiento en los equipos.

5.5.2 SIMULACIÓN DEL DIAGNOSTICO ACTUAL CON PARARRAYOS EXISTENTES CUANDO UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA IMPACTA EN LA FASE A CON DISTINTOS VALORES DE CORRIENTE DE RAYO.

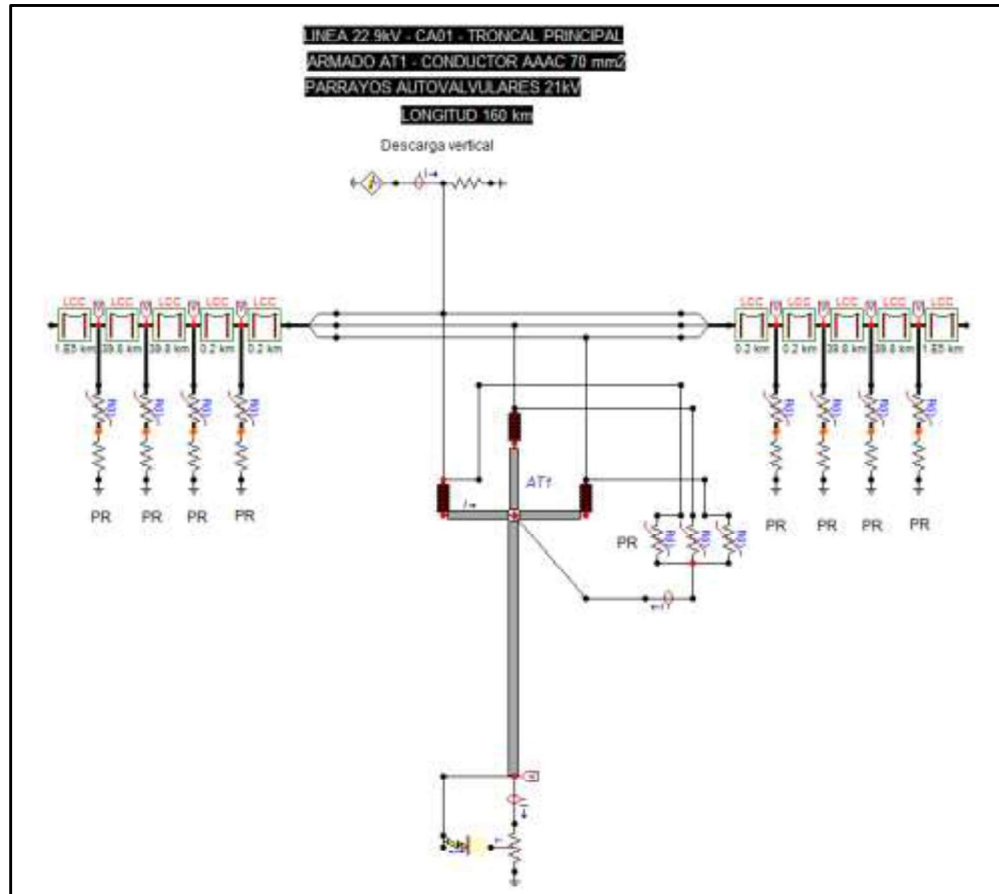


Figura 5.15 Modelamiento equivalente en ATP con pararrayos existentes cuando la descarga atmosférica impacta en la fase A.

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las siguientes figuras se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en la fase A, con diferentes valores de corriente de rayo y con una resistencia de puesta a tierra de 142.5 Ohm, con pararrayos existentes de 21kV de tensión nominal en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

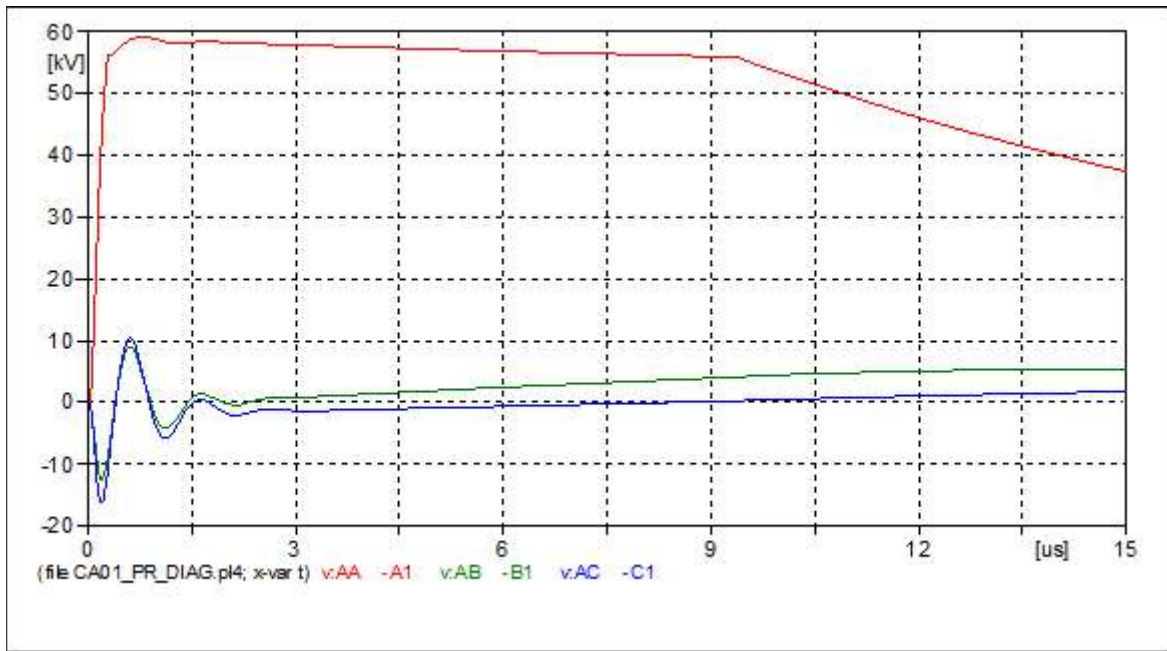


Figura 5.16 Sobretensión cuando impacta el rayo con 10kA en la fase A

Fuente. Elaboración propia en ATP

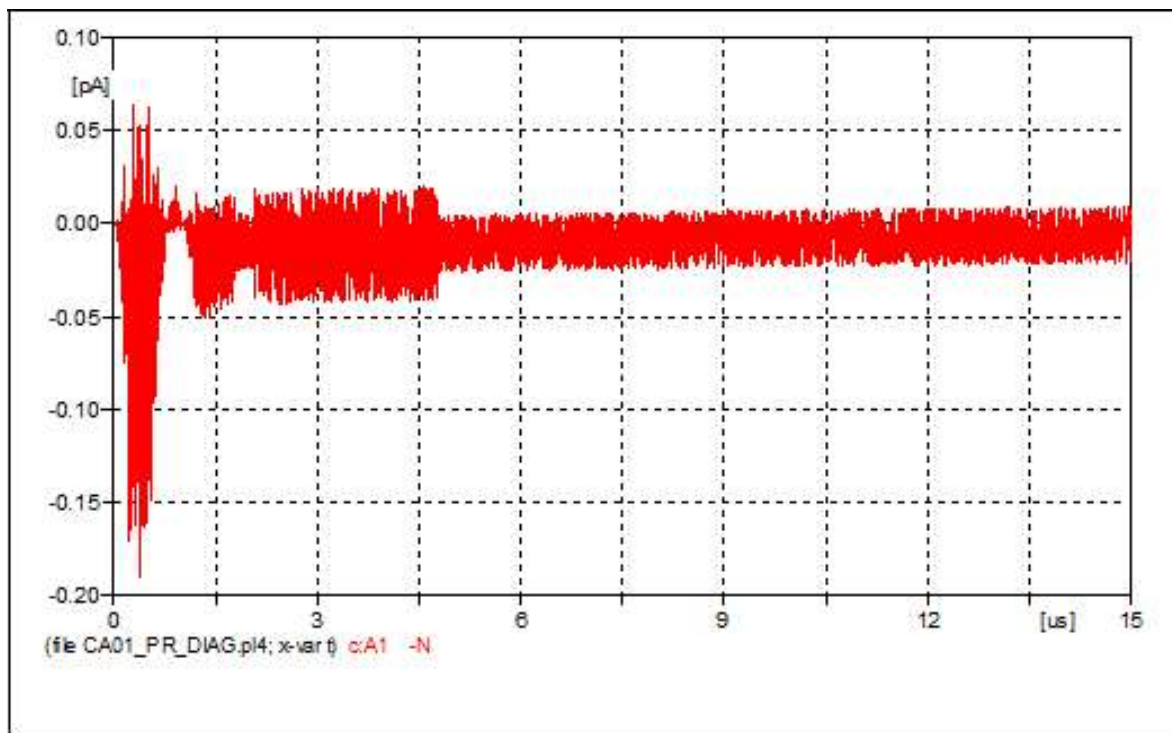


Figura 5.17 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 10kA

Fuente. Elaboración propia en ATP

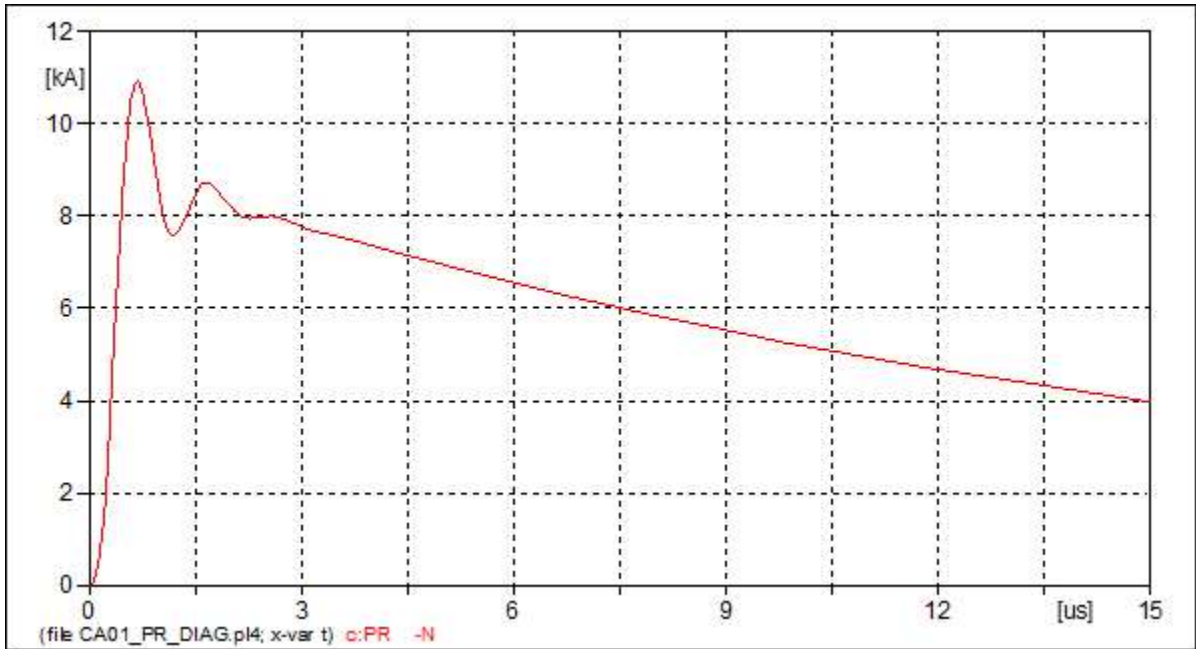


Figura 5.18 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 10kA

Fuente. Elaboración propia en ATP

De la Figura 5.16, 5.17 y 5.18, se muestra las sobretensiones, sobrecorrientes y corriente de descarga cuando el rayo impacta en la fase A con un valor de corriente de rayo de 10kA y con una resistencia de puesta a tierra de 142.5Ohm, con pararrayos existentes y sin cable de guarda.

De la Figura 5.16 Se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, donde se verifica que la tensión no cae bruscamente a cero, por lo tanto, no se produce el contorneo de aisladores por la descarga.

De la Figura 5.17 Se observa la corriente del aislador de la fase A (punto de caída del rayo), que está en el orden de pico amperios, y se verifica que tampoco se produce el contorneo del aislador de la fase “A”

De la Figura 5.18 Se observa la corriente de descarga del pararrayos, el cual trabajará correctamente evitando que se origine el contorneo de los aisladores de las fases.

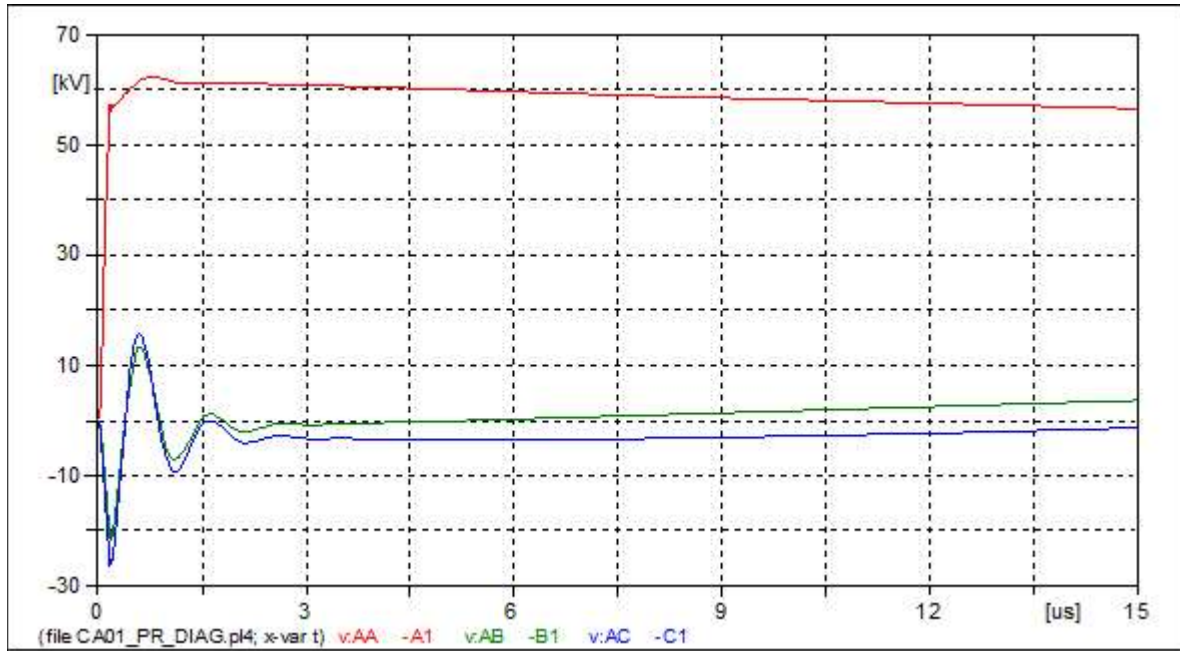


Figura 5.19 Sobretensión cuando impacta el rayo con 15kA en la fase A

Fuente. Elaboración propia en ATP

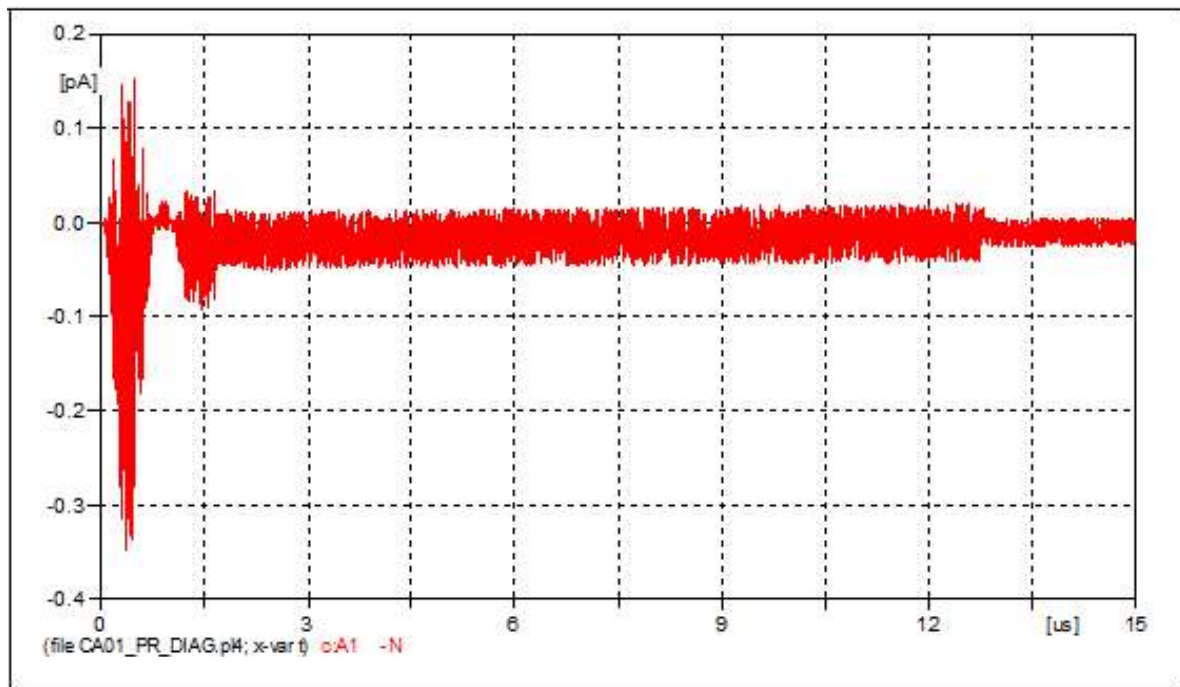


Figura 5.20 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 15kA

Fuente. Elaboración propia en ATP

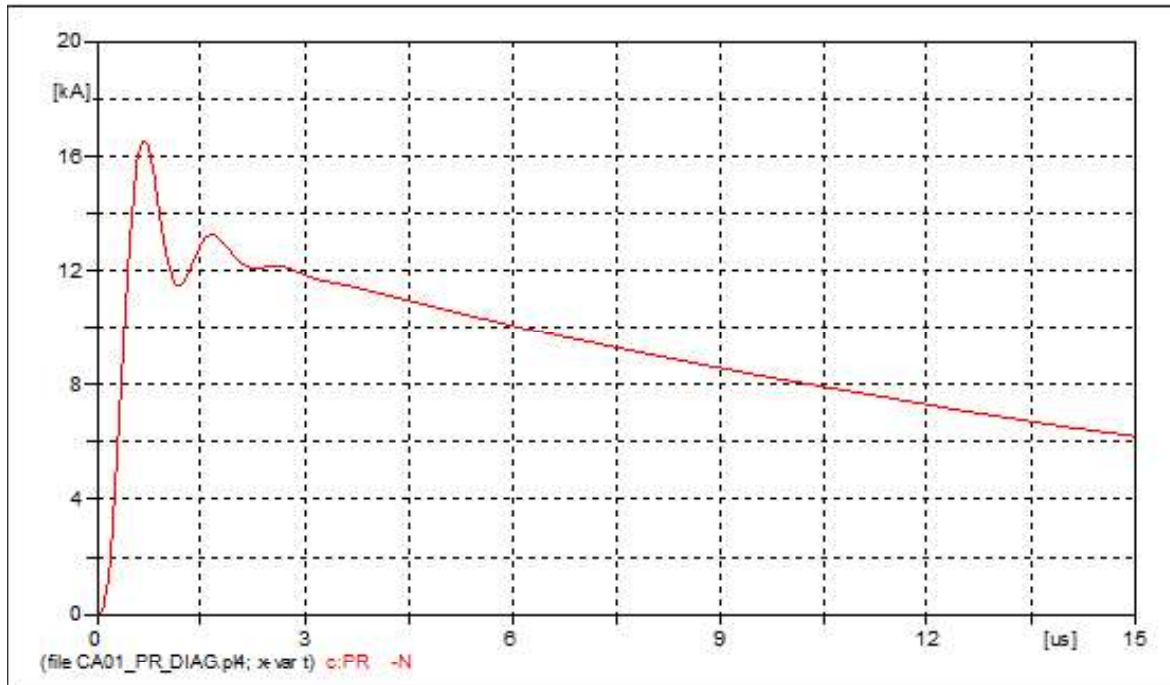


Figura 5.21 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 15kA

Fuente. Elaboración propia en ATP

De la Figura 5.19, 5.20 y 5.21, se muestra las sobretensiones, sobrecorrientes y corriente de descarga cuando el rayo impacta en la fase A con un valor de corriente de rayo de 15kA y con una resistencia de puesta a tierra de 142.5Ohm, con pararrayos existentes y sin cable de guarda.

De la Figura 5.19 Se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, donde se verifica que la tensión no cae bruscamente a cero, por lo tanto, no se produce el contorneo de aisladores por la descarga.

De la Figura 5.20 Se observa la corriente del aislador de la fase A (punto de caída del rayo), que está en el orden de pico amperios, y se verifica que tampoco se produce el contorneo del aislador de la fase “A”

De la Figura 5.21 Se observa la corriente de descarga del pararrayos, el cual trabajará correctamente evitando que se origine el contorneo de los aisladores de las fases.

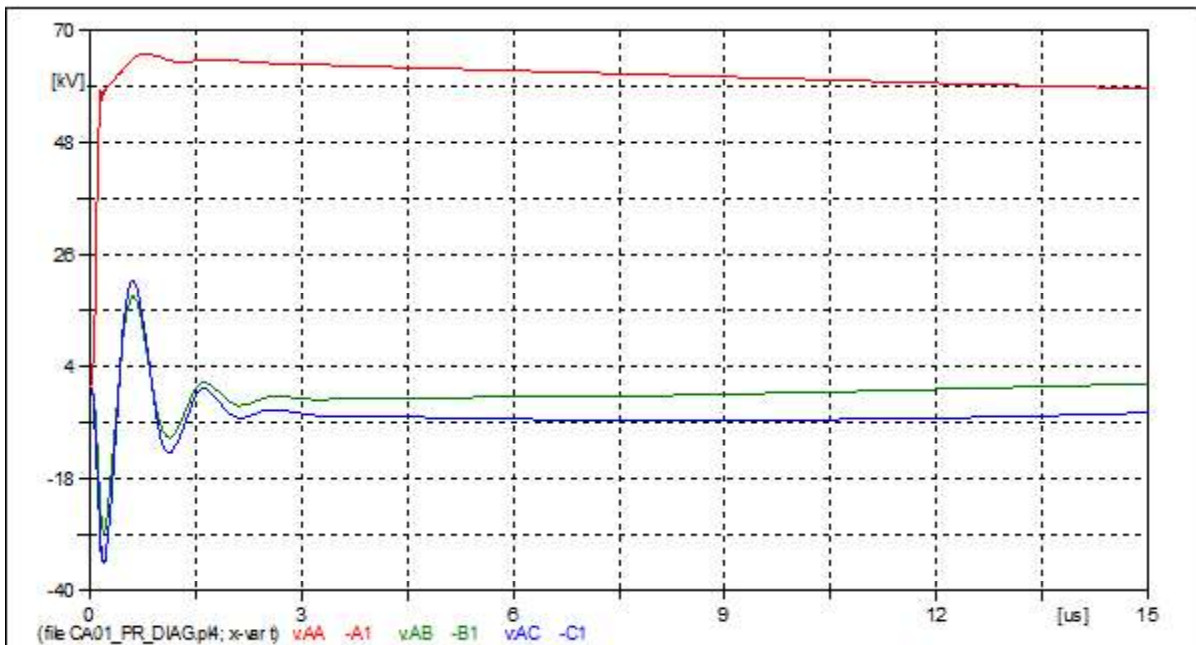


Figura 5.22 Sobretensión cuando impacta el rayo con 20kA en la fase A

Fuente. Elaboración propia en ATP

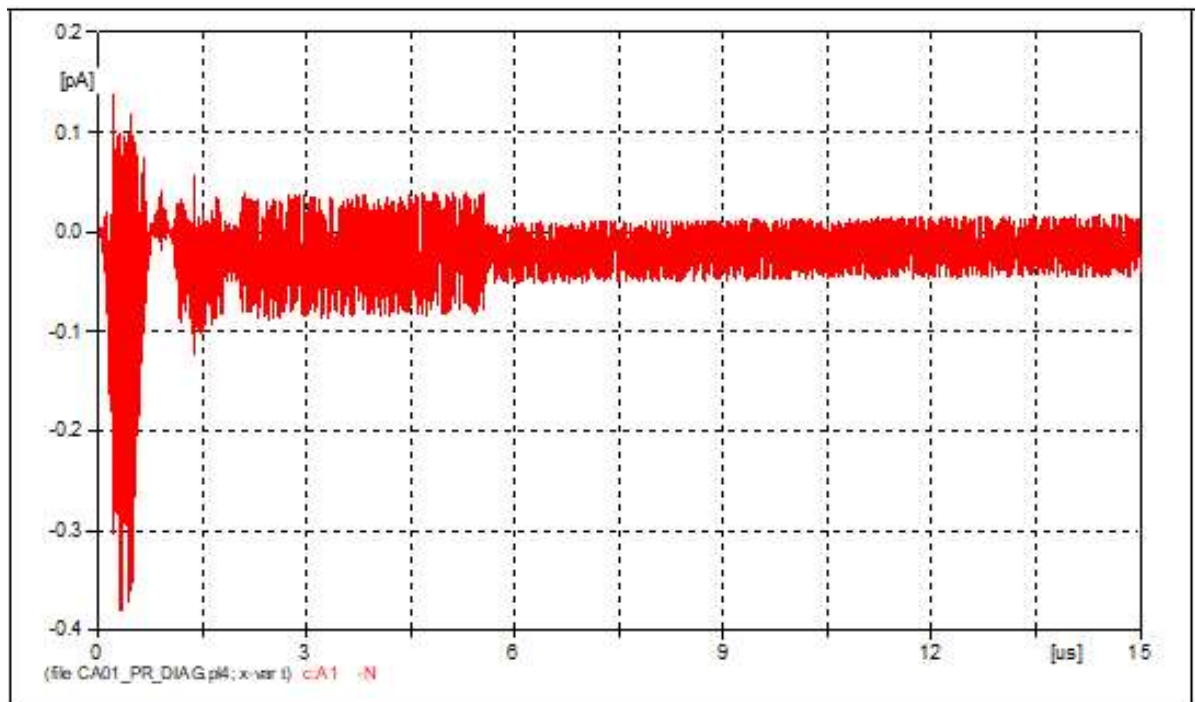


Figura 5.23 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 20kA

Fuente. Elaboración propia en ATP

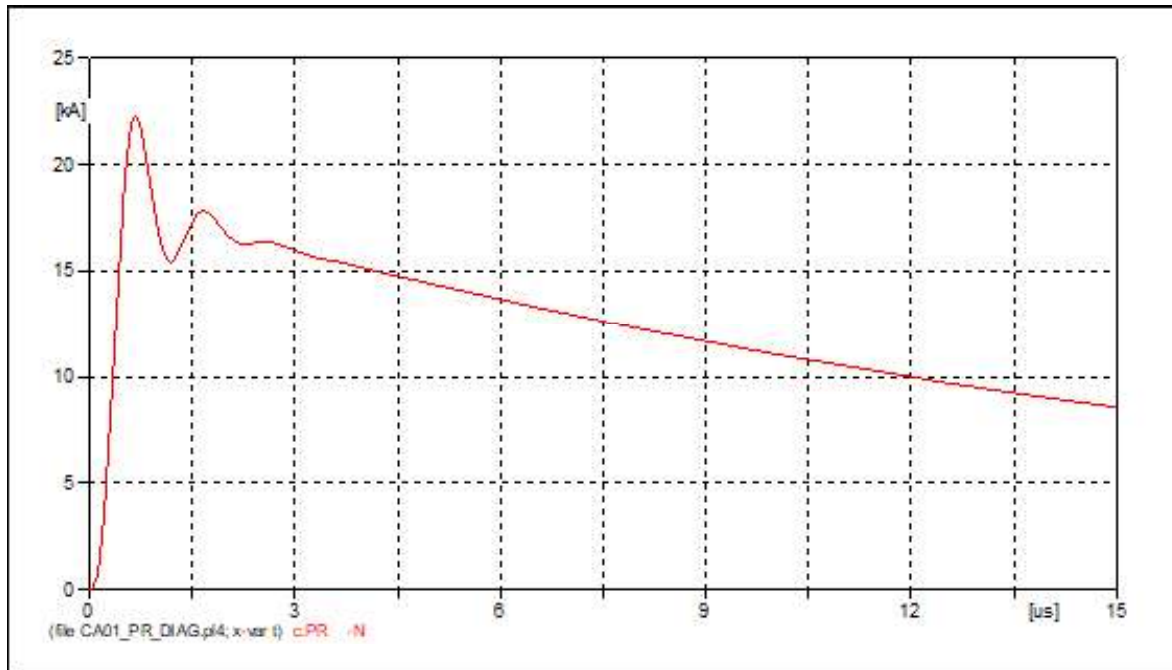


Figura 5.24 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 20kA

Fuente. Elaboración propia en ATP

De la Figura 5.22, 5.23 y 5.24, se muestra las sobretensiones, sobrecorrientes y corriente de descarga cuando el rayo impacta en la fase A con un valor de corriente de rayo de 20kA y con una resistencia de puesta a tierra de 142.5Ohm, con pararrayos existentes y sin cable de guarda.

De la Figura 5.22 Se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, donde se verifica que la tensión no cae bruscamente a cero, por lo tanto, no se produce el contorneo de aisladores por la descarga.

De la Figura 5.23 Se observa la corriente del aislador de la fase A (punto de caída del rayo), que está en el orden de pico amperios, y se verifica que tampoco se produce el contorneo del aislador de la fase “A”

De la Figura 5.24 Se observa la corriente de descarga del pararrayos, el cual trabajará correctamente evitando que se origine el contorneo de los aisladores de las fases.

Tabla 5.5

Resultados de sobretensiones cuando impacta el rayo en la fase A con pararrayos existente y sin cable de guarda

Aislador PIN	V. Flameo Vp	I. (Rayo) kA	Onda us	PAT Ω	Tensión en bornes (Vp)		
					Aislador 'A'	Aislador 'B'	Aislador 'C'
ANSI 56-2	175000	10	1.2/50	142.5	59161	-12662	-16155
ANSI 56-2	175000	15	1.2/50	142.5	62305	-21534	-26613
ANSI 56-2	175000	20	1.2/50	142.5	65403	-28497	-34427

Fuente. Elaboración propia

En la Tabla 5.5, se muestra los resultados de sobretensiones cuando impacta el rayo en la fase A mediante simulaciones en ATPDraw, donde se verifica que las sobretensiones originados por impacto del rayo no produce contorneo en los tres aisladores.

Revisando los registros de interrupciones brindado por la concesionaria se verifica que en la línea no se da el caso simulado líneas arriba donde impacta el rayo directamente en el pararrayo, el caso más frecuente es cuando el rayo impacta en el recorrido de la línea, también debo indicar que la línea no cuenta con suficiente cantidad de pararrayos instalados, por lo mismo que cuando un rayo impacta en la línea, esta descarga la deriva a tierra el mismo pararrayo una y otra vez sufriendo reducción del tiempo de vida del pararrayo, por esa misma razón el pararrayo sufre deterioro por tanto impacto y así mismo por no contar con Bil de aislamiento suficiente según al factor de corrección por altura

5.5.3 SIMULACIÓN CON IMPLEMENTACIÓN DE PARARRAYOS CUANDO UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA IMPACTA EN LA FASE A CON DISTINTOS VALORES DE CORRIENTE DE LA DESCARGA.

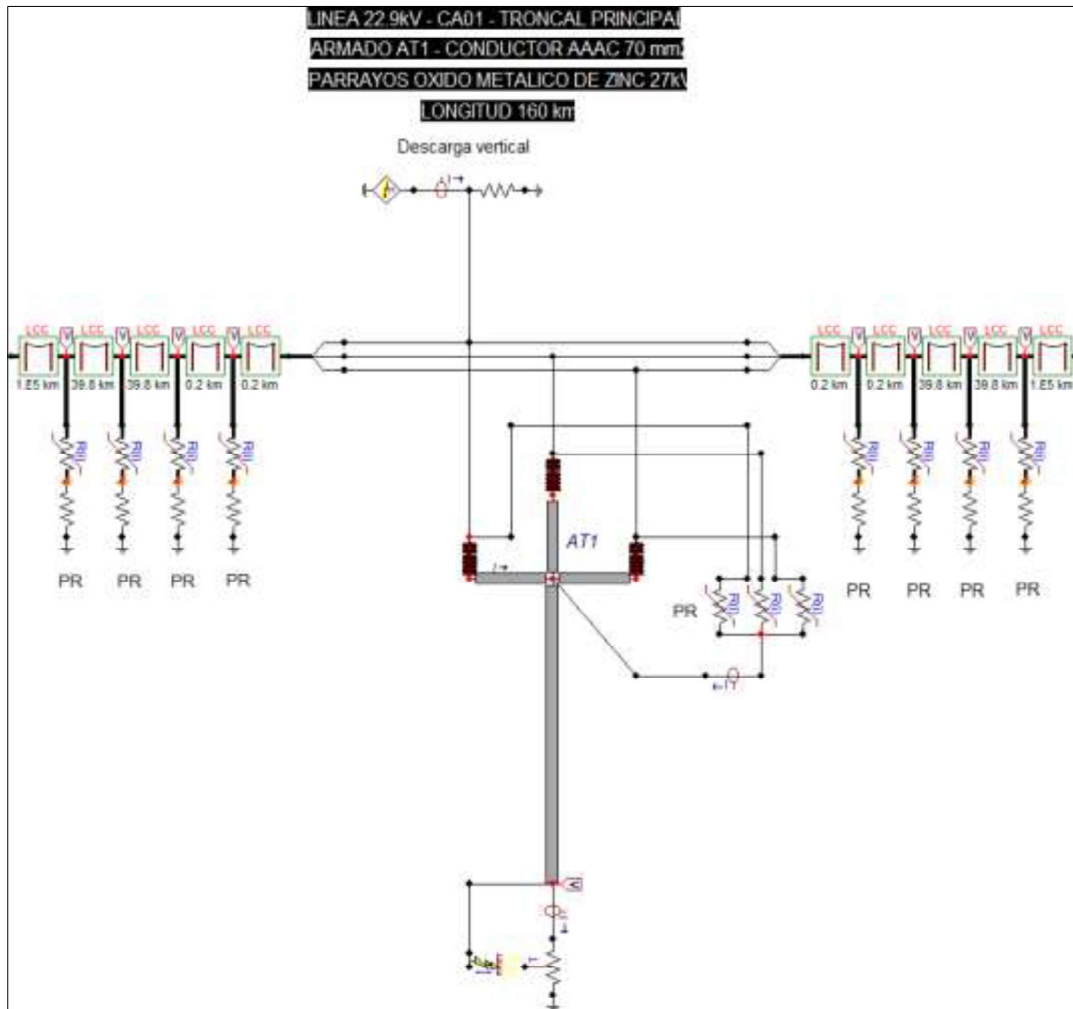


Figura 5.25 Modelamiento equivalente en ATP con implementación de pararrayos cuando la descarga atmosférica impacta en la fase A.

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las siguientes figuras se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en la fase A, con diferentes valores de corriente de rayo y con una resistencia de puesta a tierra de 142.5 Ohm, cuando se implementa pararrayos de 27kV de tensión nominal en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

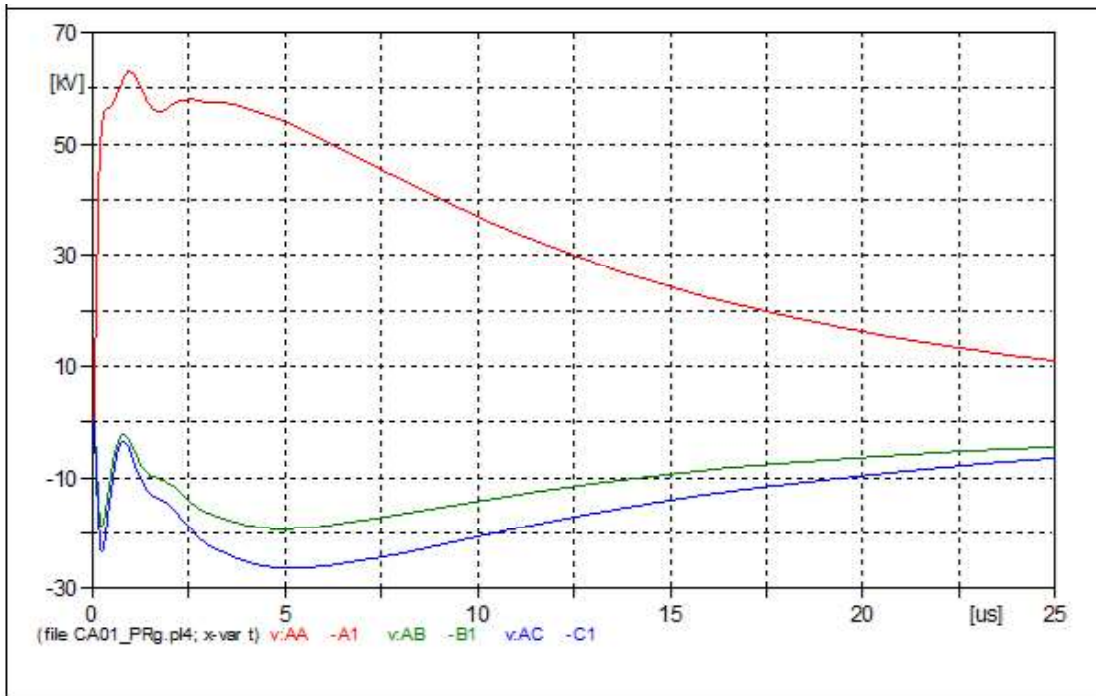


Figura 5.26 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 10kA en la fase A

Fuente: Elaboración propia con ATP

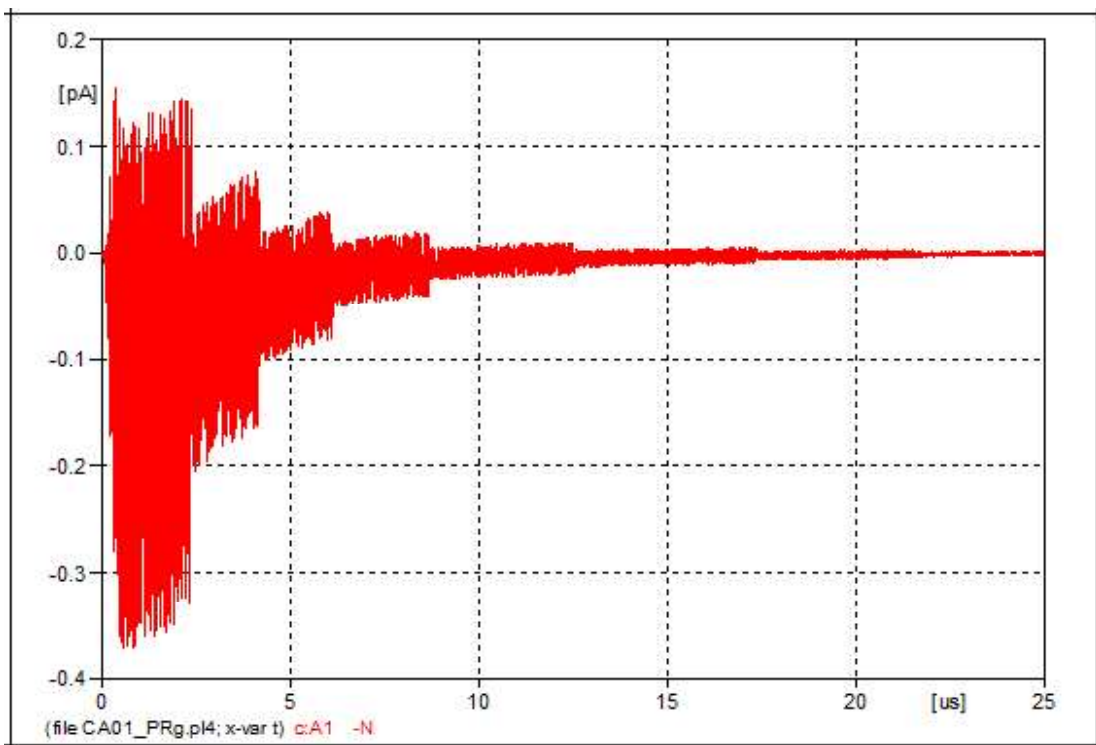


Figura 5.27 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 10kA

Fuente: Elaboración propia en ATP

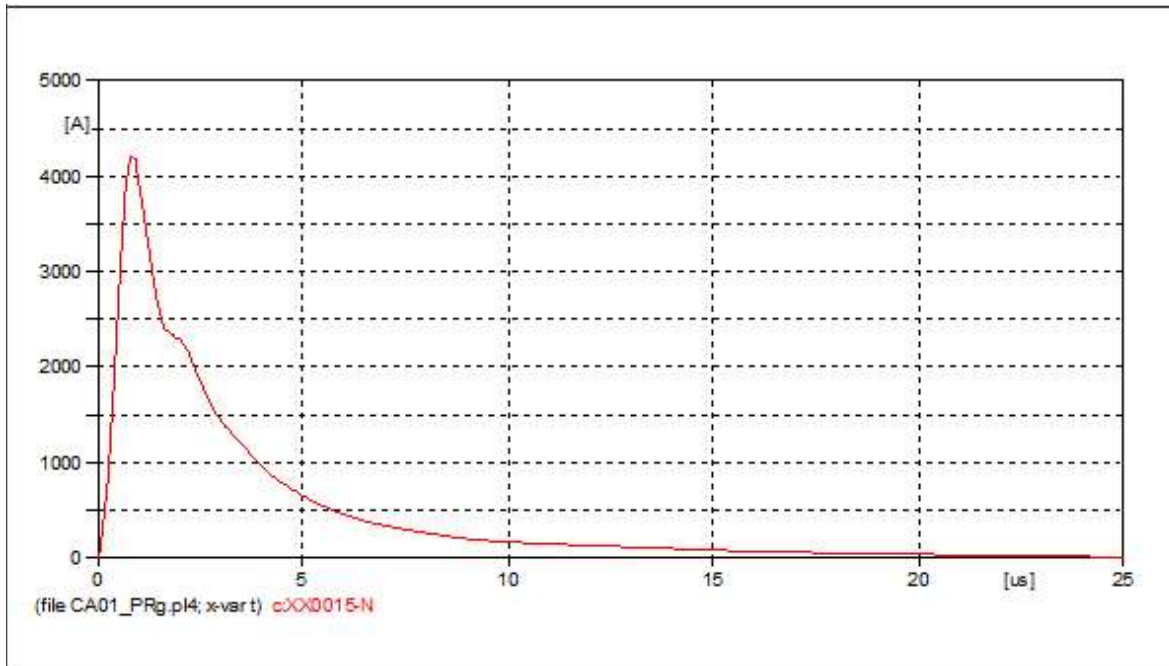


Figura 5.28 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 10kA

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las Figuras 5.26, 5.27 y 5.28, se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en la fase A, con un valor de corriente de rayo de 10kA y con una resistencia de puesta a tierra de 142.5 Ohm, cuando se implementa pararrayos de 27kV en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

De la Figura 5.26, se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, y en ninguno de ellos se observa que la tensión cae bruscamente a cero, por tanto, se verifica que no se produce el contorneo de aisladores por el impacto del rayo, esto significa que estaría con buena implementación de pararrayos de 27kV para su protección.

De la Figura 5.27, la corriente en el aislador de fase A (punto de impacto del rayo), se observa que está en el orden de pico amperios, también se verifica que no se produce el contorneo del aislador de la fase “A”

En la Figura 5.28, se observa la corriente de descarga del pararrayo, el cual trabajara correctamente evitando que se origine el contorneo de los aisladores de las fases.

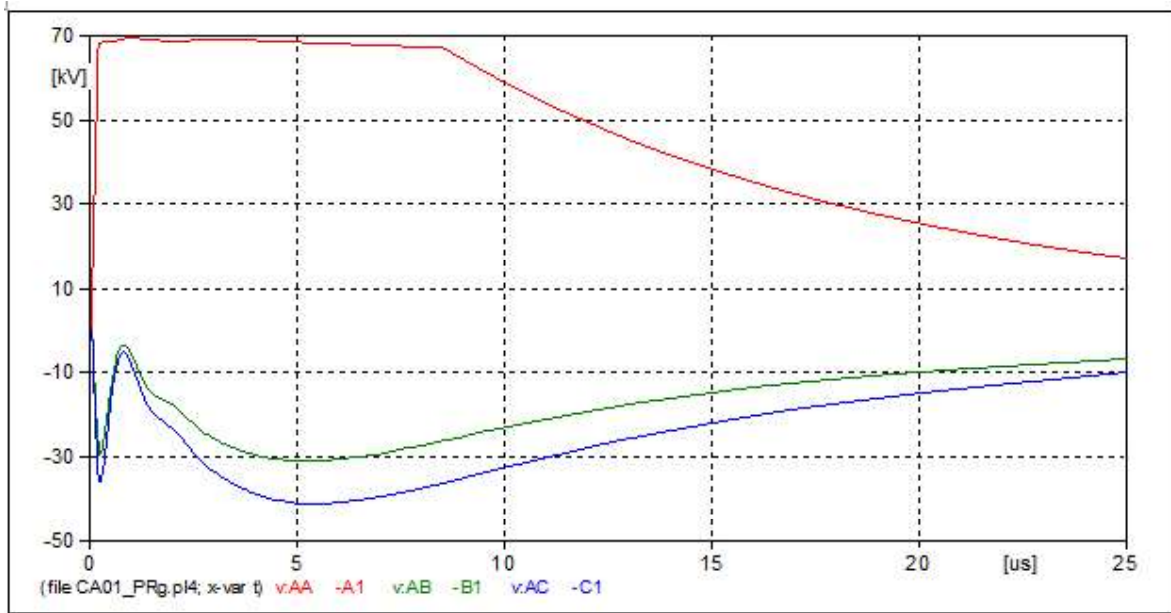


Figura 5.29 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 15kA en la fase A

Fuente: Elaboración propia en ATP

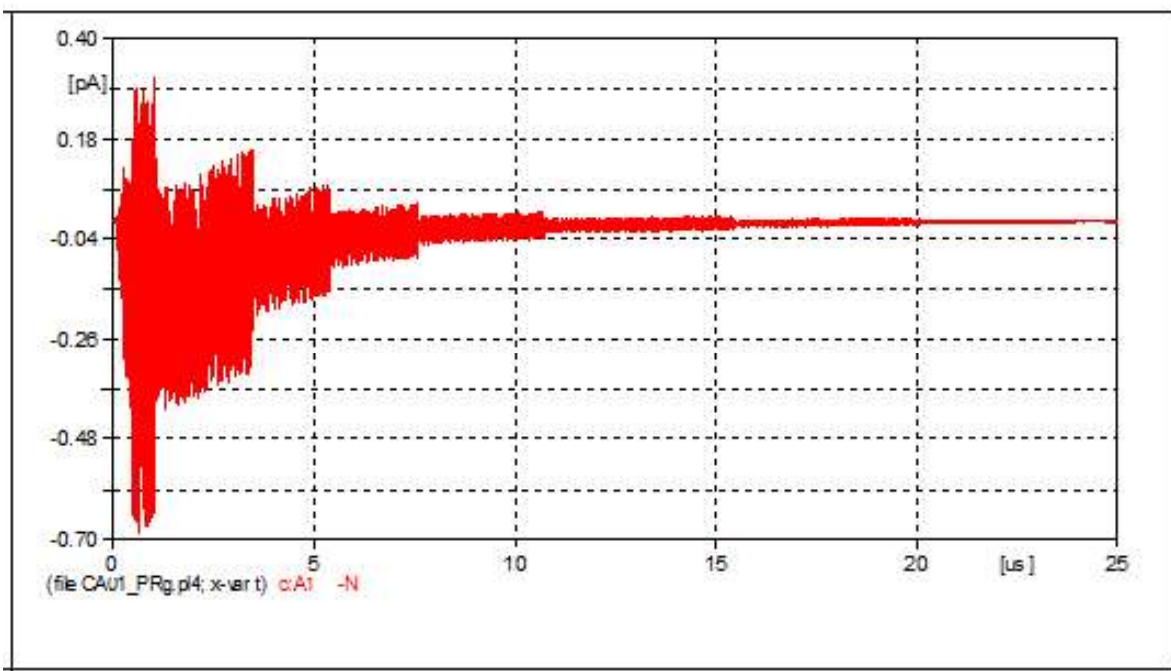


Figura 5.30 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 15kA

Fuente: Elaboración propia en ATP

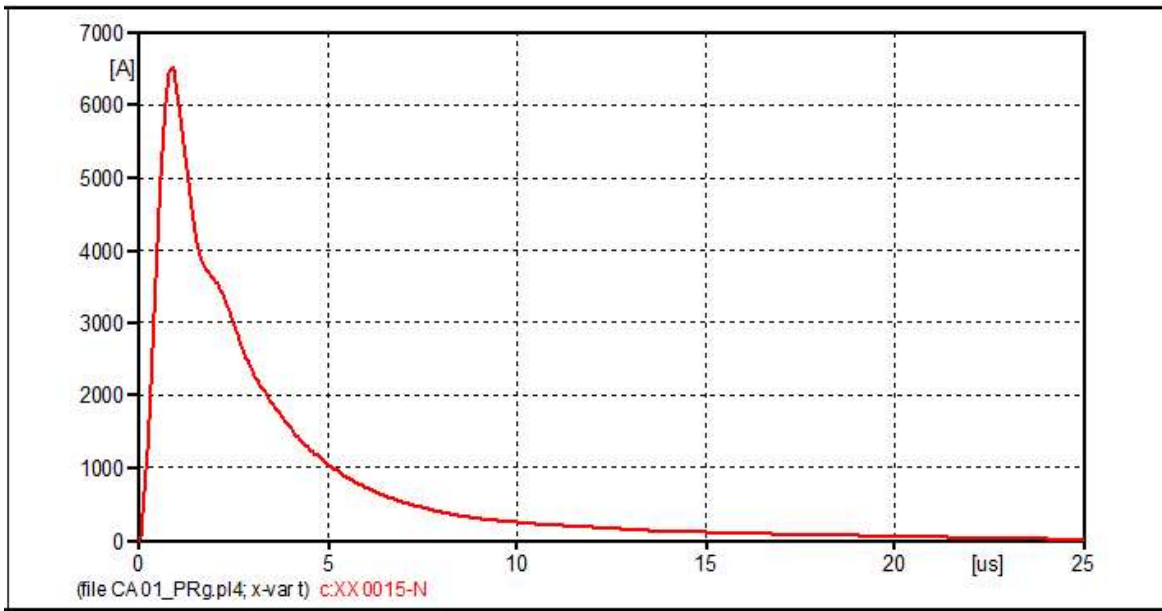


Figura 5.31 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 15kA

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las figuras 5.29, 5.30 y 5.31, se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en la fase A, con un valor de corriente de rayo de 15kA y con una resistencia de puesta a tierra de 142.5 Ohm. Cuando se implementa pararrayos de 27kV de tensión nominal en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

De la Figura 5.29, se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, y en ninguno de ellos se observa que la tensión cae bruscamente a cero, donde se verifica que no se produce el contorneo de aisladores por el impacto del rayo, lo que significa que la implementación de pararrayos de 27kV es correctamente adecuado.

De la Figura 5.30, la corriente del aislador fase A (punto de impacto del rayo), donde se observa que está en el orden de pico amperios, se verifica que no se produce también en este caso el contorneo del aislador de la fase “A”

En la Figura 5.31, se observa la corriente de descarga del pararrayo, el cual trabajara correctamente evitando que se origine el contorneo de los aisladores de las fases.

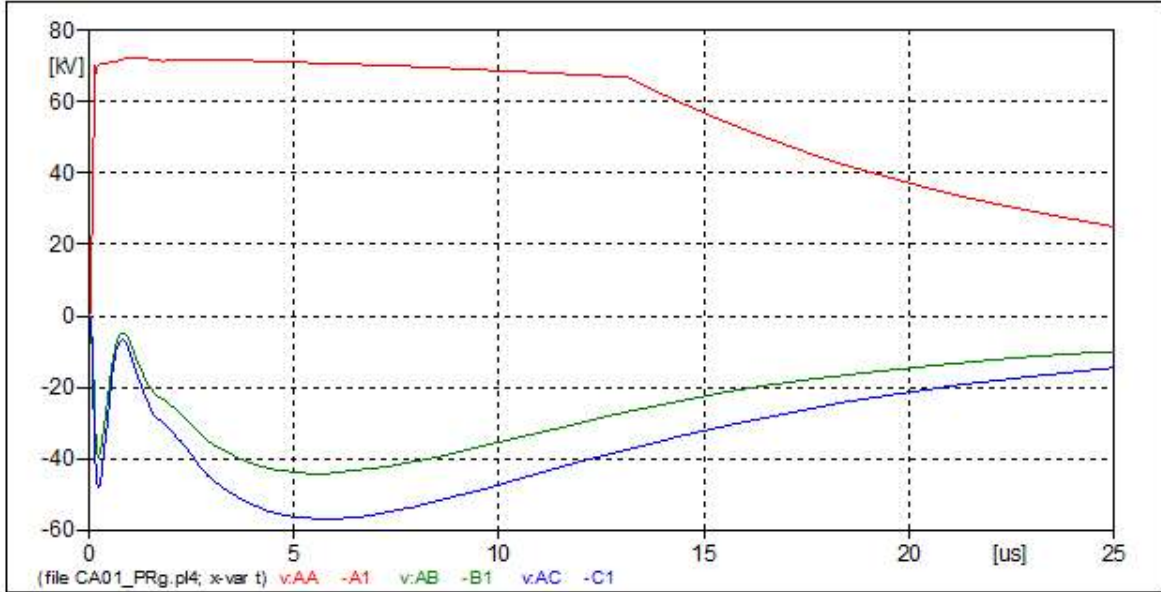


Figura 5.32 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 20kA en la fase A

Fuente: Elaboración propia en ATP

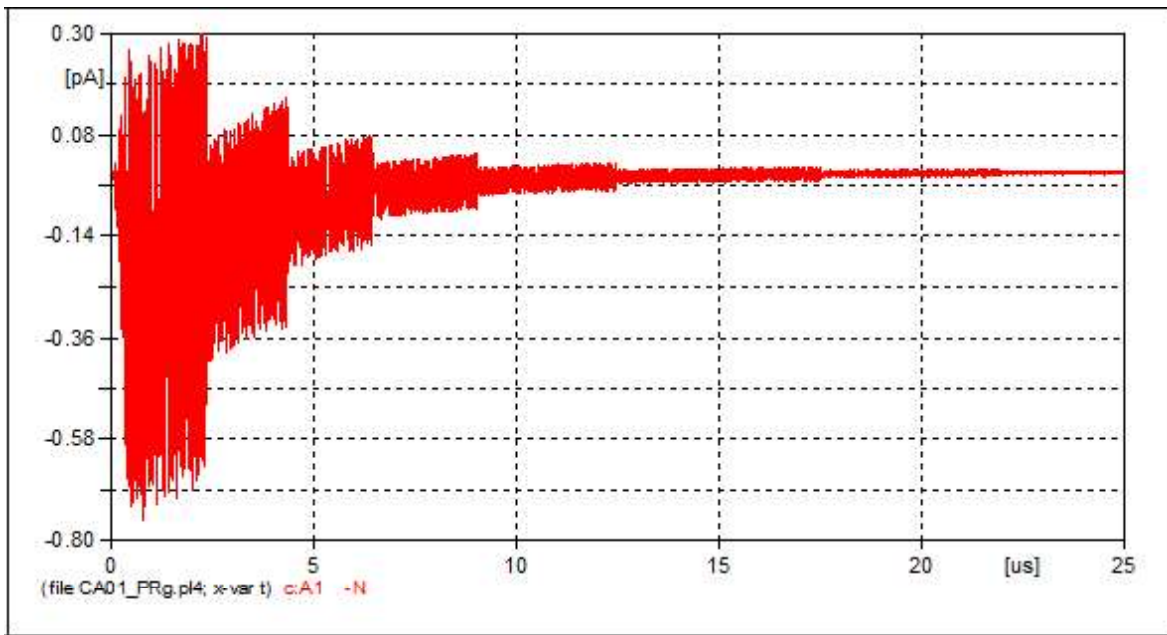


Figura 5.33 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 20kA

Fuente. Elaboración propia en ATP

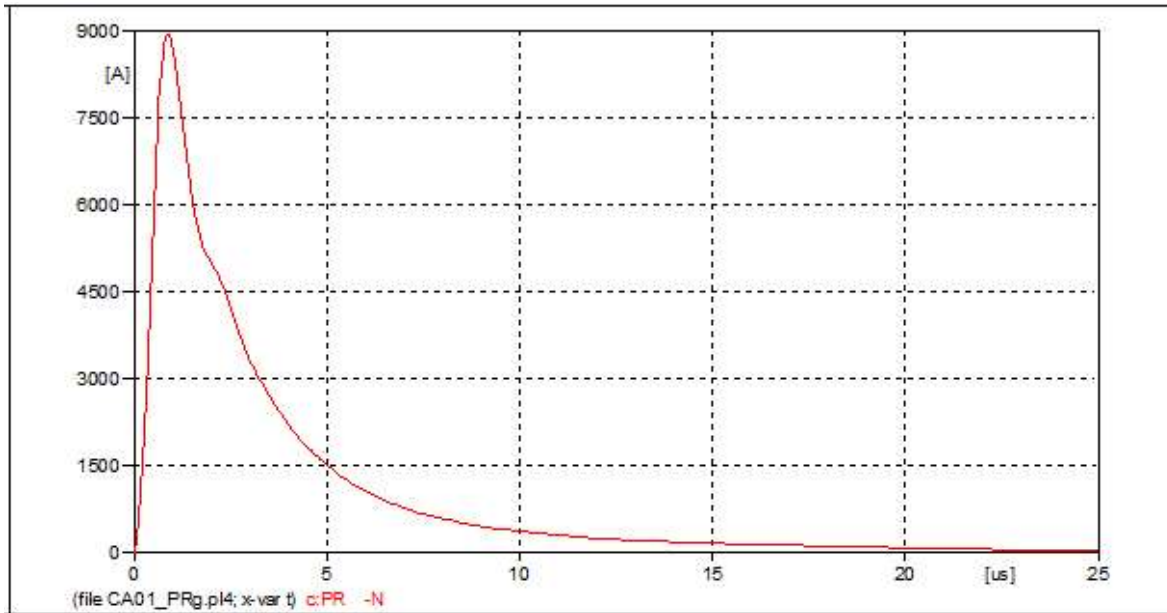


Figura 5.34 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 20kA

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las Figuras 5.32, 5.33 y 5.34, se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en la fase A, con un valor de corriente de rayo de 20kA y con una resistencia de puesta a tierra de 142.5 Ohm. Cuando se implementa pararrayos de 27kV en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

De la Figura 5.32, se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, y en ninguno de ellos se observa que la tensión cae bruscamente a cero, donde se verifica que no se produce el contorneo de aisladores por el impacto del rayo, esto significa que al implementar el sistema de pararrayos de 27kV de tensión nominal, la línea tiene una coordinación de aislamiento adecuado.

De la Figura 5.33, la corriente del aislador fase A (punto de impacto del rayo), se observa que está en el orden de pico amperios, donde se verifica que no se produce también en este caso el contorneo del aislador de la fase “A”

En la Figura 5.34, se observa la corriente de descarga del pararrayo, el cual trabajara correctamente evitando que se origine el contorneo de los aisladores de las fases.

Tabla 5.6

Resultados de sobretensiones al impacto del rayo en la fase A con resistencia de PAT de 142.5Ω

Aislador PIN	V.Flameo kVp	I_Descarga kA	Onda μs	PAT Ω	Tensión en bornes (kV)		
					Aislador "A"	Aislador "B"	Aislador "C"
ANSI 56-4	225000	10	1.2/50	142.5	63051	-18716	-23231
ANSI 56-4	225000	15	1.2/50	142.5	69482	-30996	-41065
ANSI 56-4	225000	20	1.2/50	142.5	72277	-44097	-56909

Fuente: Elaboración propia con los resultados de simulación

En la Tabla 5.6 se muestra los resultados de las sobretensiones cuando impacta el rayo en la fase A, los resultados son obtenidos mediante simulación en ATPDraw, donde se verifica que las sobretensiones originados por el rayo no ocasionan contorneo en las fases de los aisladores, esto indica que la línea del alimentador de Cahimayo: CA-01 con la implementación de sistema de pararrayos de 27kV de tensión nominal, tendría una coordinación de aislamiento adecuada.

En las siguientes figuras se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en la fase A, con diferentes valores de corriente de rayo y con una resistencia de puesta a tierra de 10 Ohm. Cuando se implementa pararrayos de 27kV en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

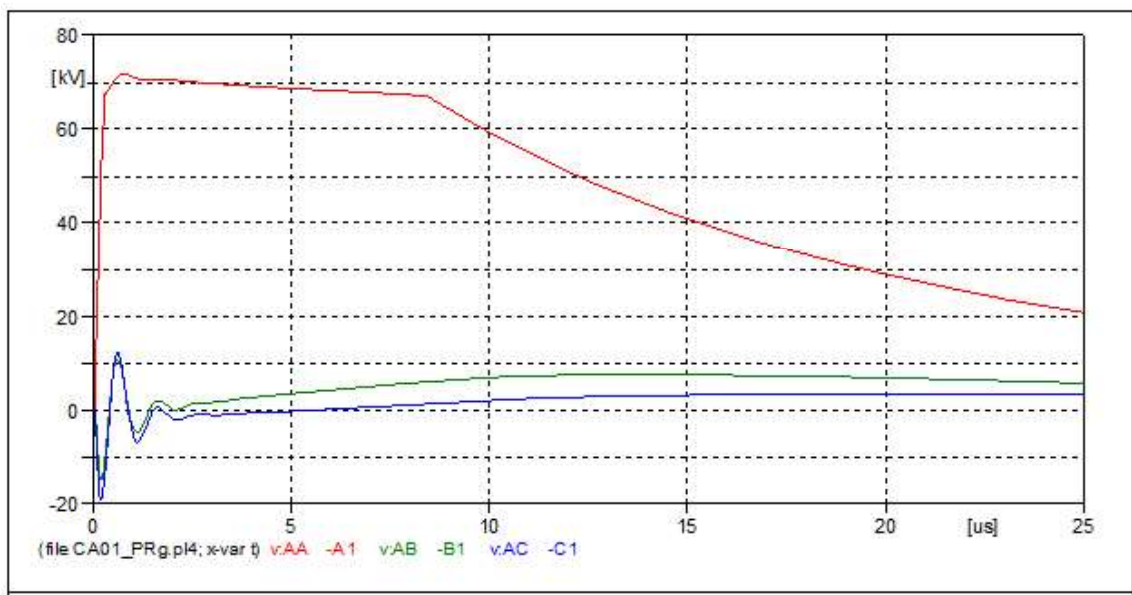


Figura 5.35 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 10kA en la fase A

Fuente: Elaboración propia en ATP

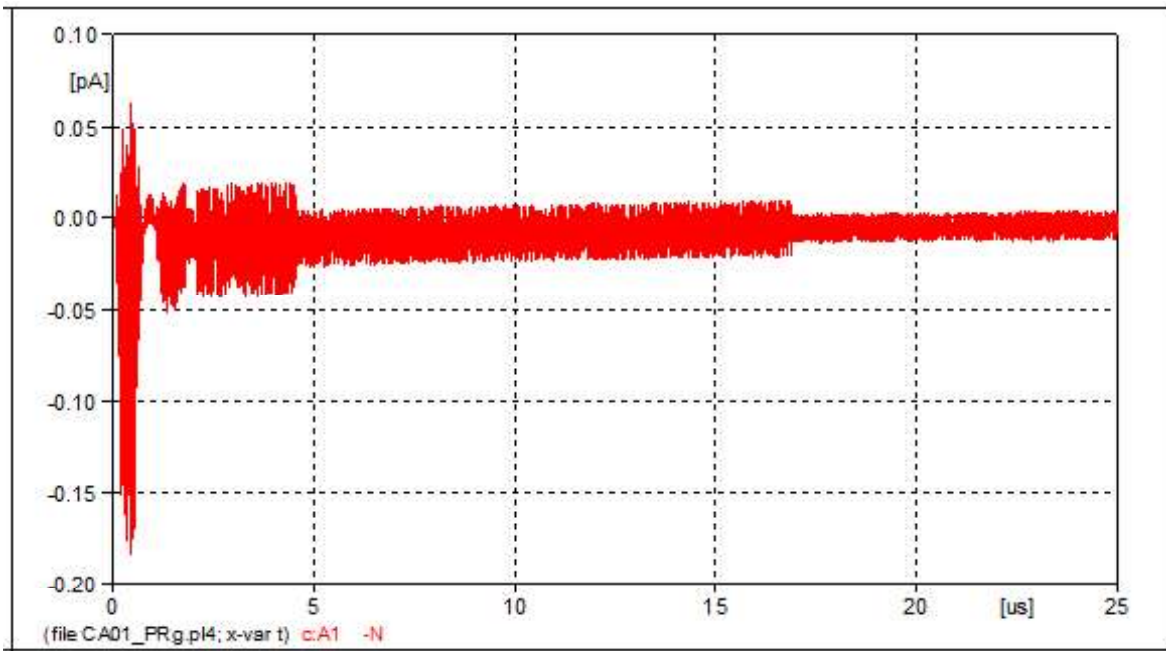


Figura 5.36 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 10kV

Fuente: Elaboración propia en ATP

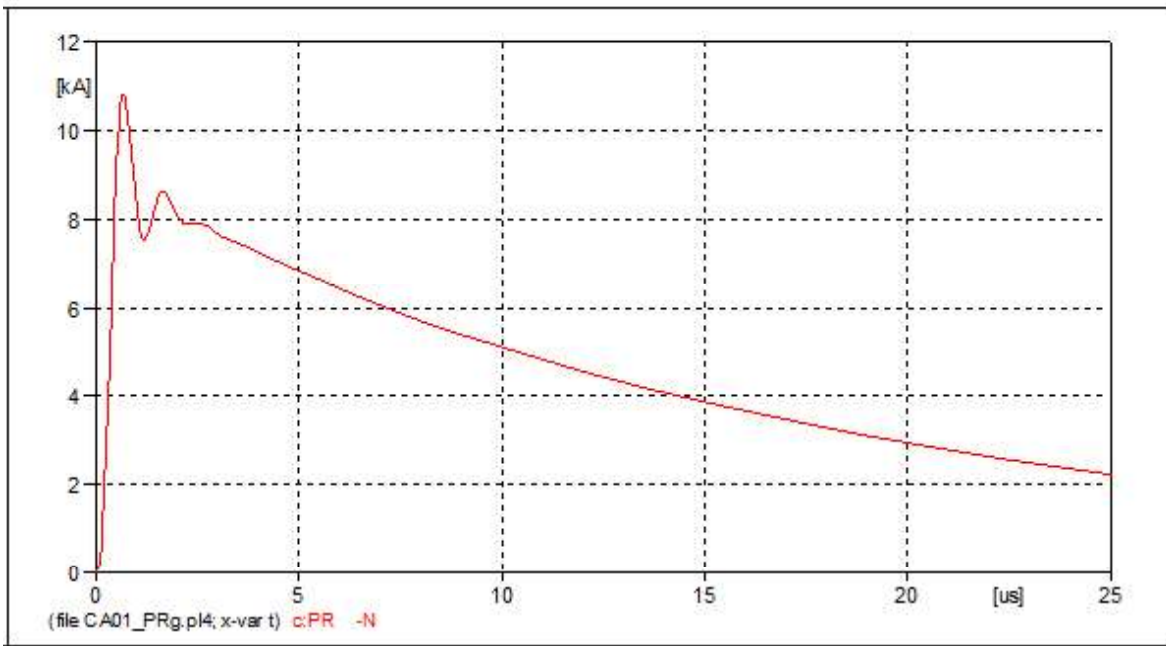


Figura 5.37 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 10kV

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las Figuras 5.35, 5.36 y 5.37, se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en la fase A, con un valor de corriente de rayo de 10kA y con una resistencia de puesta a tierra de 10 Ohm. Cuando se implementa pararrayos de 27kV en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

De la Figura 5.35, se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, y en ninguno de ellos se observa que la tensión cae bruscamente a cero, donde se verifica que no se produce el contorneo de aisladores por impacto del rayo, esto significa que con la implementación de sistema de pararrayos de 27kV de tensión nominal, la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, tendría una coordinación de asilamiento adecuado.

De la Figura 5.36, la corriente del aislador fase A (punto de impacto del rayo), se observa que está en el orden de pico amperios, donde se verifica que no se produce también en este caso el contorneo del aislador de la fase “A”.

En la Figura 5.37, se observa la corriente de descarga del pararrayos, el cual trabajara correctamente evitando que se origine el contorneo de los aisladores de las fases.

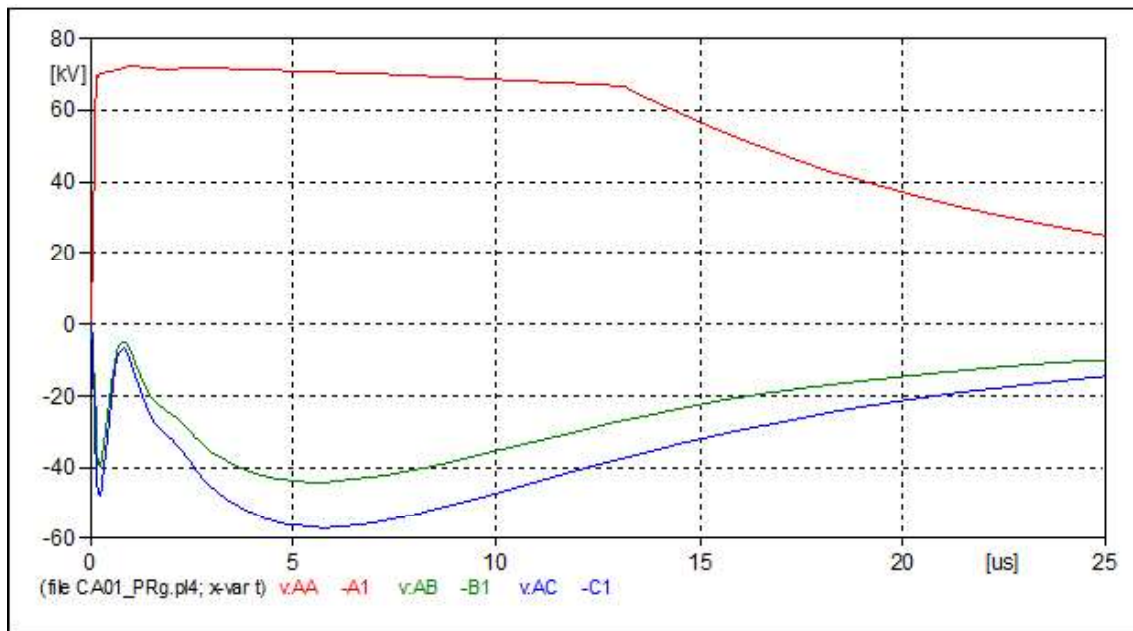


Figura 5.38 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 15kA en la fase A

Fuente: Elaboración propia en ATP

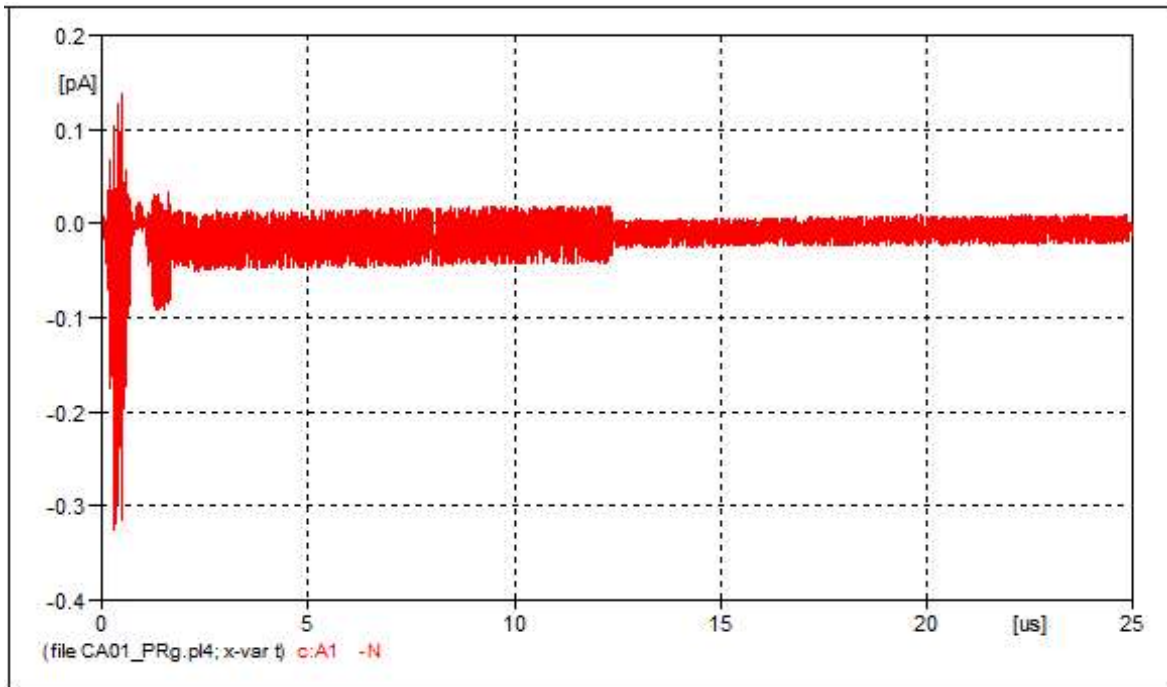


Figura 5.39 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 15kA
 Fuente: Elaboración propia en ATP

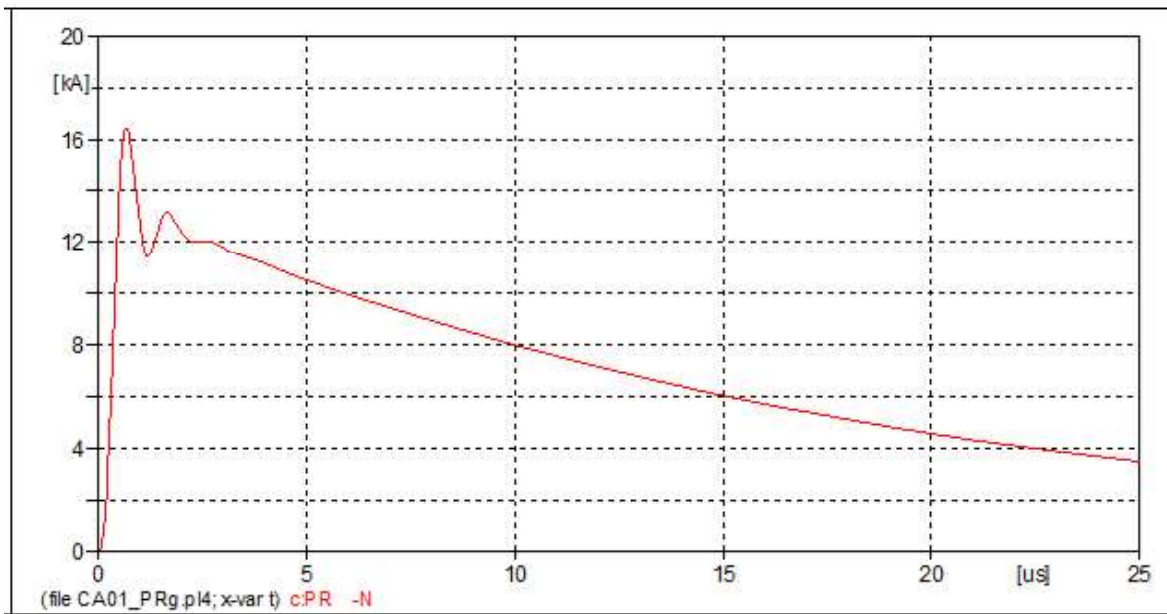


Figura 5.40 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 15kA
 Fuente: Elaboración propia en ATP

En las figuras 5.38, 5.39 y 5.40, se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en la fase A, con un valor de corriente de rayo de 15kA y con una resistencia de puesta a tierra de 10 Ohm. Cuando se implementa pararrayos de 27kV en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

De la Figura 5.38, se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, y en ninguno de ellos se observa que la tensión cae bruscamente a cero, por tanto, no se produce el contorneo de aisladores por impacto del rayo, esto significa que con la implementación de sistema de pararrayos de 27kV de tensión nominal, la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01 tendría una coordinación de aislamiento adecuado.

De la Figura 5.39, la corriente del aislador fase A (punto de impacto del rayo), se observa que está en el orden de pico amperios, donde se verifica que no se produce también en este caso el contorneo del aislador de la fase “A”

En la Figura 5.40, se observa la corriente de descarga del pararrayos, el cual trabajara correctamente evitando que se origine el contorneo de los aisladores de las fases.

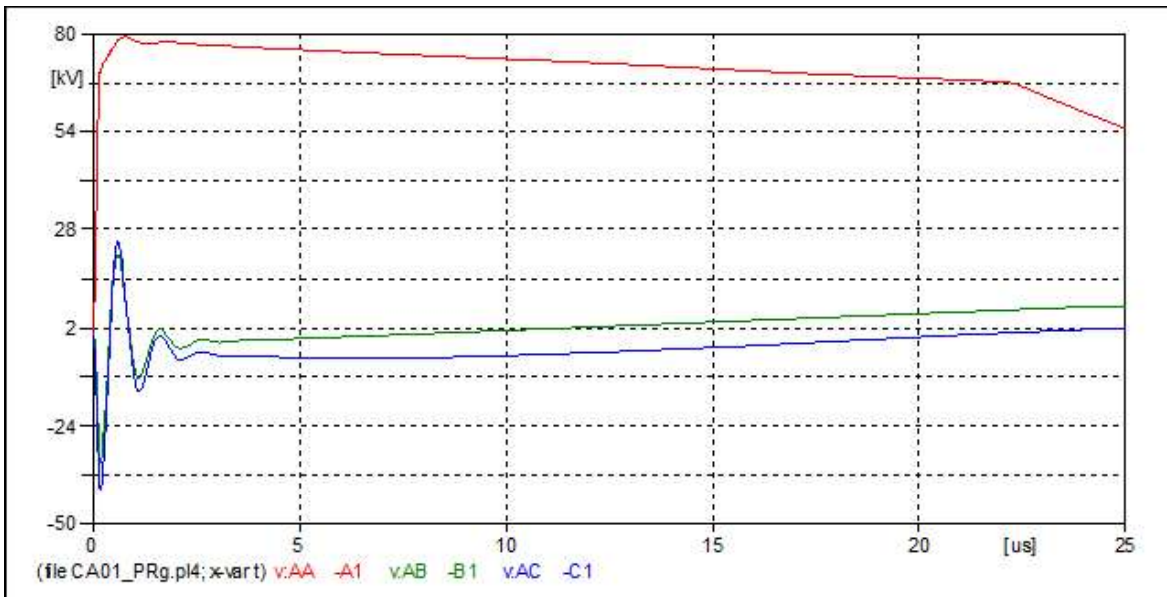


Figura 5.41 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 20kA en la fase A

Fuente: Elaboración propia en ATP

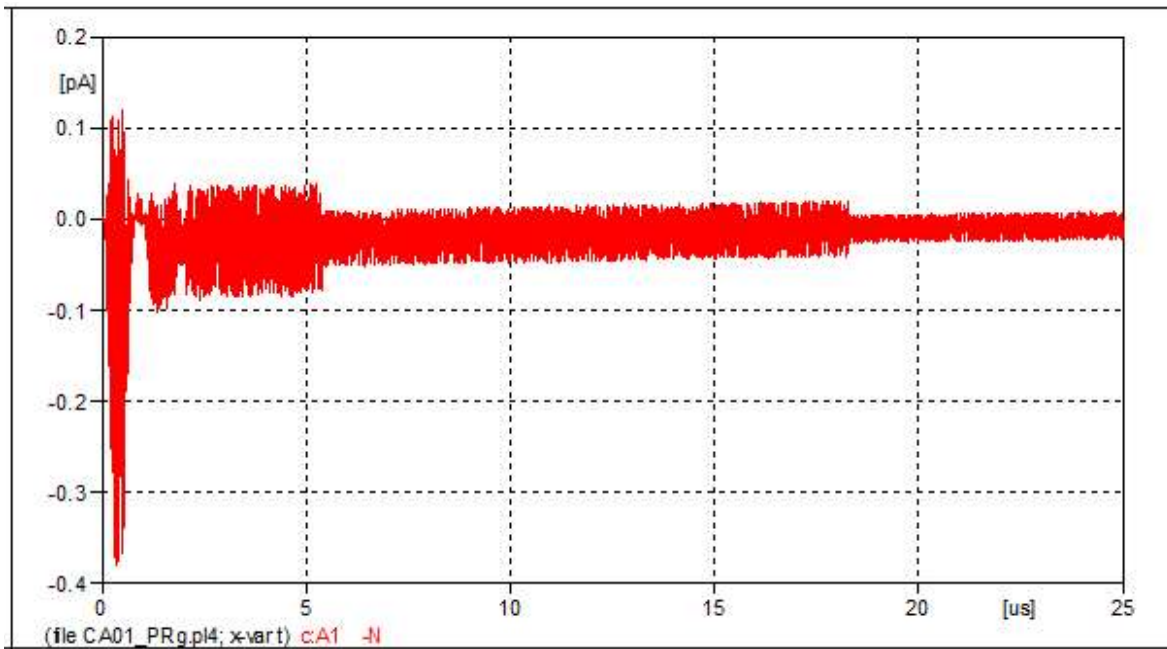


Figura 5.42 Corriente en el aislador de la fase A al impacto del rayo de 20kA

Fuente: Elaboración propia en ATP

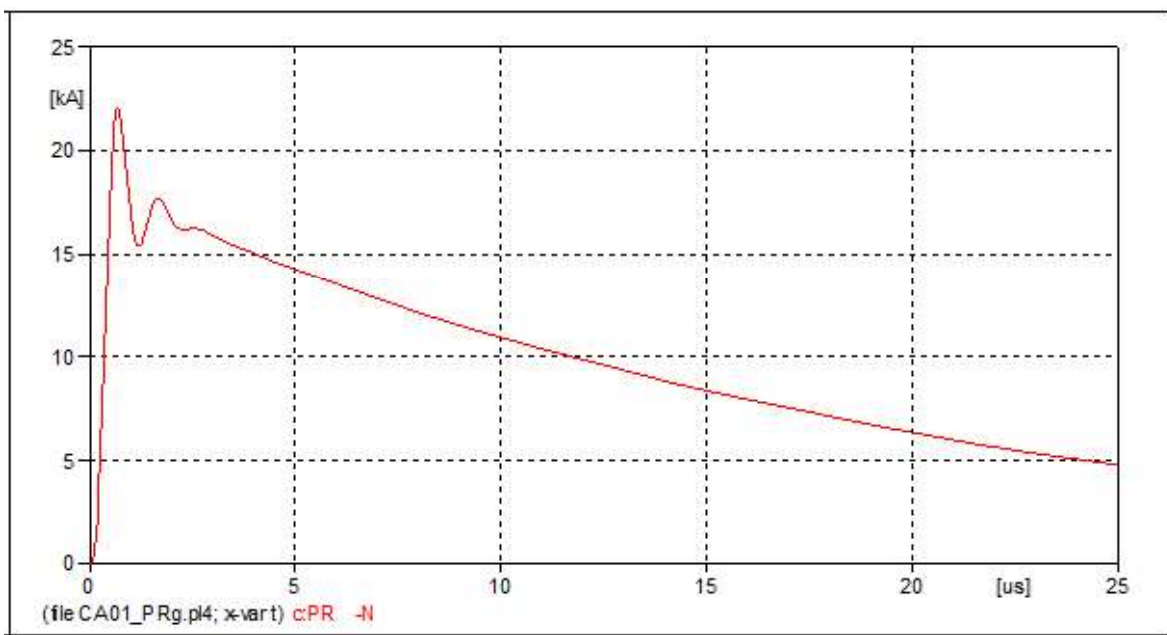


Figura 5.43 Corriente de descarga del pararrayo al impacto de rayo de 20kA

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las figuras 5.41, 5.42 y 5.43, se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en la fase A, con un valor de corriente de rayo de 20kA y con una resistencia de puesta a tierra de 10 Ohm. Cuando se implementa pararrayos de 27kV en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

De la Figura 5.41, se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, y en ninguno de ellos se observa que la tensión cae bruscamente a cero, donde se verifica que no se produce el contorneo de aisladores por el impacto del rayo, esto indica que con la implementación de sistemas pararrayos de 27kV de tensión nominal, la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01 tendrá una coordinación de aislamiento adecuado.

De la Figura 5.42, la corriente del aislador fase A (punto de impacto del rayo), se observa que está en el orden de pico amperios, donde también se verifica que no se produce el contorneo del aislador de la fase “A”

En la Figura 5.43, se observa la corriente de descarga del pararrayos, el cual trabajara correctamente evitando que se origine el contorneo de los aisladores de las fases.

Tabla 5.7

Resultados de sobretensiones al impacto del rayo en la fase A con resistencia de PAT de 10Ω.

Aislador PIN	V.Flameo kVp	I_Descarga kA	Onda μs	PAT Ω	Tensión en bornes (kV)		
					Aislador "A"	Aislador "B"	Aislador "C"
ANSI 56-4	225000	10	1.2/50	10	71680	-14663	-19012
ANSI 56-4	225000	15	1.2/50	10	75505	-24211	-30420
ANSI 56-4	225000	20	1.2/50	10	79077	-33357	-40792

Fuente: Elaboración propia con los resultados de simulación

En la Tabla 5.7, se muestra los resultados de las sobretensiones al impacto del rayo en la fase A con una resistencia de PAT de 10 Ohm. Los resultados obtenidos son mediante simulación en ATPDraw, donde se verifica que las sobretensiones originados por el impacto del rayo no produce contorneo en los aisladores de cada fase, esto demuestra que con la implementación de sistema de

pararrayos de 27kV de tensión nominal y aisladores de tipo PIN clase ANSI 56-4, la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01 tendrá una coordinación de aislamiento adecuada.

5.5.4 SIMULACIÓN CON IMPLEMENTACIÓN DE CABLE DE GUARDA CUANDO UNA DESCARGA ATMOSFERICA IMPACTA EN EL MISMO CABLE CON DISTINTOS VALORES DE CORRIENTE DE RAYO.

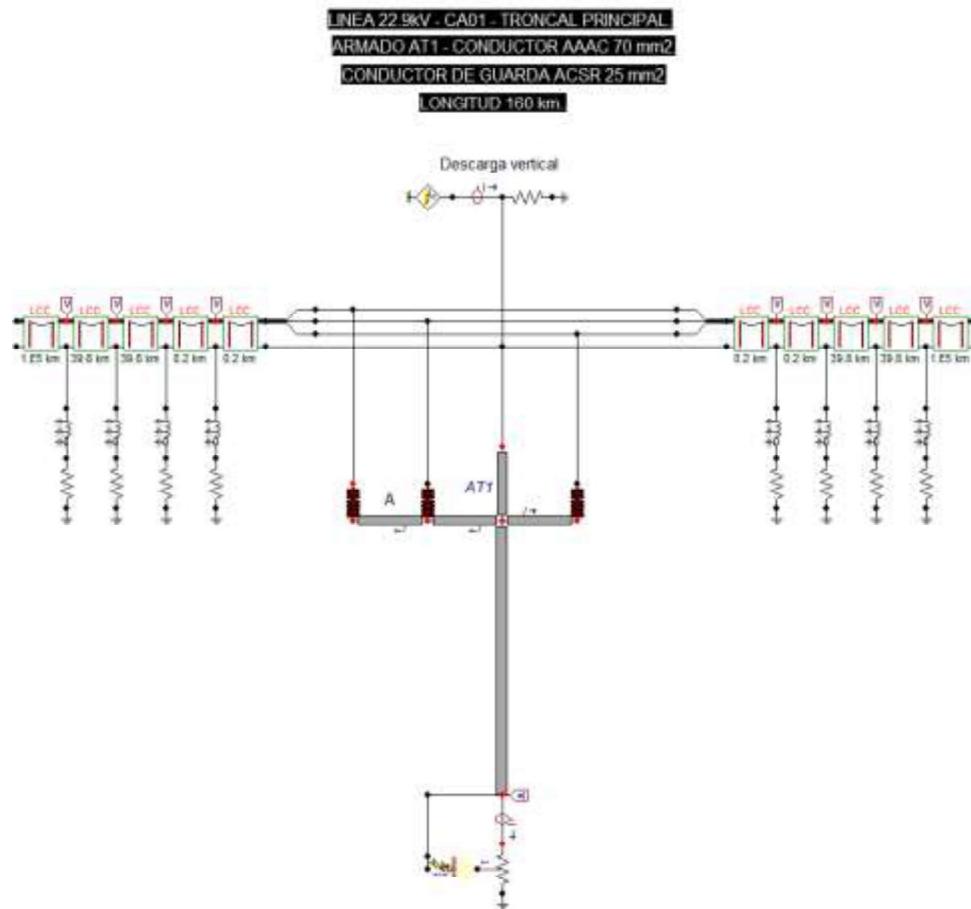


Figura 5.44 Modelamiento equivalente en ATP con implementación de cable de guarda cuando la descarga atmosférica impacta en el mismo cable.

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las siguientes figuras se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en el cable de guarda, con diferentes valores de corriente de la descarga atmosférica y con una resistencia de puesta a tierra de 10 Ohm.

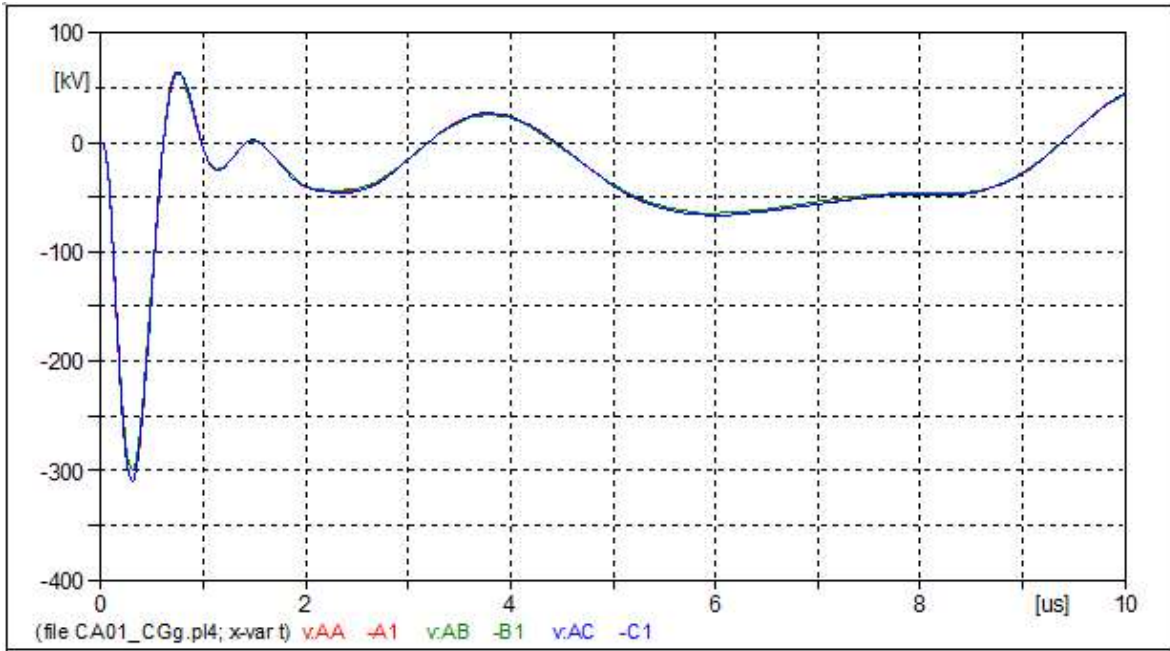


Figura 5.45 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 10kA en el cable de guarda

Fuente: Elaboración propia en ATP

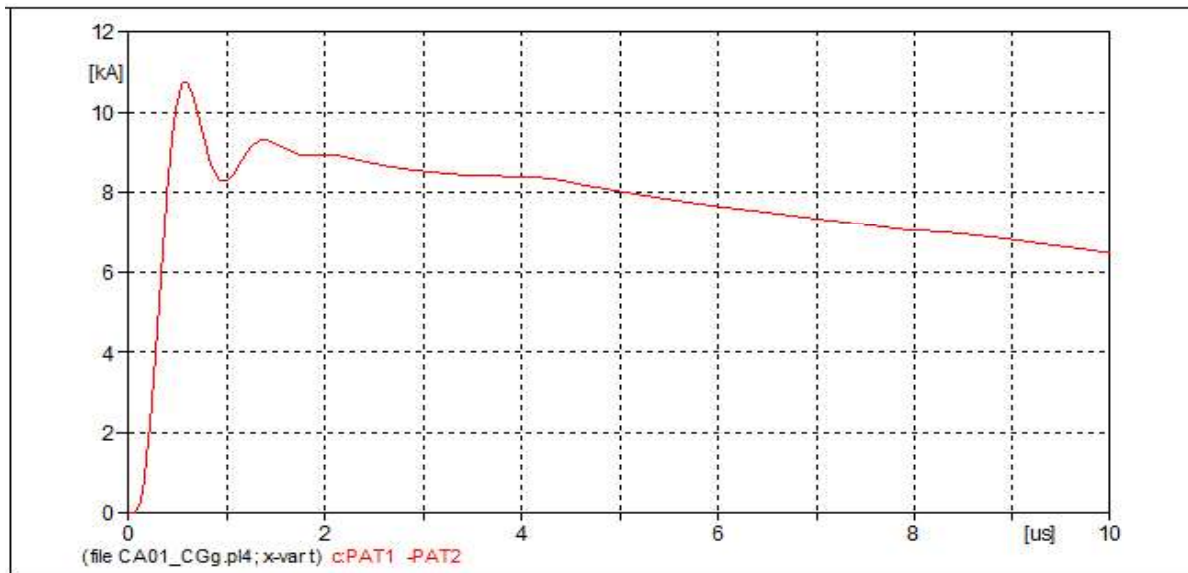


Figura 5.46 Corriente en puesta a tierra al impacto del rayo de 10kA en el cable de guarda

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las figuras 5.45 y 5.46, se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en el cable de guarda, con un valor de corriente de rayo de 10kA y con una resistencia de puesta a tierra de 10 Ohm.

De la Figura 5.45, se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase cuando impacta el rayo en cable de guarda, y en ninguno de ellos se observa que la tensión cae bruscamente a cero, donde se verifica que no se produce el contorneo de aisladores por la descarga, esto indica que con la implementación de cable de guarda la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01 tendrá un apantallamiento adecuado.

De la Figura 5.46, viene a ser la corriente que recibe la Puesta a Tierra debido al impacto de rayo en el cable de guarda, se observa que está en el orden de los kA, por tanto, la PAT está operando favorablemente.

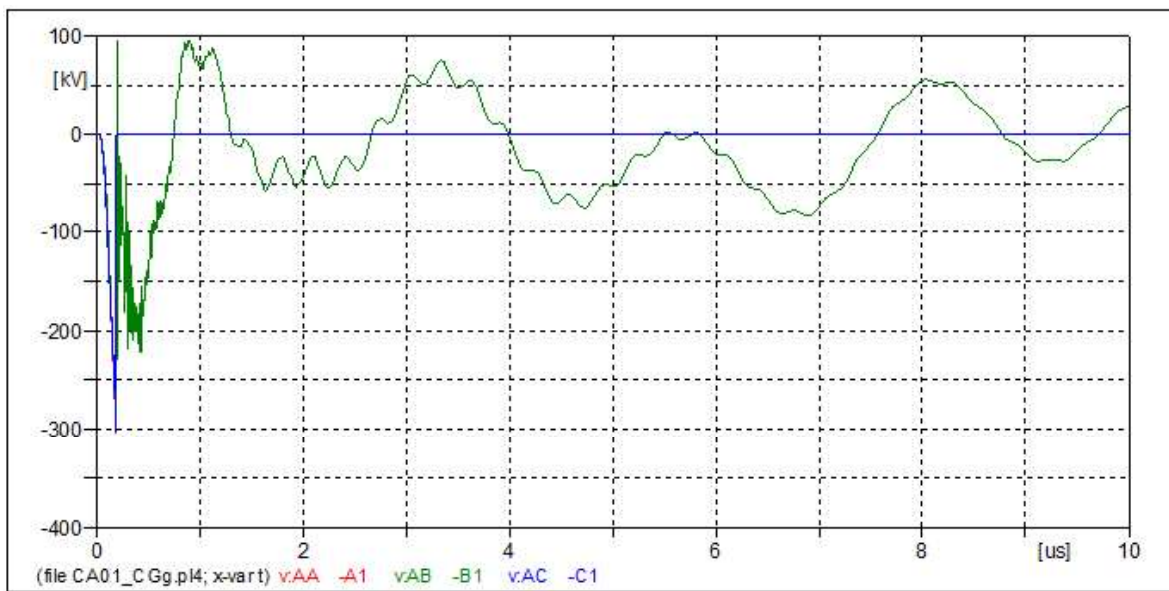


Figura 5.47 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 15kA en el cable de guarda

Fuente: Elaboración propia en ATP

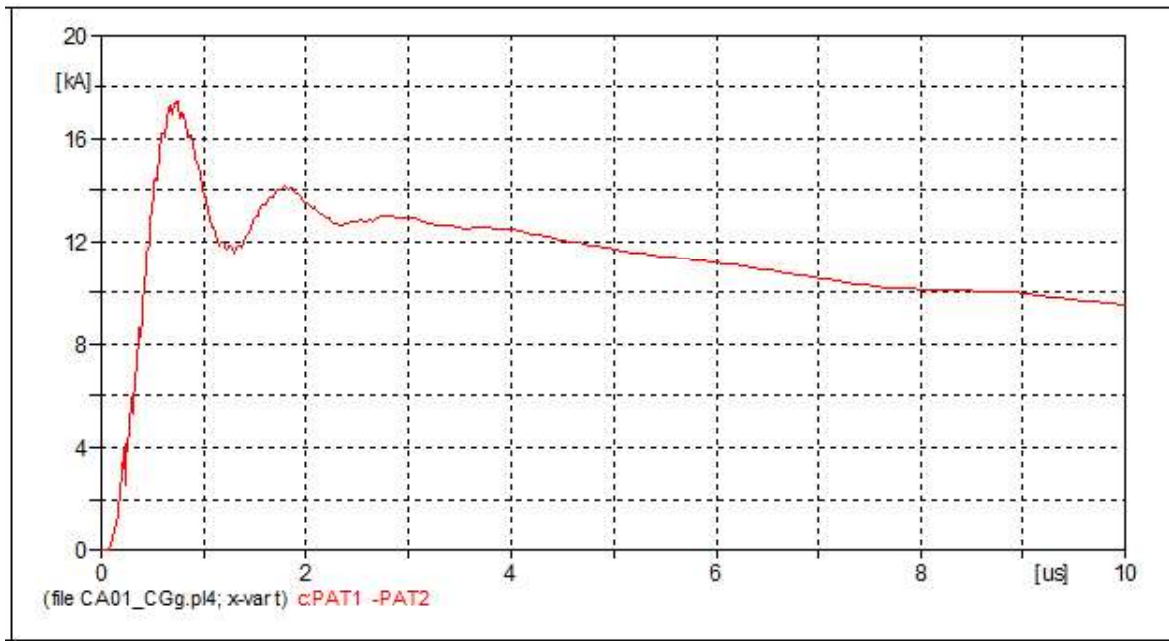


Figura 5.48 Corriente en puesta a tierra al impacto del rayo de 15kA en cable de guarda

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las figuras 5.47 y 5.48, se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en el cable de guarda, con un valor de corriente de rayo de 15kA y con una resistencia de puesta a tierra de 10 Ohm.

De la Figura 5.47, se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, en las fases “A” y “C” se observa que la tensión cae bruscamente a cero, donde se verifica que se produce el contorneo de aisladores por la descarga, y en caso de la fase “B” aún no se produce el contorneo del aislador, donde demuestra que al impacto de rayo de corriente de 15kA, con implementación de cable de guarda sin bajada de Cu en cada estructura, no garantiza un apantallamiento adecuado.

De la Figura 5.48, viene a ser la corriente que recibe la Puesta a Tierra debido al impacto de rayo en el cable de guarda, se observa que está en el orden de los kA, por tanto, la PAT está operando favorablemente pero no evita que la sobretensión originada por la descarga llegue a contornear los aisladores de las fases “A” y “C”.

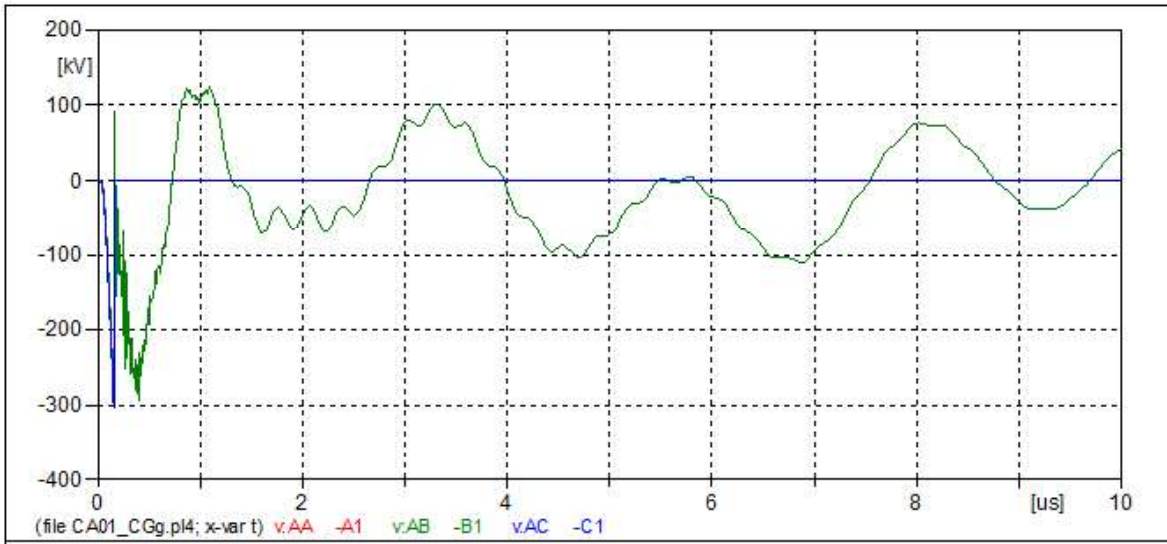


Figura 5.49 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 20kA en el cable de guarda

Fuente: Elaboración propia en ATP

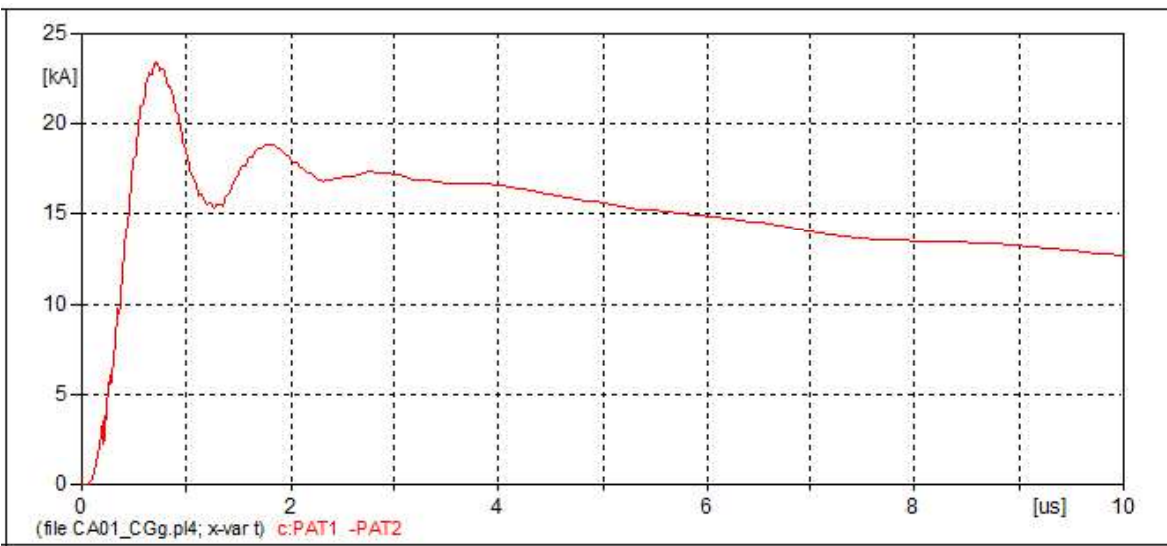


Figura 5.50 Corriente en puesta a tierra al impacto del rayo de 20kA en cable de guarda

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las figuras 5.49 y 5.50, se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en el cable de guarda, con un valor de corriente de rayo de 20kA y con una resistencia de puesta a tierra de 10 Ohm.

De la Figura 5.49, se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, donde en las fases “A” y “C” se observa que la tensión cae bruscamente a cero, se verifica que se produce el

contorneo de aisladores por la descarga, y en caso de la fase “B” aún no se produce el contorneo del aislador, este último por el valor de la sobretensión en bornes de dicho aislador indicado en la tabla de resultados y la figura 5.49 está muy próxima a ser contorneada, esto indica que con la implementación de cable de guarda sin baja de Cu en cada estructura no brinda un apantallamiento adecuado.

De la Figura 5.50, viene a ser la corriente que recibe la Puesta a Tierra debido al impacto de rayo en el cable de guarda, se observa que está en el orden de los kA, por tanto, la PAT está operando favorablemente pero no evita que la sobretensión originada por la descarga llegue a contornear los aisladores de las fases “A” y “C” y que la fase “B” este casi al límite.

Tabla 5.8

Resultados de sobretensiones al impacto del rayo en el cable de guarda con resistencia de PAT de 10Ω.

Aislador PIN	V.Flameo kVp	I_Descarga kA	Onda μs	PAT Ω	Tensión en bornes (kV)		
					Aislador "A"	Aislador "B"	Aislador "C"
ANSI 56-4	310000	10	1.2/50	10	-309960	-299060	-309460
ANSI 56-4	310000	15	1.2/50	10	BFO	-221780	BFO
ANSI 56-4	310000	20	1.2/50	10	BFO	-294690	BFO

Fuente: Elaboración propia con los resultados de la simulación en ATP

En la Tabla 5.8, se muestra los resultados de sobretensiones al impacto del rayo en el cable de guarda con una resistencia de PAT de 10 Ohm, los resultados obtenidos son mediante simulación en ATPDraw, donde se verifica que cuando el rayo impacta con corrientes de 15 y 20 kA se produce contorneo en los aisladores de fase A y C; esto significa con la implementación con cable de guarda sin bajada de Cu no garantiza un adecuado apantallamiento de línea.

5.5.5 SIMULACIÓN CON IMPLEMENTACIÓN DE CABLE DE GUARDA CON BAJADA DE CU DE 35 MM², CUANDO UNA DESCARGA ATMOSFERICA IMPACTA EN EL MISMO CABLE CON DISTINTOS VALORES DE CORRIENTE DE RAYO.

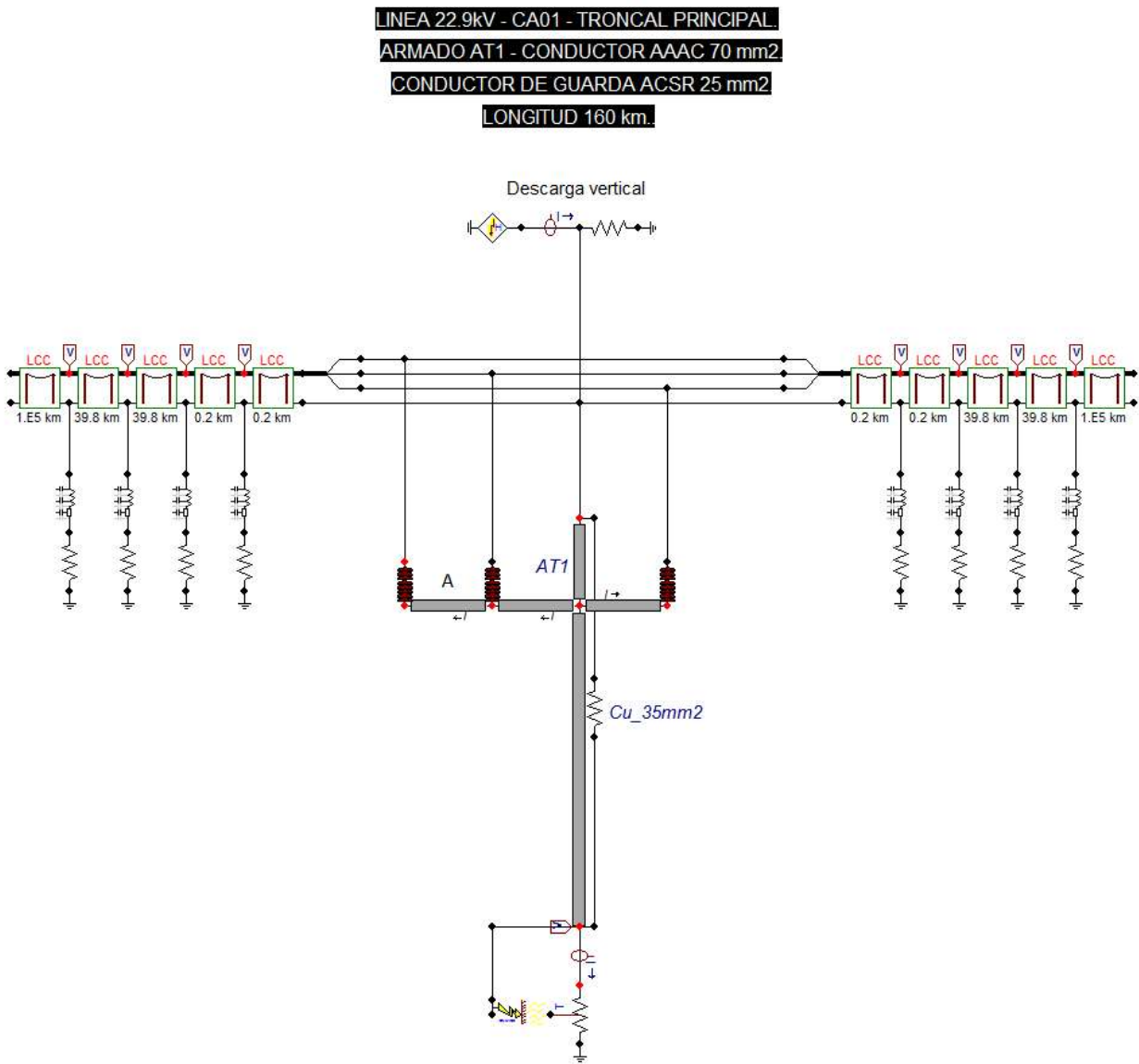


Figura 5.51 Modelamiento equivalente en ATP con implementación de cable de guarda con bajada de Cu de 35mm², cuando la descarga atmosférica impacta en el mismo cable.

Fuente: Elaboración propia en ATPDraw

En las siguientes figuras se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en el cable de guarda, con diferentes valores de corriente de la descarga atmosférica y con una resistencia de puesta a tierra de 10 Ohm.

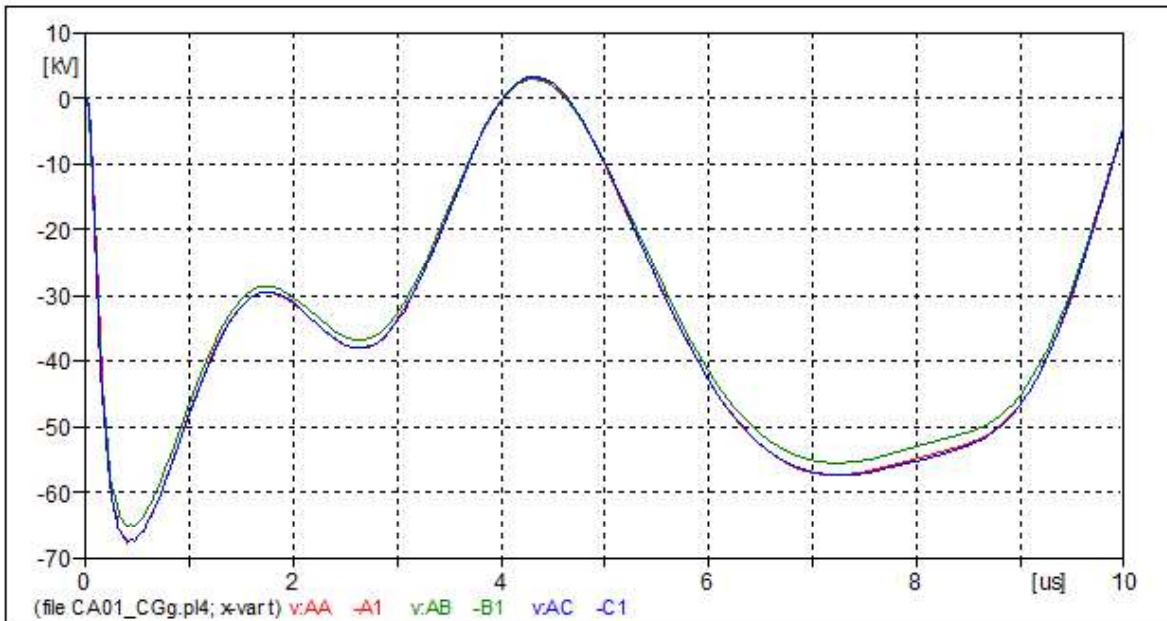


Figura 5.52 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 10kA en el cable de guarda

Fuente: Elaboración propia en ATP

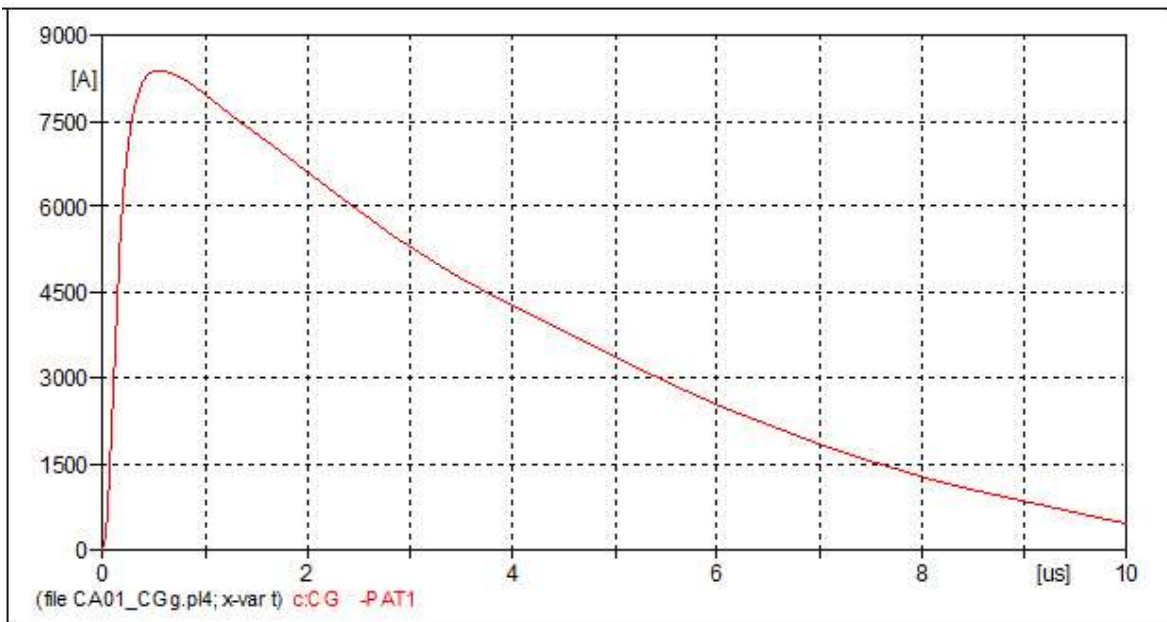


Figura 5.53 Corriente en puesta a tierra al impacto del rayo de 10kA en cable de guarda

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las figuras 5.52 y 5.53, se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en el cable de guarda, con un valor de corriente de rayo de 10kA y con una resistencia de puesta a tierra de 10 Ohm.

De la Figura 5.52 se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, en los tres aisladores las tensiones se mantienen dentro del límite de soportabilidad al contorno, por tanto, el cable de guarda, así como la bajada de Cu 35mm² trabajan correctamente, lo que significa que con la implementación de cable guarda con bajada de Cu de 35mm² garantiza un adecuado apantallamiento de la línea del alimentador de Cahimayo: CA-01.

De la Figura 5.53, viene a ser la corriente que descarga la bajada de Cu de 35mm², donde se observa que casi toda la corriente del rayo es descargada por la bajada de Cu.

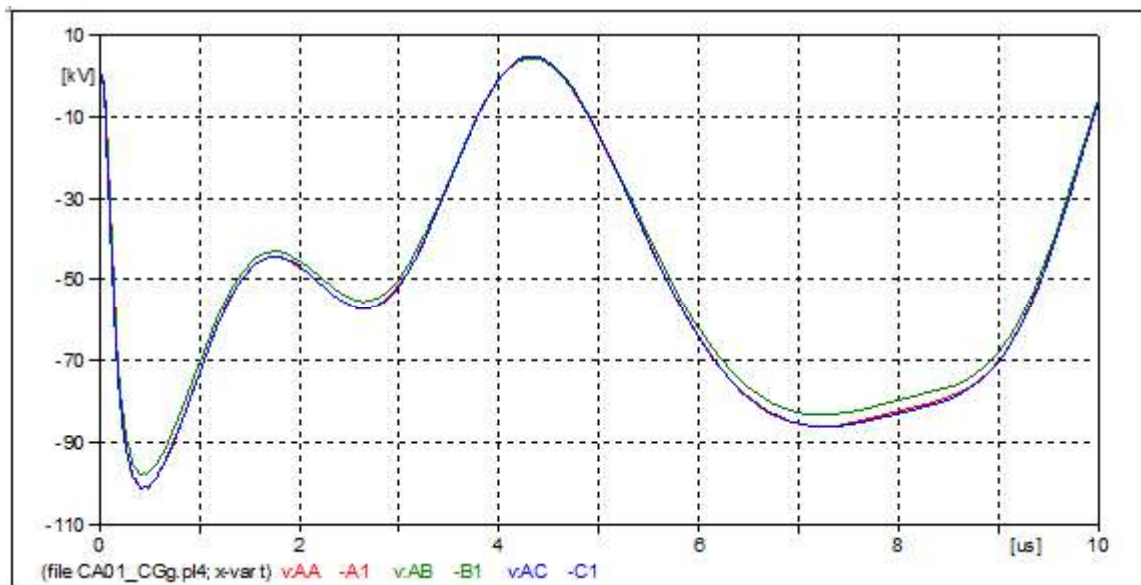


Figura 5.54 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 15kA en el cable de guarda

Fuente: Elaboración propia en ATP

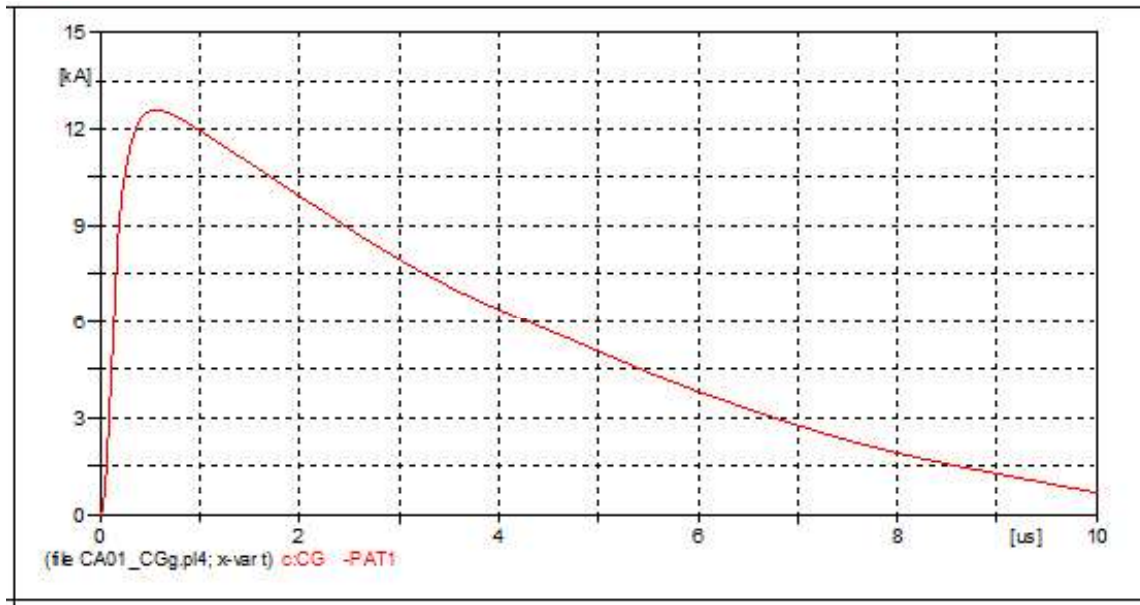


Figura 5.55 Corriente en puesta a tierra al impacto del rayo de 15kA en cable de guarda

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las figuras 5.54 y 5.55, se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en el cable de guarda, con un valor de corriente de rayo de 15kA y con una resistencia de puesta a tierra de 10 Ohm.

De la Fig. 5.54, se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, en los tres aisladores las tensiones se mantienen dentro del límite de soportabilidad al contorno, por tanto, el cable de guarda con bajada de Cu 35mm² trabajan correctamente, entonces se demuestra que la implementación de cable de guarda con bajada de Cu de 35mm² garantiza un adecuado apantallamiento de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

De la Figura 5.55, viene a ser la corriente que descarga la bajada de Cu de 35mm², donde se observa que casi toda la corriente del rayo es descargada por la bajada de Cu.

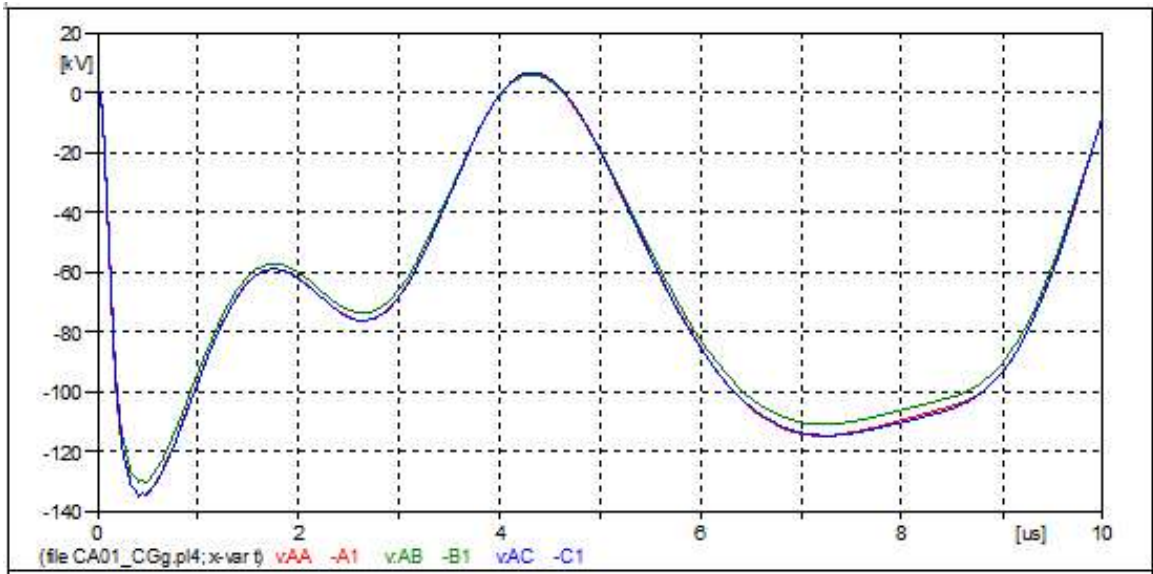


Figura 5.56 Sobretensión cuando el impacta el rayo con 20kA en el cable de guarda

Fuente: Elaboración propia en ATP

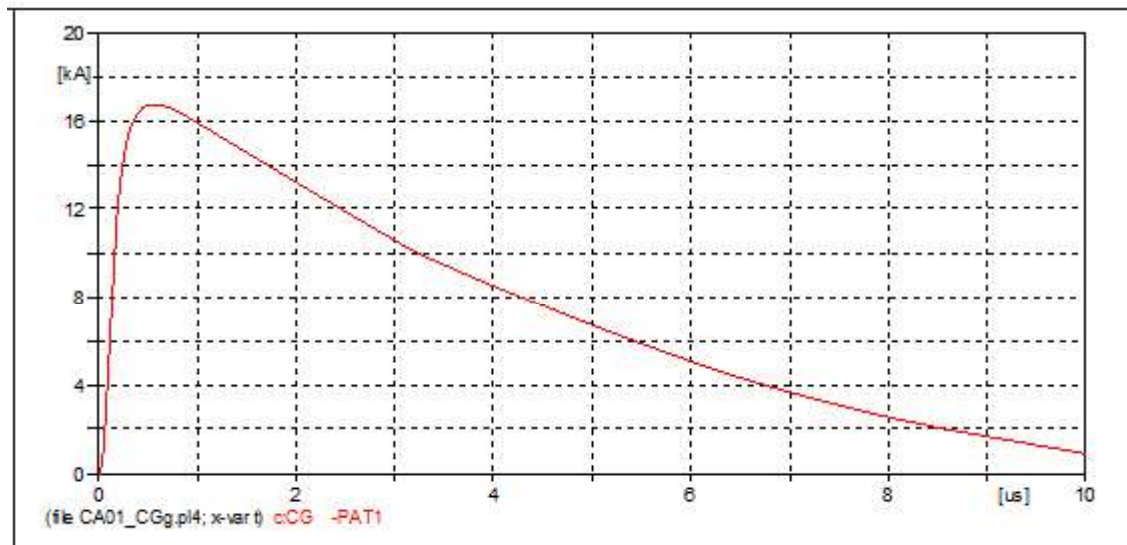


Figura 5.57 Corriente en puesta a tierra al impacto del rayo de 20kA en cable de guarda

Fuente: Elaboración propia en ATP

En las figuras 5.56 y 5.57, se muestra las sobretensiones cuando el rayo impacta en el cable de guarda, con un valor de corriente de rayo de 20kA y con una resistencia de puesta a tierra de 10 Ohm.

De la Figura 5.56, se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, donde en los tres aisladores las tensiones se mantienen dentro del límite de soportabilidad al contorno, por lo tanto, el cable de guarda con bajada de Cu 35mm² trabajan correctamente, lo que significa que con la implementación de cable de guarda con bajada de Cu de 35mm² garantiza un adecuado apantallamiento de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

De la Figura 5.57, viene a ser la corriente que descarga la bajada de Cu de 35mm², donde se observa que casi toda la corriente del rayo es descargada por la bajada de Cu.

Tabla 5.9

Resultados de sobretensiones al impacto del rayo en el cable de guarda con resistencia de PAT de 10Ω.

Aislador PIN	V.Flameo kVp	I_Descarga kA	Onda μs	PAT Ω	Tensión en bornes (kV)		
					Aislador "A"	Aislador "B"	Aislador "C"
ANSI 56-4	310000	10	1.2/50	10	-67610	-65404	-67553
ANSI 56-4	310000	15	1.2/50	10	-101400	-98092	-101320
ANSI 56-4	310000	20	1.2/50	10	-135180	-130770	-135070

Fuente: Elaboración propia con los resultados de la simulación

En la Tabla 5.9, se muestran los resultados de sobretensiones al impacto del rayo en el cable de guarda con bajada de Cu de 35 mm² y una resistencia de PAT de 10 Ohm, los resultados obtenidos son mediante simulación en ATPDraw, donde se verifica que no existe contorno en los aisladores de las tres fases; lo que significa que casi toda la corriente del rayo es descargada por la bajada de Cu, por ende la implementación de cable de guarda con bajada de Cu de 35mm² garantiza un adecuado apantallamiento de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

5.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE SIMULACIÓN EN ATP

Tabla 5.10

Resultados comparativos del diagnóstico y alternativa seleccionada con sistema de pararrayos

Aislador PIN	I_ contorneo A	Onda μ s	PAT Ω	Tensión en bornes (kV)		
				Aislador "A"	Aislador "B"	Aislador "C"
ANSI 56-2	195000	1.2/50	142.5	FO	-69212	-72148
ANSI 56-4	220000	1.2/50	10	FO	-86173	-90330

Fuente: Elaboración propia

Se analiza en la simulación en ATP de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, sin pararrayos de línea y sin cable de guarda con un apuesta a tierra de 142.5 ohm, cuando el rayo impacta en la fase A, con una corriente de rayo de 5kA y 10kA, se observa las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, donde se produce el contorneo de los tres aisladores originándose la mayor sobre tensión en la fase "A" (Punto de caída de rayo), de la misma manera la corriente en el aislador en la fase A (punto de impacto del rayo), está en el orden de kA, de esta forma se verifica una vez más el contorneo del aislador en la Fase "A".

De la simulación con implementación de pararrayos se analiza de la siguiente manera, cuando el rayo impacta directamente en la fase A, con una corriente de 10kA, 15kA y 20kA, con sistema de puesta a tierra de 10 ohm, donde se verifica las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, en ninguno de ellos se observa que la tensión cae bruscamente a cero, donde se verifica que no se produce el contorneo de aisladores por el impacto del rayo, y la corriente del aislador en la fase A (punto de impacto del rayo), está en el orden de pico amperios, por tanto no se produce también en este caso el contorneo del aislador de la fase "A", y por ultimo se observa la corriente de descarga del pararrayo, el cual trabajara correctamente evitando que se origine el contorneo de los aisladores de las fases, esto indica que con la implementación de sistema de pararrayos en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, tendrá una adecuada coordinación de aislamiento.

De la simulación con implementación de cable de guarda se analiza de la siguiente manera, cuando el rayo impacta en el cable de guarda directamente, con una corriente de 10kA, 15kA y 20kA, con una puesta a tierra de 10 ohm, donde se verifica para una corriente de 10kA de rayo, donde las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, y en ninguno de ellos se observa que la tensión cae bruscamente a cero, por tanto, no se produce el contorneo de aisladores por la descarga. Del mismo modo se verifica la corriente que recibe la puesta a tierra debido al impacto de rayo en el cable de guarda, se observa que está en el orden de los kA, por tanto, la PAT está operando favorablemente. Para las corrientes de 15kA y 20kA se verifica las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, en las fases “A” y “C” se observa que la tensión cae bruscamente a cero, por tanto, se produce el contorneo de aisladores por la descarga, y en caso de la fase “B” aún no se produce el contorneo del aislador. Así mismo se verifica la corriente que recibe la puesta a tierra debido al impacto de rayo en el cable de guarda, donde se observa que está en el orden de los kA, por tanto, la PAT está operando favorablemente pero no evita que la sobretensión originada por la descarga llegue a contornear los aisladores de las fases “A” y “C”.

De la simulación con implementación de cable de guarda con bajada de Cu de 35mm² a PAT, se analiza de la siguiente manera, cuando el rayo impacto en el cable de guarda directamente, con una corriente de 10kA, 15kA y 20kA, con una puesta a tierra de 10 ohm, se verifica que las tensiones en bornes de los aisladores de cada fase, donde en los tres aisladores las tensiones se mantienen dentro del límite de soportabilidad al contorneo, por lo tanto, el cable de guarda así como la bajada de Cu 35mm² trabajan correctamente. Del mismo modo se verifica la corriente que descarga la bajada de Cu de 35mm², donde se observa que casi toda la corriente del rayo es descargada por la bajada de Cu, esto significa que con la implementación de cable de guarda con bajada de Cu de 35mm² garantiza un adecuado apantallamiento de la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01.

Finalmente analizando y haciendo comparación se llega a escoger la alternativa ganadora, Por ende, la implementación con sistema de pararrayos (Alternativa 01) es técnicamente adecuado para una buena coordinación de aislamiento de la línea, lo que significa que reducirá las interrupciones a causa de descargas atmosféricas y también los indicadores de SAIFI y SAIDI.

También económicamente es restable con la diferencia de que la implementación con sistema de cable de guarda requiere mayor inversión y periodo de recuperación, en comparación a la implementación de sistema de pararrayos.

Tabla 5.11
Ventajas y desventajas de las alternativas propuestas

Alternativas	Ventajas	Desventajas
Sistema de Pararrayos (Alternativa 01)	<ul style="list-style-type: none"> • Económicamente es rentable • Monto de inversión bajo • Periodo de recuperación de inversión en 03 años • Técnicamente ofrece un adecuado aislamiento frente a las sobretensiones de origen atmosférico 	<ul style="list-style-type: none"> • Al sufrir deterioro es necesario realizar recambio.
Cable de Guarda (Alternativa 02)	<ul style="list-style-type: none"> • Económicamente es rentable • Periodo de recuperación de inversión en 06 años • Técnicamente es adecuado para el apantallamiento frente a las sobretensiones de origen atmosférico 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo de inversión • Para la implementación se necesita incorporación de mástiles a las estructuras • Con incorporación de cable de guarda en la línea, pero sin bajada de Cu a tierra en cada estructura, no ofrece un apantallamiento adecuado

Fuente: Elaboración propia

CONCLUSIONES

1. Con la implementación de la propuesta de sistema de pararrayos (Alternativa 01), se obtiene una adecuada coordinación de aislamiento, con ello se logra reducir las interrupciones y mejorando la calidad de suministro frente a las sobretensiones de origen atmosférico. Esta alternativa también económicamente es viable con bajo monto de inversión y periodo de recuperación de 03 años (Ver Tabla 4.12).
2. Con respecto a la evaluación operativa actual del alimentador de Cachimayo: CA-01 se concluye.

En la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01, se tiene instalado pararrayos de línea y de subestación que cuentan con un BIL de 125kV (Ver Tablas 3.8 y 3.9), de la misma manera cuenta con aisladores de porcelana de tipo PIN clase ANSI 56-2 (Ver Tabla 3.10) con tramos en altura que superan los 4000 m.s.n.m, las que son de nivel de aislamiento insuficiente e inadecuados, por tanto, no garantiza un buen aislamiento frente a las sobretensiones de origen atmosférico.

La resistencia de PAT actual tiene un valor máximo de 319 Ohm y mínimo de 30 Ohm las cuales no son recomendables según al CNE-Suministro (Ver Tabla 3.12)

Los indicadores de calidad de suministro de SAIFI y SAIDI del alimentador de Cachimayo: CA-01, superan las tolerancias establecidas según a la NTCSER (Ver Tabla 3.24).

3. Con respecto a las alternativas de solución para el estudio se concluye.

La propuesta de implementación de pararrayos en la línea, requiere equipos con tensión nominal de 27kV, corriente nominal de descarga de 10kA, línea de fuga de 1125mm como mínimo, BIL de 250kV; aisladores de porcelana de tipo PIN de clase ANSI 56-4 que cuenta con una longitud de línea de fuga de 686mm y resistencias de PAT menores a 25 Ohm.

donde la línea tendrá una buena coordinación de aislamiento frente a las sobretensiones de origen atmosférico.

La propuesta de apantallamiento con cable de guarda en la línea, según el modelo electrogeométrico, se obtuvo un radio de protección que es mayor a la distancia de descarga crítica ($11.30\text{m} > 8.17\text{m}$), por ende, el impacto del rayo caerá en el cable de guarda, por tanto, todas las fases de la línea estarán protegidas, en conclusión, tendrá un apantallamiento adecuado. Según el método probabilístico con cable de guarda se obtiene 0.09 salidas/descargas/año en una línea de 100km y sin cable de guarda de 24.97 salidas/descargas/año en una línea de 100km, la diferencia de salidas es notorio, finalmente con cable de guarda se reduce las interrupciones.

Según al título 4.5, se concluye que ambas alternativas son económicamente rentables, con la diferencia de que la implementación con sistema de cable de guarda requiere el doble monto de inversión y periodo de recuperación, en comparación a la implementación de sistema de pararrayos.

4. Con respecto a la simulación de propuestas de las alternativas en ATP se concluye.

El modelamiento de la línea con la implementación de alternativas de solución fue simulado con los datos obtenidos mediante el cálculo, para un impacto de rayo en la fase A y en cable de guarda con corriente de 10kA, 15kA y 20kA.

Con la implementación de sistema de pararrayos (Alternativa 01), cuando el rayo impacta en la fase A, se obtiene las sobretensiones no peligrosas, donde se verifica que no se produce contorneo de aisladores, lo cual la línea trabajará correctamente evitando las continuas salidas del alimentador, reduciendo las interrupciones y los indicadores de calidad de suministro (SAIFI y SAIDI). Del mismo modo, con apantallamiento de cable de guarda (Alternativa 02), se verifica que, si se produce contorneo de aisladores en las fases “A” y

“C” cuando el rayo impacta en el cable de guarda con corrientes mayores a 15kA, esto sucede cuando la implementación no cuenta con bajada de Cu a tierra en cada estructura.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que se realice un estudio de coordinación de protecciones en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01 para reducir las interrupciones por otras causas.
2. Se recomienda a la Empresa Concesionaria de Electro Sur Este S.A.A. la implementación de cable de guarda en la línea del alimentador de Cachimayo: CA-01 para brindar continuidad de servicio
3. Se recomienda a la Empresa Electro Sur Este S.A.A la implementación de sistema de pararrayos de tensión nominal de 27kV, corriente nominal de descarga de 10kA, línea de fuga de 1125mm (como mínimo), BIL de 250kV y aisladores de porcelana de tipo PIN de clase ANSI 56-4 para tener una buena coordinación de aislamiento frente a las sobretensiones de origen atmosférico en el Alimentador de Cachimayo CA-01.
4. Se recomienda realizar mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra periódicamente para mantener los valores dentro de los rangos establecidos según el Código Nacional de Electricidad – Suministro.

BIBLIOGRAFÍA

1. Aguilar Diaz, I. (2006). *Finanzas Corporativas en la Práctica*. España: Delta.
2. Becerra Peña, C., & Horque Latorre, C. (2008). *Estudio de coordinación de aislamiento de la línea de transmisión San Gaban - Mazuco - Puerto Maldonado*. Cusco: UNSAAC-FIEEIM.
3. Beltran, A., & Cueva, H. (2007). *Evaluación Privada de Proyectos*. Lima: Pearson.
4. Bustamante, F. (2001). Metodos para determinar salidas de lineas aéras por fallas de apantallamiento ante descargas atmosfericas. *Ciencia e Ingeniería*. Vol 22. N° 2.
5. Carmona, Leonardo. *Coordinación de aislamiento II, Pararrayos con equipos de protección*. Colombia.
6. Ccallo Catari, J. C., & Jimenez Espinoza, M. A. (2010). *Evaluación y propuesta de mejoramiento de la coordinación de aislamiento en el alimentador Combapata, Yanaoca y Acomayo (CO-03)*. Cusco: UNSAAC-FIEEIM.
7. Decreto Supremo N° 020-97-EM. (2010). *Norma Tecnica de Calidad de los Servicios Electricos*. Lima.
8. Diaz Solorza, O. A. (2011). *Cálculo, coordinación y análisis del sistema de protección ante fallas a tierra en las subestaciones de distribución de 10 kv en la set santa marina ubicado en la provincia constitucional del callao*. Lima: UNMSM-FIEE.
9. Electro Sur Este S.A.A. (2016, 2017 y 2018). *Reporte de Interrupciones Eléctricas*. Cusco.
10. Electro Sur Este S.A.A. (2018). *Data Base de ArcGIS*. Cusco.
11. Endesa S.A. (2008). https://www.ampla.com/media/339146/e-mt-011_2008%20r-02.
12. Escobar Lomas, B. A. (2015). *Cooordinación de en forma determinística, ante descargas atmosfericas en subestciones aisladas en SF6, aplicación: Patio de 230kV de la subestación sopladora*. Quito.

13. Fernandez Espinoza, S. (2007). *Los Proyectos de Inversión*. Costa Rica: Editorial Tecnológica de Costa Rica.
14. Franco Tinoco, Servio Bladimir. (2002). *Contaminación por Salinidad en Líneas de Transmisión Cercanas a la Costa*. Guayaquil-Ecuador: FIEC.
15. Fulchiron D. (1994). *Sobretensiones y coordinación de aislamiento*. España.
16. Garcia Marquez, R. (1991). *La puesta a Tierra de Instalaciones Eléctricas y el R.A.T.* Colombia.
17. Gomez Exposito, A. (2002). *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*. España: McGraw-Hill.
18. Hoidalen, H. K. (2009). *Manual de ATPDraw, Versión 5.6 for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista*. Norway.
19. <http://www.ece.mtu.edu/ATPDraw/ATPDFaw/html>. (s.f.).
20. Hurtado Vilca, C. A. (2016). *Mejoramiento de la coordinación de aislamiento de las líneas de transmisión San Gaban - Mazuco - Puerto Maldonado*. Cusco: UNSAAC-FIEEIM.
21. IEEE Std 1313.2-1999 . (1999). *Guide for application of Insulation Coordination*.
22. Linares Escobar, J. (2009). *Diseño de subestación de media tensión*. Colombia: UAO.
23. López Ramirez, J. C., & Neria Martinez, A. J. (2015). *Manual de operación y mantenimiento de la red eléctrica en media tensión de ciudad universitaria UNAM*. Mexico: UNAM.
24. Martinez Velasco, J. (2002). *Coordinacion de aislamiento en redes de alta tension*. España: McGraw-Hill.
25. Megia Villegas. (2003). *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. Colombia: Impresiones Graficas Ltda.

26. Norma IEC. (1999). *Coordinación de Aislamiento: Guía de Aplicación*. UNE-EN 6007-2.
27. Norma IEC 60071-1. (1993). *Coordinación de Aislamiento: Definiciones, principios y reglas*.
28. Norma IEC 60071-2. (1999). *Coordinación de Aislamiento, parte 2: Guía de Aplicación*.
29. Norma IEC 60815. (2008). *Selección y dimensionamiento de aisladores de alto voltaje destinados para uso en condiciones de contaminación*.
30. Norma IEC 6099-4. (2004). *Pararrayos de Oxido Metal sin Huecos para Sistemna A.C.*
31. Norma IEC-60099-5. (1996). *Recomendaciones para la selección y utilización de pararrayos*. UNE-EN 60099-5.
32. Norma IEEE Std. (1410-2004). *Guide Improving the Ligthning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines*.
33. NTP370.053-1999. (1999). *Seguridad Eléctrica-Sistemas de Puesta a Tierra*.
34. Quejia Chaiña, M. A., & Tincu Cutipa, B. (2014). *Estudio de coordinación de aislamiento del sub sistema de distribución primaria de Huaru en 22.9kv, (SSDP HU-04)*. UNSAAC: FIEEIM.
35. Ramiro Herrera, V. (2011). *Sobretensiones y coordinacion de aislamiento*. Peru: UNI.
36. Resolución N° 074-2004-OS/CD. (2004). *Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctrico*.
37. Ruiz, D., & Lozano, D. (2007). *Coordinacion de aislamiento centrales y subestaciones*. Colombia: Universidad la Salle.
38. Siegert C. (1998). *Alta tensión y sistemas de transmisión*. Mexico: Limusa Noriega.
39. Tasipanta S, C. (2002). *Estudio e Implementación de Sistemas de Protección Contra Descargas Atmosféricas y Puesta a Tierra de Protección de la Compañía HELMERICH*. Latacunga: EPE.

40. Wesley Longman, A. (1998). *Fundamentos de Electromagnetismo para Ingenieria*. Mexico.
41. Yanque M, J. (2004). *Alta tensión y técnicas de prueba de laboratorio Perú - UNI*. Lima.
42. Yora, P. (2002). *Selección y coordinación de aislamiento de diseño de medio voltaje*.

ANEXOS

ANEXO A.1 INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01 DEL AÑO 2016

Código Interrupción	Tipo	Tipo equipo	F.H-Inicio	F.H-Fin	Duración	Clientes Afectados
2016007000000000092	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	22/06/16	22/06/16	4.97	374
2016007000000000088	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	11/06/16	11/06/16	8.92	67
2016007000000000087	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	11/06/16	11/06/16	4.67	3422
2016007000000000083	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	08/06/16	08/06/16	8.75	251
2016007000000000082	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	08/06/16	08/06/16	8.67	185
2016007000000000081	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	07/06/16	07/06/16	8.88	220
2016007000000000070	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	21/05/16	21/05/16	2	26
2016007000000000068	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	15/05/16	15/05/16	1.95	899
2016007000000000064	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	05/05/16	05/05/16	5.25	102
2016007000000000023	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	11/02/16	11/02/16	6.88	2316
2016007000000000144	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	08/10/16	08/10/16	8.65	6833
2016007000000000145	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	08/10/16	08/10/16	5.47	5547
2016007000000000157	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	11/11/16	11/11/16	2.65	904
2016007000000000163	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	14/11/16	14/11/16	1.98	2567
2016007000000000164	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	14/11/16	14/11/16	6.5	934
2016007000000000171	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	25/11/16	25/11/16	1.83	2086
2016007000000000172	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	25/11/16	25/11/16	1.17	246
2016007000000000173	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	26/11/16	26/11/16	2	1831
2016007000000000176	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	30/11/16	30/11/16	1	92
2017007000000000186	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	25/09/16	25/09/16	10	213
2016007000000000168	Mantenimiento (programada)	SLI	25/11/16	25/11/16	0.25	191
2016007000000000169	Mantenimiento (programada)	SLI	26/11/16	26/11/16	2	388
2016007000000000153	Mantenimiento (programada)	SLI	29/10/16	29/10/16	3.98	3230
2016007000000000063	Mantenimiento (programada)	SLI	04/05/16	04/05/16	6	183
2016007000000000060	Mantenimiento (programada)	SLI	02/05/16	02/05/16	6.33	217
2016007000000000065	Mantenimiento (programada)	SLI	05/05/16	05/05/16	5.67	345

20160070000000000086	Mantenimiento (programada)	SLI	09/06/16	09/06/16	8.98	374
20160070000000000085	Mantenimiento (programada)	SLI	08/06/16	08/06/16	1.75	1186
20160070000000000043	No Programada - Acción de terceros	SLI	01/04/16	02/04/16	22.17	6816
20160070000000000010	No Programada - Acción de terceros	SLI	18/01/16	18/01/16	1.25	5381
20160070000000000112	No Programada - Acción de terceros	SLI	21/08/16	22/08/16	28.15	5489
20160070000000000111	No Programada - Falla	SLI	17/08/16	17/08/16	5.5	1270
20160070000000000186	No Programada - Falla	SLI	01/12/16	01/12/16	3.35	937
20160070000000000202	No Programada - Falla	SLI	27/12/16	28/12/16	10.97	934
20160070000000000159	No Programada - Falla	SLI	08/11/16	08/11/16	0	935
20160070000000000131	No Programada - Falla	SLI	27/09/16	27/09/16	0.05	936
20160070000000000140	No Programada - Falla	SLI	04/10/16	04/10/16	5.25	6833
20160070000000000158	No Programada - Falla	SLI	07/11/16	08/11/16	11.65	6825
20160070000000000128	No Programada - Falla	SLI	26/09/16	27/09/16	15.13	6818
20160070000000000183	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	30/11/16	30/11/16	3.13	2090
20160070000000000022	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	03/02/16	03/02/16	0.98	1243
20160070000000000021	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	31/01/16	31/01/16	5.07	5396
20160070000000000142	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	04/10/16	04/10/16	0.05	6833
20160070000000000143	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	04/10/16	04/10/16	0.05	6833
20160070000000000136	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	03/10/16	03/10/16	0.18	6822
20160070000000000175	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	24/11/16	24/11/16	0.05	5553
20160070000000000197	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	17/12/16	17/12/16	0.1	6871
20160070000000000098	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	25/06/16	25/06/16	0.75	6689
20160070000000000099	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	28/06/16	28/06/16	1.88	998
20160070000000000117	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	02/09/16	02/09/16	0.33	6820
20160070000000000118	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	02/09/16	02/09/16	0.15	6845
20160070000000000025	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	04/03/16	05/03/16	24.67	5365
20160070000000000162	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	11/11/16	11/11/16	1.85	935
20160070000000000177	No Programada - Operación	SLI	24/11/16	24/11/16	0.13	4266
20160070000000000032	No Programada - Operación	SLI	13/03/16	13/03/16	0.97	6816
20160070000000000044	No Programada - Operación	SLI	02/04/16	02/04/16	0.32	831
20160070000000000034	No Programada - Operación	SLI	26/03/16	26/03/16	0.88	6816

20160070000000000147	No Programada – Operación	SLI	14/10/16	14/10/16	1.35	1272
20160070000000000106	No Programada – Operación	SLI	21/07/16	21/07/16	2.67	1815
20160070000000000046	No Programada – Operación	SLI	06/04/16	06/04/16	0.33	1256
20160070000000000195	No Programada – Operación	SLI	09/12/16	09/12/16	0.83	381
20160070000000000198	No Programada – Operación	SLI	19/12/16	19/12/16	0.62	5564

ANEXO A.2 INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01 DEL AÑO 2017

Código Interrupción	Tipo	Tipo equipo	F.H-Inicio	F.H-Fin	Duración	Clientes Afectados
20170070000000000007	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	15/01/17	15/01/17	9.87	3265
20170070000000000010	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	22/01/17	22/01/17	8.48	68
20170070000000000017	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	03/02/17	03/02/17	8.67	3265
20170070000000000018	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	04/02/17	04/02/17	8.9	3265
20170070000000000021	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	10/02/17	10/02/17	8.77	3274
20170070000000000022	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	11/02/17	11/02/17	7.93	3274
20170070000000000030	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	24/02/17	24/02/17	8.63	3278
20170070000000000031	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	25/02/17	25/02/17	9	1853
20170070000000000032	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	03/03/17	03/03/17	8.6	1853
20170070000000000034	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	04/03/17	04/03/17	9	1853
20170070000000000041	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	11/03/17	11/03/17	8.97	3113
20170070000000000042	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	10/03/17	10/03/17	9	1036
20170070000000000046	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	17/03/17	17/03/17	8.85	1036
20170070000000000047	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	18/03/17	18/03/17	8.12	1036
20170070000000000061	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	25/03/17	25/03/17	1.83	1851
20170070000000000057	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	21/03/17	21/03/17	3	77
20170070000000000058	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	21/03/17	21/03/17	9	181
20170070000000000094	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	20/05/17	20/05/17	2	3640
20170070000000000112	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	28/06/17	28/06/17	10	275
20170070000000000115	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	04/07/17	04/07/17	5.65	3312

20170070000000000116	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	06/07/17	06/07/17	4.9	6959
20170070000000000105	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	15/06/17	15/06/17	7.48	2571
20170070000000000140	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	18/07/17	18/07/17	10	177
20170070000000000141	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	19/07/17	19/07/17	8.53	177
20170070000000000144	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	25/07/17	25/07/17	9.98	177
20170070000000000145	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	26/07/17	26/07/17	10	177
20170070000000000160	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	11/08/17	11/08/17	10	213
20170070000000000162	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	12/08/17	12/08/17	10	177
20170070000000000166	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	07/08/17	07/08/17	10	121
20170070000000000167	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	08/08/17	08/08/17	10	121
20170070000000000170	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	26/08/17	26/08/17	10	121
20170070000000000171	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	25/08/17	25/08/17	10	121
20170070000000000172	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	24/08/17	24/08/17	10	922
20170070000000000080	Mantenimiento (programada)	SLI	11/04/17	11/04/17	4	76
20170070000000000081	Mantenimiento (programada)	SLI	12/04/17	12/04/17	0.37	911
20170070000000000073	Mantenimiento (programada)	SLI	07/04/17	07/04/17	4	5114
20170070000000000102	Mantenimiento (programada)	SLI	07/06/17	07/06/17	1	5139
20170070000000000001	Mantenimiento (programada)	SLI	08/01/17	08/01/17	1.02	3265
20170070000000000013	Mantenimiento (programada)	SLI	26/01/17	26/01/17	10	3265
20170070000000000256	Mantenimiento (programada)	SLI	29/11/17	29/11/17	7.63	2619
20170070000000000258	Mantenimiento (programada)	SLI	01/12/17	01/12/17	9	1186
20170070000000000259	Mantenimiento (programada)	SLI	30/11/17	30/11/17	7.38	104
20170070000000000264	Mantenimiento (programada)	SLI	04/12/17	04/12/17	1.4	7419
20170070000000000267	Mantenimiento (programada)	SLI	11/12/17	11/12/17	9	94
20170070000000000268	Mantenimiento (programada)	SLI	11/12/17	11/12/17	9	19
20170070000000000269	Mantenimiento (programada)	SLI	12/12/17	12/12/17	8.67	52
20170070000000000270	Mantenimiento (programada)	SLI	13/12/17	13/12/17	9	217
20170070000000000189	Mantenimiento (programada)	SLI	25/09/17	25/09/17	4.93	177
20170070000000000190	Mantenimiento (programada)	SLI	26/09/17	26/09/17	10.53	213
20170070000000000209	No Programada - Acción de terceros	AMT	21/10/17	21/10/17	0.1	22167
20170070000000000151	No Programada - Acción de terceros	SLI	03/08/17	03/08/17	0.8	7080

20170070000000000249	No Programada - Acción de terceros	AMT	20/11/17	20/11/17	20/11/17	0.05	21940
20170070000000000095	No Programada - Acción de terceros	SLI	16/05/17	16/05/17	16/05/17	0.57	13066
20170070000000000114	No Programada - Acción de terceros	AMT	23/06/17	23/06/17	23/06/17	0.12	13149
20170070000000000072	No Programada - Acción de terceros	SLI	30/03/17	30/03/17	30/03/17	2.13	1383
20170070000000000053	No Programada - Acción de terceros	AMT	14/03/17	14/03/17	14/03/17	4.98	12716
20170070000000000252	No Programada - Falla	SLI	22/11/17	22/11/17	22/11/17	1.67	7237
20170070000000000248	No Programada - Falla	SLI	19/11/17	19/11/17	19/11/17	2.27	7237
20170070000000000255	No Programada - Falla	SLI	23/11/17	23/11/17	23/11/17	1.83	1186
20170070000000000164	No Programada - Falla	SLI	05/08/17	06/08/17	06/08/17	0.38	13493
20170070000000000124	No Programada - Falla	SLI	05/07/17	05/07/17	05/07/17	4.35	1293
20170070000000000125	No Programada - Falla	SLI	06/07/17	06/07/17	06/07/17	0.05	1293
20170070000000000126	No Programada - Falla	SLI	06/07/17	06/07/17	06/07/17	0.05	1293
20170070000000000127	No Programada - Falla	SLI	07/07/17	07/07/17	07/07/17	0.05	1293
20170070000000000128	No Programada - Falla	SLI	07/07/17	07/07/17	07/07/17	11.85	1293
20170070000000000263	No Programada - Falla	SLI	27/11/17	27/11/17	27/11/17	0.05	1186
20170070000000000226	No Programada - Falla	AMT	02/11/17	02/11/17	02/11/17	0.98	13631
20170070000000000221	No Programada - Falla	SLI	28/10/17	28/10/17	28/10/17	0.05	7394
20170070000000000239	No Programada - Falla	AMT	15/11/17	15/11/17	15/11/17	0.05	13328
20170070000000000109	No Programada - Falla	AMT	18/06/17	18/06/17	18/06/17	0.05	13149
20170070000000000177	No Programada - Falla	AMT	24/08/17	24/08/17	24/08/17	0.05	13493
20170070000000000133	No Programada - Falla	SLI	10/07/17	10/07/17	10/07/17	5.29	1293
20170070000000000134	No Programada - Falla	SLI	10/07/17	10/07/17	10/07/17	0.1	1293
20170070000000000135	No Programada - Falla	SLI	11/07/17	11/07/17	11/07/17	0.05	1294
20170070000000000137	No Programada - Falla	SLI	12/07/17	12/07/17	12/07/17	0.13	1294
20170070000000000138	No Programada - Falla	SLI	14/07/17	14/07/17	14/07/17	0.1	1294
20170070000000000146	No Programada - Falla	SLI	16/07/17	16/07/17	16/07/17	0.08	1294
20170070000000000147	No Programada - Falla	SLI	17/07/17	17/07/17	17/07/17	0.05	1294
20170070000000000087	No Programada - Falla	SLI	17/04/17	17/04/17	17/04/17	0.15	924
20170070000000000229	No Programada - Falla	SLI	03/11/17	03/11/17	03/11/17	0.05	7173
20170070000000000150	No Programada - Falla	SLI	02/08/17	02/08/17	02/08/17	0.72	7077
20170070000000000261	No Programada - Falla	SLI	27/11/17	27/11/17	27/11/17	12	7250

20170070000000000231	No Programada – Falla	SLI	05/11/17	05/11/17	0.6	7236
20170070000000000219	No Programada – Falla	SLI	26/10/17	26/10/17	0.05	213
20170070000000000052	No Programada – Falla	SLI	13/03/17	13/03/17	0.05	5602
20170070000000000187	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	21/09/17	21/09/17	0.05	7340
20170070000000000188	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	21/09/17	21/09/17	0.05	7340
20170070000000000195	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	07/10/17	07/10/17	0.98	5957
20170070000000000196	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	07/10/17	07/10/17	0.05	7125
20170070000000000200	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	08/10/17	08/10/17	0.05	5957
20170070000000000201	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	08/10/17	08/10/17	0.05	5957
20170070000000000202	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	08/10/17	08/10/17	0.05	7124
20170070000000000203	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	08/10/17	08/10/17	5.29	7125
20170070000000000205	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	17/10/17	17/10/17	0.1	7129
20170070000000000217	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	25/10/17	25/10/17	0.05	7145
20170070000000000208	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	20/10/17	20/10/17	0.13	7379
20170070000000000210	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	24/10/17	24/10/17	0.1	13607
20170070000000000212	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	24/10/17	24/10/17	0.08	7138
20170070000000000213	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	24/10/17	24/10/17	0.05	7138
20170070000000000175	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	17/08/17	17/08/17	0.05	7338
20170070000000000272	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	12/12/17	12/12/17	0.15	21991
20170070000000000273	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	13/12/17	13/12/17	0.05	7419
20170070000000000277	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	16/12/17	16/12/17	0.05	7262
20170070000000000278	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	18/12/17	18/12/17	0.1	13378
20170070000000000279	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	19/12/17	19/12/17	0.17	13375
20170070000000000282	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	26/12/17	26/12/17	0.72	26671
20170070000000000283	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	26/12/17	26/12/17	0.08	7265
20170070000000000284	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	27/12/17	27/12/17	13.97	7186
20170070000000000265	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	01/12/17	01/12/17	12	7250
20170070000000000254	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	23/11/17	23/11/17	0.6	7397
20170070000000000238	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	14/11/17	14/11/17	7.38	7237
20170070000000000232	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	05/11/17	05/11/17	1.27	7157
20170070000000000233	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	09/11/17	09/11/17	12.77	7236

20170070000000000223	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	29/10/17	29/10/17	0.05	7394
20170070000000000228	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	02/11/17	02/11/17	0.05	7236
20170070000000000260	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	27/11/17	27/11/17	0.07	1186
20170070000000000251	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	22/11/17	22/11/17	2.22	7237
20170070000000000242	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	17/11/17	17/11/17	0.05	7237
20170070000000000243	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	17/11/17	17/11/17	0.4	7237
20170070000000000244	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	18/11/17	18/11/17	0.12	7397
20170070000000000014	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	20/01/17	20/01/17	0.05	12718
20170070000000000015	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	23/01/17	23/01/17	0.18	5578
20170070000000000016	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	23/01/17	24/01/17	0.4	934
20170070000000000012	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	19/01/17	20/01/17	0.05	2087
20170070000000000008	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	13/01/17	13/01/17	0.05	12718
20170070000000000002	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	04/01/17	04/01/17	2.27	12718
20170070000000000019	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	01/02/17	01/02/17	0.37	12733
20170070000000000040	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	08/03/17	08/03/17	0.05	1280
20170070000000000076	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	03/04/17	03/04/17	2.08	12798
20170070000000000077	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	03/04/17	04/04/17	0.4	924
20170070000000000078	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	05/04/17	05/04/17	0.28	12798
20170070000000000059	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	18/03/17	18/03/17	0.03	12757
20170070000000000063	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	26/03/17	26/03/17	0.05	12787
20170070000000000064	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	26/03/17	26/03/17	0.07	12787
20170070000000000065	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	26/03/17	26/03/17	0.03	12787
20170070000000000066	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	26/03/17	26/03/17	2.22	12787
20170070000000000082	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	09/04/17	09/04/17	0.05	12793
20170070000000000084	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	11/04/17	11/04/17	0.03	12793
20170070000000000088	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	21/04/17	21/04/17	0.4	12807
20170070000000000089	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	28/04/17	28/04/17	0.12	12813
20170070000000000191	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	26/09/17	26/09/17	0.05	13582
20170070000000000204	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	12/10/17	12/10/17	0.18	7366
20170070000000000199	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	08/10/17	08/10/17	0.03	5957
20170070000000000136	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	11/07/17	11/07/17	0.4	1294

2017007000000000176	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	22/08/17	22/08/17	0.03	13493
2017007000000000099	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	02/06/17	02/06/17	0.05	13128
2017007000000000100	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	05/06/17	05/06/17	0.03	13127
2017007000000000119	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	30/06/17	30/06/17	0.05	13165
2017007000000000120	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	03/07/17	03/07/17	2.27	1293
2017007000000000129	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	08/07/17	08/07/17	0.27	1273
2017007000000000130	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	08/07/17	08/07/17	0.93	1273
2017007000000000131	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	09/07/17	09/07/17	0.58	1293
2017007000000000132	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	09/07/17	09/07/17	0	1293
2017007000000000250	No Programada – Operación	SLI	21/11/17	21/11/17	0.17	1186
2017007000000000096	No Programada – Operación	AMT	20/05/17	20/05/17	0.05	13093
2017007000000000043	No Programada – Operación	SLI	09/03/17	09/03/17	1.17	1281
2017007000000000009	No Programada – Operación	SLI	17/01/17	17/01/17	0.37	5604
2017007000000000005	No Programada – Operación	SLI	08/01/17	08/01/17	0.05	5579
2017007000000000194	No Programada – Operación	SLI	03/10/17	03/10/17	2.08	213
2017007000000000246	No Programada – Operación	SLI	18/11/17	18/11/17	0.4	7397
2017007000000000271	No Programada – Operación	SLI	12/12/17	12/12/17	0.28	5609

ANEXO A.3 INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL ALIMENTADOR DE CACHIMAYO: CA-01 DEL AÑO 2018

Código Interrupción	Tipo	Tipo equipo	F.H-Inicio	F.H-Fin	Duración	Clientes Afectados
2018007000000000006	Expansión y Reforzamiento (programada)	AMT	16/01/18	16/01/18	1.9	22344
2018007000000000315	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	04/05/18	04/05/18	7.8	6070
20180070000000000317	Expansión y Reforzamiento (programada)	SLI	06/05/18	06/05/18	9.78	7321
2018007000000000009	Mantenimiento (programada)	SLI	20/01/18	20/01/18	8.95	6414
2018007000000000011	Mantenimiento (programada)	SLI	21/01/18	21/01/18	8.92	6414
2018007000000000366	Mantenimiento (programada)	AMT	28/05/18	28/05/18	0.83	22633
2018007000000000367	Mantenimiento (programada)	SLI	28/05/18	28/05/18	2.77	45
2018007000000000365	No Programada – Falla	AMT	24/05/18	24/05/18	0.15	13834
2018007000000000339	No Programada – Falla	SLI	12/05/18	12/05/18	3.7	1326
2018007000000000030	No Programada – Falla	SLI	04/02/18	04/02/18	1.37	587

20180070000000000116	No Programada – Falla	SLI	20/02/18	20/02/18	0.05	7049
2018007000000000000003	No Programada – Falla	SLI	09/01/18	10/01/18	14.35	1177
2018007000000000000002	No Programada – Falla	SLI	08/01/18	08/01/18	0.05	7303
2018007000000000000026	No Programada – Falla	SLI	04/02/18	04/02/18	4.32	1190
2018007000000000000297	No Programada – Falla	SLI	27/04/18	28/04/18	9.43	1178
2018007000000000000121	No Programada – Falla	SLI	28/02/18	01/03/18	13.48	1174
2018007000000000000356	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	03/05/18	04/05/18	20.68	148
2018007000000000000357	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	04/05/18	04/05/18	3.28	272
2018007000000000000358	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	07/05/18	07/05/18	1.83	46
2018007000000000000360	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	21/05/18	21/05/18	0.33	2165
2018007000000000000354	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	02/05/18	02/05/18	4.5	193
2018007000000000000299	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	28/04/18	28/04/18	0.05	13815
2018007000000000000290	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	24/04/18	24/04/18	2.57	58
2018007000000000000285	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	02/04/18	02/04/18	3.53	157
2018007000000000000284	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	02/04/18	03/04/18	23.22	46
2018007000000000000209	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	06/02/18	06/02/18	7.43	216
2018007000000000000314	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	02/05/18	02/05/18	0.03	7339
2018007000000000000295	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	27/04/18	27/04/18	0.03	7339
2018007000000000000294	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	27/04/18	27/04/18	0.03	7339
2018007000000000000308	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	30/04/18	30/04/18	4.97	62
2018007000000000000307	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	27/04/18	28/04/18	11.42	79
2018007000000000000313	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	02/05/18	02/05/18	0.05	7339
2018007000000000000312	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	28/04/18	28/04/18	3.42	156
2018007000000000000163	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	16/01/18	16/01/18	2.23	187
2018007000000000000187	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	17/02/18	17/02/18	6.3	7
2018007000000000000321	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	04/05/18	04/05/18	3.52	216
2018007000000000000217	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	23/03/18	23/03/18	5.03	216
2018007000000000000214	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	24/03/18	24/03/18	0.05	7304
2018007000000000000231	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	28/03/18	28/03/18	0.05	7467
2018007000000000000228	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	27/03/18	27/03/18	0.05	7467
2018007000000000000227	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	24/03/18	24/03/18	9.6	98

20180070000000000226	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	25/03/18	25/03/18	3.63	240
20180070000000000238	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	30/03/18	30/03/18	0.4	7
20180070000000000237	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	30/03/18	30/03/18	0.32	70
20180070000000000222	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	24/03/18	24/03/18	2.58	22
20180070000000000281	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	22/04/18	22/04/18	1.33	30
20180070000000000257	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	09/04/18	09/04/18	2.35	187
20180070000000000255	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	08/04/18	08/04/18	3.8	766
20180070000000000252	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	07/04/18	07/04/18	1.04	7469
20180070000000000250	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	06/04/18	06/04/18	0.28	563
20180070000000000249	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	05/04/18	05/04/18	1.38	240
20180070000000000247	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	04/04/18	04/04/18	3.98	187
20180070000000000246	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	04/04/18	04/04/18	0.02	7306
20180070000000000245	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	03/04/18	03/04/18	7.28	18
20180070000000000241	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	29/03/18	29/03/18	2.97	216
20180070000000000388	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	13/05/18	13/05/18	0.35	269
20180070000000000274	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	04/04/18	05/04/18	17.03	271
20180070000000000271	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	09/04/18	09/04/18	7.33	118
20180070000000000270	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	14/04/18	14/04/18	5.1	564
20180070000000000268	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	18/04/18	18/04/18	0.05	22469
20180070000000000343	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	13/05/18	13/05/18	4.37	30
20180070000000000327	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	07/05/18	07/05/18	8.03	148
20180070000000000330	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	03/05/18	03/05/18	3.63	104
20180070000000000394	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	28/04/18	28/04/18	8.22	355
20180070000000000395	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	30/04/18	01/05/18	20.43	46
20180070000000000396	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	28/04/18	28/04/18	3.02	937
20180070000000000347	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	16/05/18	16/05/18	3.93	76
20180070000000000044	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	01/01/18	01/01/18	2.3	588
20180070000000000045	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	02/01/18	02/01/18	3.93	146
20180070000000000046	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	03/01/18	03/01/18	3.45	144
20180070000000000041	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	18/02/18	18/02/18	0.48	7420
20180070000000000042	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	18/02/18	18/02/18	0.04	7473

201800700000000000032	No Programada - Fenómenos naturales	AMT	07/02/18	07/02/18	0.05	13676
201800700000000000064	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	06/01/18	06/01/18	6.42	196
201800700000000000060	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	05/01/18	05/01/18	3.77	187
201800700000000000048	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	03/01/18	03/01/18	6.97	30
201800700000000000055	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	03/01/18	03/01/18	3.97	172
201800700000000000056	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	04/01/18	04/01/18	3.85	269
201800700000000000035	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	08/02/18	08/02/18	0.04	7473
201800700000000000037	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	08/02/18	08/02/18	0.04	7473
201800700000000000071	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	09/01/18	10/01/18	32.67	78
201800700000000000073	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	10/01/18	10/01/18	3.15	53
201800700000000000089	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	18/01/18	18/01/18	3.75	772
201800700000000000090	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	18/01/18	18/01/18	3.47	196
201800700000000000092	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	20/01/18	20/01/18	2.95	269
201800700000000000093	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	22/01/18	22/01/18	0.78	258
201800700000000000097	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	06/02/18	06/02/18	8.87	78
201800700000000000101	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	07/02/18	08/02/18	24.57	2152
201800700000000000117	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	21/02/18	21/02/18	0.05	7049
201800700000000000118	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	22/02/18	22/02/18	0.17	7473
201800700000000000113	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	09/02/18	09/02/18	5.2	269
201800700000000000128	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	02/03/18	02/03/18	1.73	68
201800700000000000131	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	01/03/18	01/03/18	6.33	5
201800700000000000132	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	03/03/18	03/03/18	0.82	104
201800700000000000133	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	02/03/18	02/03/18	7.63	46
201800700000000000135	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	05/01/18	05/01/18	3.7	58
201800700000000000138	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	07/03/18	07/03/18	2.72	46
201800700000000000141	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	14/03/18	14/03/18	3.62	216
201800700000000000147	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	23/02/18	23/02/18	3.43	240
201800700000000000149	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	22/02/18	22/02/18	0.23	155
201800700000000000155	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	03/01/18	03/01/18	3.55	217
201800700000000000191	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	19/02/18	19/02/18	5.48	393
201800700000000000192	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	19/02/18	20/02/18	29.37	155

20180070000000000196	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	21/02/18	21/02/18	2.15	177
20180070000000000197	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	21/02/18	21/02/18	6.5	45
20180070000000000199	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	23/02/18	23/02/18	9.17	176
20180070000000000173	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	07/02/18	07/02/18	1.87	155
20180070000000000174	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	07/02/18	07/02/18	2.97	217
20180070000000000175	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	08/02/18	08/02/18	3.23	187
20180070000000000177	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	09/02/18	09/02/18	2.17	105
20180070000000000179	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	10/02/18	10/02/18	0.58	58
20180070000000000180	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	10/02/18	10/02/18	5.62	42
20180070000000000013	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	17/01/18	17/01/18	3.33	18
20180070000000000025	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	04/02/18	04/02/18	0.03	7314
20180070000000000375	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	30/05/18	30/05/18	0.03	7353
20180070000000000272	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	07/04/18	07/04/18	3.97	213
20180070000000000382	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	31/05/18	31/05/18	2.92	76
20180070000000000399	No Programada - Fenómenos naturales	SLI	08/06/18	08/06/18	1.45	228
20180070000000000031	No Programada - Operación	SLI	06/02/18	06/02/18	0.05	5403
20180070000000000019	No Programada - Operación	SLI	23/01/18	23/01/18	2.78	213
20180070000000000124	No Programada - Operación	AMT	03/03/18	03/03/18	0.23	13696
20180070000000000114	No Programada - Operación	SLI	20/02/18	20/02/18	0.6	2831
20180070000000000014	No Programada - Operación	SLI	17/01/18	17/01/18	6.47	187
20180070000000000340	No Programada - Operación	SLI	13/05/18	13/05/18	4.67	1070
20180070000000000344	No Programada - Operación	SLI	14/05/18	14/05/18	7.62	1156

ANEXO A.4 ESPECIFICACIONES DE PARARRAYOS DE LÍNEA

Reference referencia	Voltaje nominal Kv	MCOV kV (rms)	TOV			Voltaje residual impulso tipo rayo (8/20us)					Voltaje residual impulso tipo maniobra (30/75us)	
			15seg	10seg	5kA	10kA	20kA	40kA	250A	500A		
			kV	kV	kV	kA	kA	kA	kA	kA	kA	
PY003001	3.00	2.55	3.39	3.18	9.07	9.88	10.91	12.37	6.80	7.00		
PY006001	6.00	5.10	6.78	6.36	18.14	19.76	21.82	24.73	13.60	14.00		
PY009001	9.00	7.65	10.17	9.54	27.22	29.65	32.72	37.10	20.30	21.00		
PY010001	10.00	8.50	11.30	10.60	31.08	33.86	37.37	42.37	22.60	23.30		
PY018001	18.00	15.30	20.34	19.08	54.43	59.29	65.45	74.20	40.70	41.90		
PY021001	21.00	17.85	23.73	22.26	63.50	69.17	76.36	86.56	47.50	48.90		
PY024001	24.00	20.40	27.12	25.44	72.58	79.06	87.26	98.93	54.20	55.90		
PY027001	27.00	22.95	30.51	26.62	81.65	88.94	98.17	111.29	61.00	62.90		
PY033001	33.00	28.05	37.29	34.96	99.79	108.70	119.99	136.03	74.60	76.80		
PY036001	36.00	30.60	40.68	38.16	108.86	118.58	130.90	148.39	81.40	83.80		
PY039001	39.00	33.15	44.07	41.34	117.94	128.47	141.80	160.76	88.10	90.80		
PY042001	42.00	35.70	47.46	44.52	127.01	138.35	152.71	173.12	94.90	97.80		
PY045001	45.00	38.25	50.85	47.70	136.08	148.23	163.62	185.49	101.70	104.80		
PY048001	48.00	40.80	54.24	50.88	145.15	158.11	174.53	197.86	108.50	111.70		
PY051001	51.00	43.35	57.63	54.06	154.22	167.99	185.44	210.22	115.30	118.70		
PY054001	51.00	45.90	61.02	57.24	163.30	177.88	196.34	222.59	122.00	125.70		

ANEXO A.5 DATOS TÉCNICOS DEL AISLADOR DE PORCELANA DE TIPO PIN CLASE ANSI 56-2

CARACTERÍSTICAS	ANSI 56-2 (PORCELANA)
Clase ANSI	56-2
Material aislante	Porcelana
Norma de fabricación	ANSI C 29.6
DIMENSIONES	
Diámetro máximo	229mm
Altura	165mm
Longitud de línea de fuga	432mm
Diámetro de agujero para acoplamiento	35mm
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Resistencia a la flexion	13kN
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tensión de flameo a baja frecuencia : en seco	110kV
Tensión de flameo a baja frecuencia : en lluvia	70kV
TENSION CRITICA DE FLAMEO AL IMPULSO	
Positiva	175kVp
Negativa	225kVp
Tensión de perforación	145kV
CARACTERÍSTICAS DE RADIO INTERFERENCIA	
Prueba de tensión eficaz a tierra para interferencia	22kV
Tensión máxima de radio interferencia a 1000kHz, en aislador tratado con barniz semiconductor	100uV
Material del roscado del agujero para la espiga de cabeza de plomo	En la porcelana

ANEXO A.6 DATOS TÉCNICOS DEL AISLADOR DE PORCELANA DE TIPO PIN CLASE ANSI 56-3

CARACTERÍSTICAS	ANSI 56-3 (PORCELANA)
Clase ANSI	56-3
Material aislante	Porcelana
Norma de fabricación	ANSI C 29.6
DIMENSIONES	
Diámetro máximo	266mm
Altura	190mm
Longitud de línea de fuga	533mm
Diámetro de agujero para acoplamiento	35mm
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Resistencia a la flexion	13kN

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tensión de flameo a baja frecuencia: en seco	125kV
Tensión de flameo a baja frecuencia: en lluvia	80kV
TENSION CRITICA DE FLAMEO AL IMPULSO	
Positiva	200kVp
Negativa	265kVp
Tensión de perforación	165kV
CARACTERÍSTICAS DE RADIO INTERFERENCIA	
Prueba de tensión eficaz a tierra para interferencia	30kV
Tensión máxima de radio interferencia a 1000kHz, en aislador tratado con barniz semiconductor	200uV
Material del roscado del agujero para la espiga de cabeza de plomo	En la porcelana

ANEXO A.7 DATOS TÉCNICOS DEL AISLADOR DE PORCELANA DE TIPO PIN CLASE ANSI 56-4

CARACTERÍSTICAS	ANSI 56-4 (PORCELANA)
Clase ANSI	56-4
Material aislante	Porcelana
Norma de fabricación	ANSI C 29.6
DIMENSIONES	
Diámetro máximo	304mm
Altura	241mm
Longitud de línea de fuga	685mm
Diámetro de agujero para acoplamiento	35mm
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Resistencia a la flexión	13kN
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tensión de flameo a baja frecuencia : en seco	140kV
Tensión de flameo a baja frecuencia : en lluvia	95kV
TENSION CRITICA DE FLAMEO AL IMPULSO	
Positiva	225kVp
Negativa	310kVp
Tensión de perforación	185kV
CARACTERÍSTICAS DE RADIO INTERFERENCIA	
Prueba de tensión eficaz a tierra para interferencia	30kV
Tensión máxima de radio interferencia a 1000kHz, en aislador tratado con barniz semiconductor	200uV
Material del roscado del agujero para la espiga de cabeza de plomo	En la porcelana

ANEXO A.8 DATOS TÉCNICOS DEL AISLADOR RPP-25

CARACTERÍSTICAS	RPP
Material aislante	Porcelana
DIMENSIONES	
Diámetro	90mm
Altura	517mm
Longitud de línea de fuga	810mm
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Carga de trabajo	45kN
Peso máximo	1.55kg
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tensión disruptiva crítica de impulso positiva	250kV
Tensión disruptiva crítica de impulso negativa	265Kv
Tensión máxima de descarga en seco	160kV
Tensión máxima de descarga en lluvia	140Kv
Tensión mínima de perforación	160kV
Voltaje típico de aplicación	25/35kV
CARACTERÍSTICAS DE RADIO INTERFERENCIA	
Prueba de tensión eficaz a tierra para interferencia	44kV
Tensión máxima de radio interferencia a 1000kHz, en aislador tratado con barniz semiconductor	200uV
Material del roscado del agujero para la espiga de cabeza de plomo	En la porcelana

ANEXO A.9 DATOS TÉCNICOS DE LOS PARARRAYOS DE SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN EXISTENTES

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS
Tipo	Autovalvulares
Tensión nominal de la red	22.9Kv
Tensión nominal de pararrayos	21Kv
Tensión de operación continua	17Kv
Corriente nominal de descarga	10Ka
Nivel de aislamiento	125Kv
Línea de fuga	1030mm
Frecuencia	60HZ
Nº de pararrayos de subestación	419

ANEXO A.10 DATOS TÉCNICOS DE LOS PARARRAYOS DE LÍNEA EXISTENTES

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS
Tipo	Autovalvulares
Tensión nominal de la red	22.9Kv
Tensión nominal de pararrayos	21Kv

Tensión de operación continua	17Kv
Corriente nominal de descarga	10Ka
Nivel de aislamiento	125kV
Longitud de línea de fuga	1030mm
Frecuencia	60HZ
N° de pararrayos de línea	47

ANEXO A.11 DATOS TÉCNICOS DE LOS PARARRAYOS DE LÍNEA PROPUESTOS

PARARRAYOS DE LÍNEA DE ÓXIDO METÁLICO DE ZINC 27KV

DESCRIPCIÓN	VALOR AFECTADO
DATOS GENERALES	
Fabricante	TE Connectivity
País de origen	India
Modelo	TLPPAA2-27
Tipo	Oxido metálico
Norma	IEC-60099-4
Montaje	Exterior
Clase	21
Altitud de instalación	>4000 m.s.n.m
Tipo de conductor de la línea	Intemperie
Sección de conductor de la línea	25 a 120mm ²
DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS	
Frecuencia	60HZ
Tensión de sistema	22.9kV
Tensión nominal (Ur)	27kV
Tensión de operación continua (MCOV)	22kV
Sobretensión temporal a 1s	30.2kV
Corriente nominal de descarga	10kA
Capacidad de disipación de energía (doble impulso)	4.5 kJ/Kv
Tensión residual máximo al impulso tipo maniobra a 500A	57kV
Tensión residual máximo al impulso tipo descarga atmosférica a:	
5Ka	67.1kV
10Ka	72.2kV
15Ka	79.4kV
Aislador de cuerpo	Goma Silicona
El BIL de los equipos a proteger	250kV
Línea de fuga de pararrayos	1125mm