

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**



**COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y ANÁLISIS DE
SOBRETENSIONES TRANSITORIAS ATMOSFÉRICAS
PARA LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN DE 22.9KV
- CHUMBIVILCAS**

TESIS

PRESENTADA POR:

Bach. PARCO DEMETRIO MAMANI CCOA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO – PERÚ

2018

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERA MECÁNICA ELÉCTRICA

**“COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES
TRANSITORIAS ATMOSFÉRICAS PARA LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA
TENSIÓN DE 22.9KV – CHUMBIVILCAS”**

TESIS PRESENTADA POR:

PARCO DEMETRIO MAMANI CCOA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

FECHA DE SUSTENTACIÓN: 13-jul-2018

APROBADO POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

PRESIDENTE:

M.Sc. ROBERTO JAIME QUIROZ SOSA

PRIMER MIEMBRO:

M.Sc. JUAN RENZO ILLACUTIPA MAMANI

SEGUNDO MIEMBRO:

Ing. FELIPE CONDORI CHAMBILLA

DIRECTOR / ASESOR:

M.Sc. LEONARDO PAYÉ COLQUEHUANCA

ÁREA : ELECTRICIDAD.

TEMA : SISTEMAS DE DISTRIBUCION Y PROTECCION.



DEDICATORIA

A mis padres Gladys y Demetrio, por ser el pilar más importante que con su cariño, buenos sentimientos, hábitos y valores, lo cual me ha ayudado a salir adelante en momentos más difíciles de mi vida estudiantil como personal. gracias por vuestra paciencia y esos consejos sabios que siempre tienen para mis enojos, tristezas y momentos felices y sobre todo gracias por el amor tan grandes que me dan.

A mis hermanos José, David y mi hermana Edith, por la confianza y el apoyo durante la universidad y gracias también por ayudarme a crecer interiormente.

A luz marina por su valioso apoyo en cada decisión que tomara, por la paciencia y entrega para conmigo, te dedico y agradezco porque gracias a ti puedo con alegría presentar el desarrollo de esta tesis.

AGRADECIMIENTO

Primero que todo a Dios por estar en mi familia y haberme permitido llegar a estas instancias de mi vida y conseguir este sueño tan anhelado.

A mis padres Gladys y Demetrio, porque en todo momento han estado a mi lado, confiaron en mí y me han guiado por el mejor camino para convertirme en una persona de bien, con principios y valores.

Un agradecimiento especial por la comprensión y el ánimo que me brindaron de mi familia y amigos.

A la Universidad Nacional del Altiplano, a la escuela profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, por abrirnos las puertas y darnos la oportunidad de realizar mis estudios y los conocimientos impartidos a lo largo de mi formación profesional.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	22
ABSTRACT	23
CAPITULO I	24
1. INTRODUCCIÓN.....	24
1.1. EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN	25
1.2. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	28
1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	29
1.4. IMPORTANCIA Y UTILIDAD DEL ESTUDIO	30
1.5. OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN	30
1.5.1. OBJETIVO GENERAL.....	30
1.5.2. OBJETIVO ESPECIFICO	31
1.6. CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA DE INVESTIGACIÓN	31
CAPITULO II	32
2. REVISIÓN DE LITERATURA.....	32
2.1. MARCO TEÓRICO.....	32
2.1.1. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	32
2.1.1.1. Aislamiento externo	32
2.1.1.2. Aislamiento interno	33
2.1.1.3. Aislamiento autorecuperables.....	33
2.1.1.4. Aislamiento no autorecuperables.....	33
2.1.2. NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO.....	33
2.1.3. TENSIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN DE UNA RED ELÉCTRICA	36
2.1.3.1. Tensión permanente.....	36
2.1.3.2. Tensión nominal del sistema	36
2.1.3.3. Tensión máxima del sistema	36

2.1.3.4. Tensión máxima de operación del material	37
2.1.3.5. Condición ambiental de la red eléctrica	37
2.1.3.6. Factor de corrección por altura.....	38
2.1.4. SOBRETENSIONES.....	39
2.1.4.1. Sobretensiones temporales.....	40
2.1.4.1.1. Fallas a tierra	40
2.1.4.1.2. Perdidas de carga.....	40
2.1.4.1.3. Resonancia.....	41
2.1.4.2. Sobretensiones de frente lento.....	41
2.1.4.2.1. Despeje de fallas	42
2.1.4.3. Sobretensiones de frente rápido.....	42
2.1.4.3.1. Sobretensión en líneas aéreas	43
2.1.4.3.2. Sobretensión en subestaciones.....	43
2.1.4.4. Sobretensiones de frente muy rápido.....	44
2.1.4.4.1. Transitorios internos	44
2.1.4.4.2. Transitorios externos	44
2.1.5. SOBRETENSIONES ORIGINADAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS (RAYO).....	45
2.1.5.1. Mecanismo del fenómeno del rayo.....	47
2.1.5.2. Tipo de descargas atmosféricas (rayo)	49
2.1.5.3. Parámetros del rayo	51
2.1.5.3.1. Parámetros de incidencia del rayo.....	52
2.1.5.3.2. Parámetro de forma del impulso de la corriente del rayo	56
2.1.5.3.3. Parámetro de amplitud de corriente del rayo	57
2.1.6. EFECTOS DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LÍNEAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN	58

2.1.6.1. Descarga directa	59
2.1.6.2. Descarga sobre estructuras y cable de guarda	61
2.1.6.3. Descargas inducidas	64
2.1.7. MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	64
2.1.7.1. Método de apantallamiento y modelo electrogeométrico	65
2.1.7.1.1. Modelo electrogeométrico.....	65
2.1.7.1.2. Espacio no cubierto por el apantallamiento	69
2.1.7.1.3. Apantallamiento efectivo.....	70
2.1.7.1.4. Angulo de apantallamiento	71
2.1.7.1.5. Intensidad máxima de falla de apantallamiento	72
2.1.7.1.6. Tasa de salida por descargas atmosféricas.....	74
2.1.7.2. Aisladores.....	76
2.1.7.2.1. Material de los aisladores	76
2.1.7.2.2. Cálculo del aislamiento para líneas eléctricas para el aislamiento al impulso tipo rayo	81
2.1.7.2.3. Cálculo del aislamiento para línea eléctrica para el aislamiento a frecuencia industrial	82
2.1.7.3. Descargador de sobretensión o pararrayos	83
2.1.7.3.1. Características del pararrayo.....	84
2.1.7.3.2. Pararrayos utilizados en sistema de distribución	85
2.1.7.3.3. Funcionamiento del pararrayos	87
2.1.7.3.4. Criterio para el Cálculo de pararrayos	89
2.1.7.4. Selección de nivel de aislamiento.....	92
2.1.7.4.1. Tensión soportada al impulso tipo atmosférico (BIL)	92
2.1.7.4.2. Tensión soportada al impulso tipo maniobra (BSL)	93
2.1.7.4.3. Factor de seguridad (K_F).....	93

2.1.7.5. Puestas a tierra	94
2.1.7.5.1. Resistencia del terreno (ρ).....	94
2.1.7.5.2. Resistencia de puesta a tierra	97
2.1.8. Distancias minimas de seguridad	99
2.1.9. CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS.....	101
2.1.10. PROGRAMA ATP/EMTP E INTERFAZ GRÁFICA ATPDRAW .	103
2.1.10.1. Programa de simulación APT/EMTP.....	103
2.1.10.2. Estructura de funcionamiento del ATP	103
2.1.10.2.1. Estructura interna del ATP	104
2.1.10.2.2. Estructura externa del ATP	105
2.1.10.3. Componentes y aplicaciones del ATP	106
2.1.10.3.1. Número de elementos.....	106
2.1.10.3.2. Aplicaciones	107
2.1.11. IMPLEMENTACIÓN DE ELEMENTOS EN EL ATPDRAW.....	107
2.1.11.1. Descarga atmosférica	108
2.1.11.2. Implementación de línea de distribución	108
2.1.11.3. Implementación de estructuras	109
2.1.11.4. Implementación de aisladores	110
2.1.11.5. Implementación de puesta a tierra.....	111
2.1.11.6. Implementación de pararrayos.....	111
2.2. MARCO CONCEPTUAL.....	113
2.3. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN	113
2.3.1. HIPÓTESIS GENERAL	113
2.3.2. HIPÓTESIS ESPECIFICA	114
CAPITULO III	115
3. MATERIALES Y MÉTODOS	115

3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	115
3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN	115
3.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS	117
3.4. PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS	117
3.5. PROCEDIMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS.....	117
CAPITULO IV	118
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	118
4.1. RESULTADOS	118
4.1.1. EVALUACION ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO EN ESTUDIO	118
4.1.1.1. Subestación de distribución	118
4.1.1.2. Estructuras de la línea de distribución	120
4.1.1.3. Línea de distribución primaria	123
4.1.1.4. Tipo de aisladores	124
4.1.1.5. Pararrayos de línea	125
4.1.1.6. Puesta a tierra	130
4.1.1.7. Evaluación de la calidad de servicios eléctricos	137
4.1.2. DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	142
4.1.2.1. Condiciones de operación del sistema eléctrico	142
4.1.2.2. Factor de corrección por altura	143
4.1.2.3. Selección de pararrayos	143
4.1.2.3.1. Máxima tensión de operación continua (MCOV)	143
4.1.2.3.2. Sobretensiones temporales a frecuencia industrial (TOV)....	144
4.1.2.3.3. Tensión máxima del pararrayo (Ur)	144
4.1.2.3.4. Nivel de protección para impulso tipo atmosférico (NPR)....	145
4.1.2.3.5. Nivel de protección para impulso de maniobra (NPM).....	146
4.1.2.3.6. Longitud mínima de línea de fuga del pararrayo.....	146

4.1.2.3.7. Selección de aislamiento	146
4.1.2.4. Selección de aisladores	149
4.1.2.4.1. Longitud de fuga necesario por contaminación	150
4.1.2.4.2. Aislamiento necesario para sobretensión tipo impulso atmosférico	150
4.1.2.4.3. Aislamiento necesario para sobretensión a frecuencia industrial	152
4.1.3. CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN EN EL ATP	153
4.1.3.1. Modelo descarga atmosférica	153
4.1.3.2. Línea de distribución.....	154
4.1.3.3. Estructuras.....	155
4.1.3.4. Resistencia de puesta a tierra	156
4.1.3.5. Aisladores	157
4.1.3.6. Pararrayos	158
4.1.4. MODELO IMPLEMENTADO EN EL ATP/EMTP DE LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN	159
4.1.4.1. Modelo actual de la línea de distribución.....	159
4.1.4.2. Modelo de la línea implementado con pararrayos	159
4.1.4.3. Modelo de la línea implementado con cable de guarda.....	160
4.1.4.4. Modelo de la línea implementado con cable de guarda y pararrayos.....	160
4.1.5. SIMULACION DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL ATP/EMTP.....	161
4.1.5.1. Simulación descarga atmosférica en conductor de fase.....	161
4.1.5.2. Simulación descarga atmosférica en el conductor de fase con pararrayos.....	164

4.1.5.3. Simulación descarga atmosférica en el sistema implementado con cable de guarda	168
4.1.5.4. Simulación descarga atmosférica en el sistema implementado con cable de guarda y pararrayos	171
4.2. DISCUSIÓN.....	175
5. CONCLUSIONES.....	178
6. RECOMENDACIONES.....	180
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	181
ANEXOS	184

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 2.1: Forma de Onda normalizada de impulso tipo rayo.....	42
Figura N° 2.2: Descarga atmosférica típica de polaridad negativa.....	46
Figura N° 2.3: Formación de la descarga nube – tierra.....	48
Figura N° 2.4: Formación del Canal del Líder positivo y negativo.	48
Figura N° 2.5: Tipos de rayos entre nube y tierra.....	51
Figura N° 2.6: Mapa de Niveles Isoceraunicos Región Cusco.....	53
Figura N° 2.7: Mapa de niveles isoceraunicos del Perú.....	54
Figura N° 2.8: Grafico de la Densidad de Rayos y Nivel Isoceraunico.....	56
Figura N° 2.9: Onda de sobretensión Normalizada.....	57
Figura N° 2.10: Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo.	58
Figura N° 2.11: Grafico de Impacto del rayo en el conductor de fase.	60
Figura N° 2.12: Grafico de Impacto del rayo en el cable de guarda a medio vano.	61
Figura N° 2.13: Grafico de impacto del rayo en el poste.....	63
Figura N° 2.14: Modelo Electrogeométrico.....	67
Figura N° 2.15: Vista ampliada del modelo Electrogeométrico para el análisis.....	67
Figura N° 2.16: Distancia Critica del Cable de Guarda, conductor de Fase y Tierra.	69
Figura N° 2.17: Modelo electro geométrico con apantallamiento efectivo.....	70
Figura N° 2.18: Determinación del ángulo de apantallamiento.	71
Figura N° 2.19: Grafico de Apantallamiento total.	73
Figura N° 2.20: Aislador de vidrio.....	77
Figura N° 2.21: Aislador de porcelana.....	77
Figura N° 2.22: Aislador de polimérico.....	78
Figura N° 2.23: Pararrayo de SiC.....	85
Figura N° 2.24: Pararrayo de ZnO.	86
Figura N° 2.25: Resistencia de un cubo de terreno.....	95
Figura N° 2.26: Influencia de la humedad en la resistividad del terreno.....	96

Figura N° 2.27: Influencia de la temperatura en la resistividad del terreno.	97
Figura N° 2.28: Programa de soporte que interactúa con ATP.	104
Figura N° 2.29: Programas de apoyo y extensiones del ATP.	105
Figura N° 2.30: Forma de onda de la corriente del rayo en ATPDraw.	108
Figura N° 2.31: Modelo de Línea Utilizado en el ATPDraw.	109
Figura N° 2.32: Modelamiento de Aislador mediante Interruptores Controlados.	110
Figura N° 2.33: Modelo de Pararrayos en el ATPDraw.	112
Figura N° 2.34: Curva no lineal del pararrayos en el ATPDraw.	112
Figura N° 3.1: Alimentador de media tensión LL-02.	116
Figura N° 4.1: Estructuras de alineamiento existentes.	121
Figura N° 4.2: Estructuras de retención o anclaje existentes.	121
Figura N° 4.3: Estructuras tipo H de alineamiento existentes.	122
Figura N° 4.4: Estructuras tipo H de retención o anclaje existentes.	122
Figura N° 4.5: Estructuras tipo DUO y TRIO de retención o anclaje existentes.	123
Figura N° 4.6: Medición de Puesta a tierra.	130
Figura N° 4.7: Valores de Puesta a tierra alimentador LL-01.	132
Figura N° 4.8: Valores de Puesta a tierra alimentador LL-02.	135
Figura N° 4.9: Valores de Puesta a tierra alimentador LL-03.	136
Figura N° 4.10: SAIFI mes de enero 2017.	137
Figura N° 4.11: SAIFI mes de febrero 2017.	137
Figura N° 4.12: SAIFI mes de marzo 2017.	138
Figura N° 4.13: SAIFI mes de abril 2017.	138
Figura N° 4.14: SAIFI mes de mayo 2017.	138
Figura N° 4.15: SAIFI mes de junio 2017.	139
Figura N° 4.16: SAIDI mes de enero 2017.	139
Figura N° 4.17: SAIDI mes de febrero 2017.	139
Figura N° 4.18: SAIDI mes de marzo 2017.	140

Figura N° 4.19: SAIDI mes de abril 2017.	140
Figura N° 4.20: SAIDI mes de mayo 2017.	140
Figura N° 4.21: SAIDI mes de junio 2017.....	141
Figura N° 4.22: SAIFI semestre I acumulado 2017.....	141
Figura N° 4.23: SAIDI semestre I acumulado 2017.....	142
Figura N° 4.24: Representación de la corriente del rayo en ATP.....	154
Figura N° 4.25: Representación de la línea de distribución.....	155
Figura N° 4.26: Verificación de parámetros, línea de distribución.....	155
Figura N° 4.27: Geometría, longitudes e impedancia de la estructura para la línea de distribución.....	156
Figura N° 4.28: Verificación de la geometría, línea de distribución.	156
Figura N° 4.29: Representación de puesta a tierra, línea de distribución.....	157
Figura N° 4.30: Representación de aisladores en el ATP.	157
Figura N° 4.31: Representación de pararrayos en el ATP.	158
Figura N° 4.32: Representación de las características del pararrayos.....	158
Figura N° 4.33: Representación actual de la línea de distribución.	159
Figura N° 4.34: Representación de línea de distribución con pararrayos.....	159
Figura N° 4.35: Representación línea de distribución con cable de guarda... ..	160
Figura N° 4.36: Representación de línea de distribución con cable de guarda y pararrayos.....	160
Figura N° 4.37: Tensión en fases con descarga atmosférica de 10 kA y 100Ω de puesta a tierra.....	161
Figura N° 4.38: Tensión en Aisladores con descarga atmosférica de 10 kA y 100Ω de puesta a tierra.....	161
Figura N° 4.39: Tensión en fases con descarga atmosférica de 10 kA y 10Ω de puesta a tierra.....	162
Figura N° 4.40: Tensión en fases con descarga atmosférica de 30 kA y 100Ω de puesta a tierra.....	162

Figura N° 4.41: Tensión en aisladores con descarga atmosférica de 30 kA y 100Ω de puesta a tierra.....	163
Figura N° 4.42: Tensión en fases con descarga atmosférica de 30 kA y 10Ω de puesta a tierra.....	163
Figura N° 4.43: Tensión en fases con descarga atmosférica de 10 kA y 100Ω de puesta a tierra.....	164
Figura N° 4.44: Tensión en aislador con descarga atmosférica de 10 kA y 100Ω de puesta a tierra.....	164
Figura N° 4.45: Tensión en fases con descarga atmosférica de 10 kA y 10Ω de puesta a tierra.....	165
Figura N° 4.46: Tensión en aislador con descarga atmosférica de 10 kA y 10Ω de puesta a tierra.....	165
Figura N° 4.47: Tensión en fases con descarga atmosférica de 30 kA y 100Ω de puesta a tierra.....	166
Figura N° 4.48: Tensión en aislador con descarga atmosférica de 30 kA y 100Ω de puesta a tierra.....	166
Figura N° 4.49: Tensión en fases con descarga atmosférica de 30 kA y 10Ω de puesta a tierra.....	167
Figura N° 4.50: Tensión en aislador con descarga atmosférica de 30 kA y 10Ω de puesta a tierra.....	167
Figura N° 4.51: Tensión de fases con descarga atmosférica, de 10 kA y 100Ω de puesta a tierra.....	168
Figura N° 4.52: Tensión de fases con descarga atmosférica de 10 kA y 20Ω de puesta a tierra.....	168
Figura N° 4.53: Tensión de fases con descarga atmosférica de 10 kA y 10Ω de puesta a tierra.....	169
Figura N° 4.54: Tensión de fase con Descarga atmosférica, de 30 kA y 100Ω de puesta a tierra.....	169

Figura N° 4.55: Tensión de fases con Descarga atmosférica de 30 kA y 20Ω de puesta a tierra.....	170
Figura N° 4.56: Tensión de fases con descarga atmosférica de 30 kA y 10Ω de puesta a tierra.....	170
Figura N° 4.57: Tensión en fases con descarga atmosférica, de 10 kA y 100Ω de puesta a tierra.....	171
Figura N° 4.58: Tensión en aisladores con descarga atmosférica de 10 kA y 100Ω de puesta a tierra.....	171
Figura N° 4.59: Tensión de fases con descarga atmosférica de 10 kA y 10Ω de puesta a tierra.....	172
Figura N° 4.60: Tensión en aisladores con descarga atmosférica de 10 kA y 10Ω de puesta a tierra.....	172
Figura N° 4.61: Tensión en fases con descarga atmosférica de 30 kA y 100Ω de puesta a tierra.....	173
Figura N° 4.62: Tensión en aisladores con descarga atmosférica de 30 kA y 100Ω de puesta a tierra.....	173
Figura N° 4.63: Tensión en fases con descarga atmosférica de 30 kA y 10Ω de puesta a tierra.....	174
Figura N° 4.64: Tensión en aisladores con descarga atmosférica de 30 kA y 10Ω de puesta a tierra.....	174

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1.1: Resumen mensual de duración de interrupciones eléctricas del Alimentador LL-01.....	26
Tabla N° 1.2: Resumen mensual de duración de interrupciones eléctricas del alimentador LL-02.	26
Tabla N° 1.3: Resumen mensual de la duración de interrupciones eléctricas del alimentador LL-03.	27
Tabla N° 1.4: Indicadores SAIFI y SAIDI semestre I del 2017.	28
Tabla N° 2.1: Niveles de aislamiento normalizados para la gama I (1KV<Um≤245KV)	35
Tabla N° 2.2: Niveles de contaminación, parámetros de ensayo y línea de fuga mínima recomendada por la norma IEC 60071-2.	38
Tabla N° 2.3: Formas de onda de sobretensiones normalizadas IEC-60071-1.	45
Tabla N° 2.4: Coeficientes isoceraunicos del Perú.	53
Tabla N° 2.5: Ventajas y desventajas de los aisladores.....	79
Tabla N° 2.6: Nivel de aislamiento.	80
Tabla N° 2.7: Factor de Lluvia para las sobretensiones de frecuencia industrial.	83
Tabla N° 2.8: Valores de Corrientes límites de ionización.....	99
Tabla N° 2.9: Distancias horizontales entre los conductores en los soportes.	100
Tabla N° 2.10: Desempeño esperado.	102
Tabla N° 4.1: Subestación de distribución del SER Chumbivilcas.	119
Tabla N° 4.2: Subestaciones de distribución por alimentadores.	120
Tabla N° 4.3: Tipo de estructuras y material.	120
Tabla N° 4.4: Sección de conductores y longitud.....	124
Tabla N° 4.5: Características de Aisladores tipo PIN.	125
Tabla N° 4.6: Características de aisladores tipo suspensión o anclaje.	125
Tabla N° 4.7: Datos técnicos de los pararrayos.	126

Tabla N° 4.8: Pararrayos de línea existentes, alimentador LL-01.	126
Tabla N° 4.9: Pararrayos de línea existentes, alimentador LL-02.	127
Tabla N° 4.10: Pararrayos de línea existentes, alimentador LL-03.	129
Tabla N° 4.11: Valores de resistencia de PAT alimentador LL-01.	131
Tabla N° 4.12: Valores de resistencia de PAT alimentador LL-02.	133
Tabla N° 4.13: Valores de resistencia de PAT alimentador LL-03.	136
Tabla N° 4.14: Características del pararrayo.	149
Tabla N° 4.15: Resumen de características de aisladores.....	153
Tabla N° 4.16: Resumen de valores de sobretensiones por descargas atmosféricas.....	175
Tabla N° 4.17: Resumen de valores de sobretensiones por descargas atmosféricas en los aisladores.....	175

INDICE DE ANEXOS

ANEXO A: REPORTE DE INTERRUPCIONES.....	184
ANEXO B: DESEMPEÑO ESPERADO Y METAS OSINERGMIN.....	186
ANEXO C: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE AISLADORES Y PARARRAYOS.	189
ANEXO D: ELEMENTOS BÁSICOS DEL PROGRAMA ATPDRAW.	195
ANEXO E: MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA EN ESTRUCTURAS.....	203
ANEXO F: INSPECCIÓN Y CAMBIO DE AISLADORES EN ALIMENTADOR LL-02.....	207
ANEXO G: INSPECCIÓN Y CAMBIO DE PARARRAYOS EN ALIMENTADOR LL-02.....	208

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

ANSI	American National Standard Institute.
IEC	International Electrotechnical commission.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
CIGRE	Concejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos.
UNE	Norma Española; conjunto de normas, normas experimentales e informes (estándares) creados en los Comités Técnicos de Normalización (CTN).
CNE	Código Nacional de Electricidad.
NTCSER	Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico Rural.
COES	Comité de Operación Económica del Sistema.
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
SET	Subestación Eléctrica de Transformación.
AMT	Alimentador en Media Tensión.
SED	Subestación de distribución.
ELSE	Electro Sur Este S.A.A.
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index.
SAIDI	System Average Interruption Duration index.
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas.
ATP	Alternative Transients Program.
EMTP	Electromagnetic Transient Program.
SER CHUMBIVILCAS	Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas.
ARCGIS	Geographic Information System.
LL-01	Alimentador en Media Tensión Llusco – 01.
LL-02	Alimentador en Media Tensión Llusco – 02.

LL-03	Alimentador en Media Tensión Llusco – 03.
BIL	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso tipo Atmosférico.
BILd	Nivel Básico de Aislamiento de Diseño.
BSL	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso tipo Maniobra.
MCOV	Máxima Tensión de Operación Continua.
TOV	Sobretensiones Temporales a Frecuencia Industrial.
Ur	Tensión Nominal del Pararrayo.
CFO	Critical Flashover.
FC	Factor de Corrección por Altura.
Td	Nivel Isoceraunico.
Ng	Densidad de Descargas Atmosféricas.
MEG	Modelo Electrogeometrico.
SiC	Pararrayo de Carburo de Silicio.
ZnO	Pararrayo de Óxido de Zinc.
NPR	Nivel de Protección para Impulso tipo Atmosférico.
NPM	Nivel de Protección para Impulso tipo Maniobra.
PAT	Puesta a Tierra.
P_{IR}	Probabilidad de Corriente Pico de la Descarga Atmosférica.
I_R	Corriente Pico del Rayo.
Z_c	Impedancia Característica del Conductor.
r_c	Distancia de Atracción del Rayo.
α	Angulo de Apantallamiento.
V_i	Tensión de Aislamiento al Impulso Tipo Atmosférico (Rayo).
V_{fi}	Tensión de Aislamiento a Frecuencia Industrial.

RESUMEN

Uno de los problemas que afectan al diseño y operación de los sistemas eléctricos de distribución es en gran número los transitorios electromagnéticos originados por las descargas atmosféricas ya que el sistema eléctrico peruano recorre lugares con alta densidad de descargas atmosféricas; en la actualidad el sistema eléctrico de la provincia de Chumbivilcas por lo general están situados a más de 3500 m.s.n.m. por este motivo, se la ha dado gran importancia al análisis de transitorios electromagnéticos de alta frecuencia en el diseño y mantenimiento de redes eléctricas, lo que permitirá plantear mejores estrategias de coordinación de aislamiento en líneas aéreas de distribución eléctrica, en tal sentido la energía eléctrica debe ser distribuida con calidad y mayor seguridad.

El trabajo inicia con el desarrollo del marco teórico, donde se detallan aspectos fundamentales sobre coordinación de aislamiento donde se describen las sobretensiones transitorias y la implementación de descargadores de sobretensión (pararrayos), elementos críticos para hacer un adecuado estudio de transitorios electromagnéticos originados por descargas atmosféricas. En esta tesis se propone una metodología de simulación que permite el análisis de los transitorios electromagnéticos de frente de onda rápida en líneas aéreas de media tensión. La metodología se desarrolla en el presente trabajo permite seleccionar adecuadamente los equipos eléctricos y lograr condiciones óptimas de diseño y mantenimiento de líneas aéreas de media tensión. Con ello se reduce la posibilidad de daños en los equipos eléctricos como son los transformadores de distribución por efecto de las descargas atmosféricas y también minimizar la salida de las líneas aéreas de distribución por dichos fenómenos, estos significan cuantiosas pérdidas para la empresa distribuidora de energía eléctrica en la zona.

Palabras clave: distribución, transitorios electromagnéticos, descargas atmosféricas, descargadores de sobretensión.

ABSTRACT

One of the problems that affect the design and operation of electrical distribution systems is in large numbers the electromagnetic transients caused by atmospheric discharges since the Peruvian electrical system travels places with high density of atmospheric discharges; At present, the electrical system of the province of Chumbivilcas is usually located at more than 3500 m.s. for this reason, it has been given great importance to the analysis of high frequency electromagnetic transients in the design and maintenance of electrical networks, which will allow for better strategies for insulation coordination in overhead power distribution lines, in this sense electric power it must be distributed with quality and greater security.

The work begins the development of the theoretical framework, where fundamental aspects on insulation coordination are described, describing the transient overvoltage's and the implementation of surge arresters (lightning rods), critical elements to make an adequate study of electromagnetic transients originated by atmospheric discharges. This thesis proposes a simulation methodology that allows the analysis of electromagnetic transients of fast wave front in medium voltage overhead lines. The methodology developed in the present work allows to select properly the electrical equipment and to achieve optimal conditions of design and maintenance of medium voltage overhead lines. This reduces the possibility of damage to electrical equipment such as distribution transformers due to the effects of atmospheric discharges and also minimizes the distribution of overhead distribution lines due to these phenomena, which means considerable losses for the electricity distribution company in the zone.

Keywords: distribution, Electromagnetic transients, lightning, surge arresters.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Las descargas atmosféricas son un fenómeno que pone exigencias especiales a los sistemas eléctricos, su aparición es imposible de predecir y evitar, lo que, si está en la mano de la ingeniería es controlarlas, darle manejo en tierra y minimizar su impacto sobre las personas, animales o equipos que pueda afectar. Debido a la complejidad de las actividades y procesos que se desarrollan en la industria, los sistemas eléctricos de distribución de energía deben mantener un suministro continuo y con menor número de interrupciones; pues una interrupción de la energía eléctrica se traduce en cuantiosas pérdidas económicas. La optimización de la selección de aislamiento, se logra utilizando la metodología establecida en la norma internacional IEC-60071-1. Sin embargo, la aplicación del método requiere una serie de parámetros a considerar como son: conocimiento del sistema en cuanto a las sobretensiones que se puede generar, la ubicación de la instalación referente a la altitud, actividad atmosférica en la zona, índices de comportamiento permitido, es decir, índice de falla del equipo e índice de salida de las líneas eléctricas de distribución.

A continuación, se da un resumen de los capítulos a detalle de los temas desarrollados en la presente tesis.

En el **capítulo I**, hace referencia a la selección de problema, planteamiento del problema, objetivos e importancia del estudio.

En el **capítulo II**, se presenta la base teórica necesaria para el desarrollo del trabajo de tesis, definiciones como son la coordinación de aislamiento, origen

de las sobretensiones, nivel básico de aislamiento, descargadores de sobretensión, aisladores y puestas a tierra.

En el **capítulo III**, se describe el tipo de investigación que se realizó, para la presente tesis, también se describe los procedimientos para la recolección de datos como son las mediciones realizadas en campo de los sistemas de puesta a tierra y su interpretación de los datos para proponer la alternativa de mejora del desempeño de la línea de distribución.

En el **capítulo IV**, se realiza la descripción de la situación actual del sistema eléctrico en estudio como son las estructuras de soporte, longitud de la línea, sección de los conductores, subestaciones de distribución, pararrayos de línea, sistemas de puesta a tierra, evaluación de indicadores de las interrupciones eléctricas del año 2017, desarrollo de la alternativa de solución para la coordinación de aislamiento y selección de los equipos y materiales aislantes, también se muestra el comportamiento de las líneas de distribución frente a descargas atmosféricas, mediante el modelo implementado en el programa ATPDraw, obteniendo resultados gráficos de los niveles de sobretensión debido a descargas atmosféricas en el conductor de fase para diferentes valores de resistencia de puesta a tierra, implementando los pararrayos de línea.

1.1. EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

El servicio eléctrico de la zona de Chumbivilcas actualmente está operando a un nivel de tensión de 22.9 KV y con una demanda de 3.0 MW con suministro desde la subestación de transformación de Llusco.

Para el cumplimiento y operación las líneas existentes tienen un recorrido desde la altura mínima de 3800 m.s.n.m. hasta la una altura máxima 4500 m.s.n.m., por tanto, está expuesta a altos niveles de

descargas atmosféricas según el nivel cerámico de la zona. Este fenómeno es totalmente aleatorio; sin embargo, existen ciertos datos estadísticos respecto a los efectos en la operación de los alimentadores LL-01, LL-02 y LL-03.

Tabla N° 1.1: Resumen mensual de duración de interrupciones eléctricas del Alimentador LL-01.

MES	FECHA	INICIO	FIN	EVENTO	DURACION
ENERO	03/01/2017	14:04	16:06	DISPARO	2:02
	08/01/2017	15:14	15:27	DISPARO	0:13
	10/01/2017	17:31	18:11	DISPARO	0:40
	19/01/2017	19:30	19:34	DISPARO	0:04
	31/01/2017	18:44	18:49	DISPARO	0:05
FEBRERO	11/02/2017	19:37	19:41	DISPARO	0:04
	11/02/2017	19:57	20:02	DISPARO	0:05
	16/02/2017	13:36	13:39	DISPARO	0:03
	16/02/2017	13:43	13:44	DISPARO	0:01
	25/02/2017	17:12	17:13	DISPARO	0:01
	28/02/2017	17:46	17:49	DISPARO	0:03
MARZO	01/03/2017	15:16	15:17	DISPARO	0:01
	01/03/2017	17:40	17:55	DISPARO	0:15
	09/03/2017	21:30	21:42	DISPARO	0:12
	13/03/2017	15:56	16:04	DISPARO	0:08
	15/03/2017	6:31	6:33	DISPARO	0:02
	17/03/2017	20:32	20:32	ARRANQUE	0:00
	18/03/2017	19:08	19:08	ARRANQUE	0:00
18/03/2017	19:57	19:57	ARRANQUE	0:00	
TOTAL					3:59

Fuente: reporte de interrupciones eléctricas de Electro Sur Este S.A.A.

Tabla N° 1.2: Resumen mensual de duración de interrupciones eléctricas del alimentador LL-02.

MES	FECHA	INICIO	FIN	EVENTO	DURACION
ENERO	02/01/2017	15:28	15:30	DISPARO	0:02
	02/01/2017	20:51	20:51	RECIERRE	0:00
	06/01/2017	14:24	14:25	DISPARO	0:01
	07/01/2017	19:51	19:51	RECIERRE	0:00
	08/01/2017	13:18	13:28	DISPARO	0:10
	08/01/2017	15:17	16:10	DISPARO	0:53
	10/01/2017	17:33	17:37	DISPARO	0:04
	10/01/2017	18:15	18:44	DISPARO	0:29
	19/01/2017	14:45	14:52	DISPARO	0:07
	19/01/2017	14:52	15:51	DISPARO	0:59
	23/01/2017	17:33	17:34	DISPARO	0:01
	30/01/2017	18:05	18:07	DISPARO	0:02

FEBRERO	02/02/2017	13:14	13:56	DISPARO	0:42
	03/02/2017	18:14	18:17	DISPARO	0:03
	12/02/2017	15:09	15:14	DISPARO	0:05
	13/02/2017	18:01	18:41	DISPARO	0:40
	15/02/2017	20:21	20:21	RECIERRE	0:00
	16/02/2017	13:40	13:48	DISPARO	0:08
	17/02/2017	17:46	18:00	DISPARO	0:14
	17/02/2017	18:31	19:20	DISPARO	0:49
	25/02/2017	17:07	17:08	DISPARO	0:01
	25/02/2017	17:13	17:15	DISPARO	0:02
	28/02/2017	16:32	16:58	DISPARO	0:26
	28/02/2017	17:27	17:48	DISPARO	0:21
MARZO	01/03/2017	15:11	15:13	DISPARO	0:02
	01/03/2017	18:44	18:49	DISPARO	0:05
	02/03/2017	8:28	9:01	DISPARO	0:33
	02/03/2017	13:21	13:43	DISPARO	0:22
	13/03/2017	15:58	15:59	DISPARO	0:01
	15/03/2017	15:20	15:26	DISPARO	0:06
	17/03/2017	20:23	20:38	DISPARO	0:15
18/03/2017	20:08	20:13	DISPARO	0:05	
TOTAL					7:48

Fuente: reporte de interrupciones eléctricas de Electro Sur Este S.A.A.

Tabla N° 1.3: Resumen mensual de la duración de interrupciones eléctricas del alimentador LL-03.

MES	FECHA	INICIO	FIN	EVENTO	DURACION
ENERO	02/01/2017	10:27	10:29	DISPARO	0:02
	08/01/2017	10:17	10:18	DISPARO	0:01
	08/01/2017	10:30	10:32	DISPARO	0:02
	10/01/2017	12:33	12:37	DISPARO	0:04
	10/01/2017	13:14	13:16	DISPARO	0:02
	19/01/2017	13:57	13:57	RECIERRE	0:00
	30/01/2017	12:46	12:46	RECIERRE	0:00
FEBRERO	10/02/2017	14:30	14:40	DISPARO	0:10
	11/02/2017	13:47	14:05	DISPARO	0:18
	12/02/2017	13:21	13:43	DISPARO	0:22
	16/02/2017	8:36	8:47	DISPARO	0:11
	16/02/2017	8:51	8:54	DISPARO	0:03
	25/02/2017	17:07	17:08	DISPARO	0:01
	28/02/2017	17:26	17:27	DISPARO	0:01
28/02/2017	17:42	17:45	DISPARO	0:03	
MARZO	01/03/2017	15:11	15:13	DISPARO	0:02
	01/03/2017	17:40	17:41	DISPARO	0:01
	13/03/2017	15:59	16:00	DISPARO	0:01
	15/03/2017	19:19	19:19	RECIERRE	0:00
	18/03/2017	19:58	19:58	RECIERRE	0:00
TOTAL					1:24

Fuente: reporte de interrupciones eléctricas de Electro Sur Este S.A.A.

Por lo mostrado en los cuadros anteriores, del sistema de distribución de Chumbivilcas, se deduce que no cuenta con la debida coordinación de aislamiento, para atender la presencia y nivel de descargas atmosféricas, por lo que se debe desarrollar el estudio para mejorar la operación de este subsistema, ante la presencia de estos eventos, lo cual amerita realizar el estudio de la coordinación de aislamiento.

La operación del presente sistema de distribución, se refleja que el último año han superado los valores permitidos por la norma correspondiente.

Tabla N° 1.4: Indicadores SAIFI y SAIDI semestre I del 2017.

	SISTEMA ELECTRICO	ST	SAIFI	SAIDI
SE0032	Cusco	2	1.93	1.19
SE0038	Yauri	4	8.699	6.759
SE0040	Valle Sagrado 1	4	2.463	5.432
SE0041	Valle Sagrado 2	5	4.844	11.556
SE0244	Sicuani	3	0.871	0.256
SE0245	Valle Sagrado 3	6	5.97	7.49
SE1242	Combapata	5	7.674	7.072
SE2042	Chuquibambilla	6	5.35	4.21
SE3242	Chumbivilcas	5	12.776	21.383
SE4242	Sicuani Rural	6	8.42	13.30

Fuente: indicadores de performance Electro Sur Este S.A.A.

1.2. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Los estudios vinculados a este tema en estudio son las siguientes:

- Jiménez M. y Callo J. (2010) "Evaluación y propuesta de mejoramiento de la coordinación e aislamiento en el alimentados Combapata y Acomayo (CO-03)"; pone en énfasis el análisis matemático y la obtención de resultados previa simulación con el programa ATPDraw

de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas así mismo se realiza un estudio estadístico de las interrupciones a causa de las descargas atmosféricas en la línea eléctrica Combapata, Yanaoca y Acomayo alimentador CO-03.

- Curo, L. (2014) “Estudio de coordinación de aislamiento por sobretensiones de origen atmosférico en la línea Machupicchu – Quillabamba en 60 kV; en este estudio aborda los aspectos teórico conceptual que constituyen la base de análisis de la propuesta formulada en el que se precisan las características de los sistemas eléctricos y de las descargas atmosféricas, así como las características operativas de los mismos, se describen la metodología de apantallamiento de líneas de transmisión, modelo electrogeométrico, cálculo de tasa de salida de líneas, diseño de puestas a tierra, selección de descargadores de sobretensión y aisladores, tomando en consideración la normativa especializada. También se describen las características operativas de la línea Machupicchu – Quillabamba en 60 kV. Haciendo especial énfasis en los parámetros de las descargas atmosféricas y los equipos de protección ligados a ellos.

1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

A lo expuesto en el planteamiento se establece la siguiente interrogante:

¿Cómo viene operando las líneas de distribución en la zona de Chumbivilcas frente a las descargas atmosféricas y cuál es la alternativa de solución para mejorar la coordinación de aislamiento de dicha línea?

1.4. IMPORTANCIA Y UTILIDAD DEL ESTUDIO

Las continuas interrupciones ocurridas en el sistema eléctrico de Chumbivilcas debido a las descargas atmosféricas, traen como consecuencia sanciones y penalizaciones en cada periodo de evaluación de la calidad de suministro, con multas cuyos importes se establece en base a la escala de sanciones o multas, establecidas por OSINERGMIN.

Para la empresa distribuidora de energía eléctrica es muy importante mantener un suministro constante de energía para poder llevar a cabo las actividades, debido a que la mayoría de los procesos productivos demandan un gran consumo de energía eléctrica. Siendo uno de los fenómenos principales y factores de falla en la línea de distribución a causa de los fenómenos ambientales o naturales son las descargas atmosféricas que provocan la ausencia del servicio, y generar malestar en la población y en las empresas industriales las que se ven afectadas con pérdidas considerables. El impacto de las descargas atmosféricas directas en distintos puntos del sistema de distribución es una causa fundamental de salida de líneas, el deterioro del sistema de aislamiento y el daño a los equipos conectados. Es necesario implementar dispositivos de protección para así disminuir el número de interrupciones y garantizar un suministro de energía eléctrica continuo.

1.5. OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1. OBJETIVO GENERAL

El objetivo general del presente trabajo es analizar las sobretensiones transitorias de origen atmosférico y desarrollar un adecuado sistema de coordinación de aislamiento para líneas aéreas

de distribución en 22.9 kV, en la zona de Chumbivilcas frente a las descargas atmosféricas; mediante simulaciones de coordinación de aislamiento con el software ATPDraw 5.6.

1.5.2. OBJETIVO ESPECIFICO

- Establecer datos y premisas para la evaluación del estado de los sistemas de protección frente a sobretensiones de origen interno, externo y se adopte medidas para aminorar el impacto de las sobretensiones transitorias.
- Establecer datos para determinar las dimensiones de la cadena de aisladores, aisladores tipo PIN, aisladores poliméricos, selección de pararrayos y las distancias minimas de separación de conductores, para líneas aéreas de media tensión en 22.9 kV.
- Establecer datos y premisas para el desarrollo de simulación de sobretensiones de las líneas de distribución.
- Simular el comportamiento de las líneas con programas computacionales como es al ATPDraw, frente a las incidencias de las descargas atmosféricas en líneas de distribución.

1.6. CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA DE INVESTIGACIÓN

El área de la investigación es el sector eléctrico, porque se hace el estudio en un alimentador de media tensión de 22.9 kV; dentro de ello el tema más importante es la protección de sistemas eléctricos de media tensión que busca proteger las líneas de distribución en 22.9 kv; frente a eventos transitorios de origen atmosférico.

CAPITULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se estudia los principales conceptos, como se describe a continuación; el cual comprende principalmente el origen de las sobretensiones, análisis de los parámetros distribuidos, fenómenos atmosféricos, elementos de protección, calidad de suministro y criterios para realizar un óptima selección de los aislamientos, como así también de los dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias de origen atmosférico, que son bases teóricas, el que será el sustento para la elaboración de la presente tesis.

2.1.1. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

La coordinación de aislamiento de acuerdo en las normas IEC 60071-1, IEC 60071-2, comprende la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos y su aplicación en relación con las tensiones que puede aparecer en los sistemas eléctricos donde se van a utilizar dichos equipos, tomando en cuenta las características de los equipos de protección disponibles, para así obtener un nivel de probabilidad de daños a los equipos y de continuidad de servicio aceptable, desde el punto de vista operacional y económico; a continuación se detalla los tipo de aislamiento.

2.1.1.1. Aislamiento externo

Consiste en distancias en el aire a través de las superficies del aislamiento sólido en contacto con el aire, que están sujetas a esfuerzos eléctricos y a los esfuerzos de la atmosfera.

2.1.1.2. Aislamiento interno

Consiste en las partes internas sólidas, líquidas o gaseosas del aislamiento del equipo, las cuales están protegidas por las cubiertas del equipo de los efectos de la atmosfera.

2.1.1.3. Aislamiento autorecuperables

Es el aislamiento que recupera completamente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva (flameo) causada por la aplicación de una tensión este tipo de aislamiento es generalmente aislamiento externo. [1]

2.1.1.4. Aislamiento no autorecuperables

Es lo opuesto al aislamiento autorecuperables, es decir que pierde sus propiedades o no las recupera completamente después de una descarga disruptiva causada por la aplicación de una tensión (IEC 1993). [1]

2.1.2. NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO

El nivel de aislamiento de los equipos es diseñado para soportar voltajes más altos que los de operación normal; se pueden establecer dos niveles básicos de aislamiento, uno ante impulso de rayo (Basic Lightning Impulse Insulation Level, BIL) y otro ante impulso de maniobra (Basic Switching Impulse Insulation Level, BSL). [3]

El BIL es el nivel de aislamiento expresado en termino de valor de cresta del impulso de tipo rayo normalizado, es decir el BIL está ligado a una forma de onda específica y de igual manera a las condiciones atmosféricas normalizadas. El BIL puede ser BIL estadístico o BIL convencional. El BIL estadístico es solamente

aplicable a aislamientos autorecuperables mientras que el BIL convencional es aplicable a aislamientos no autorecuperables. Los BIL son universalmente establecidos a condiciones en seco: en la norma IEC 60071, el BIL es conocido como la tensión de aguante al impulso de rayo.

El BIL estadístico es el valor de cresta de un impulso de rayo para el cual el aislamiento tiene un 10% de probabilidad de fallar (resultado en un flashover).

El BIL convencional es el valor de cresta de un impulso de rayo estándar para la cual el aislamiento no falla cuando está sujeto a un número específico de aplicaciones bajo condiciones específicas.

El BSL es el nivel de aislamiento expresado en términos del valor de cresta de impulso de maniobra normalizado. Al igual que el BIL el BSL puede ser estadístico o convencional. En la norma IEC 60071, el BSL es llamado la tensión de aguante al impulso de maniobra ya la definición es la misma.

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

$$BIL = K_I * NPR \quad (\text{Ec. 2.1})$$

$$BSL = K * BIL_{\text{normalizado}} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

BIL : Tensión soportada al impulso tipo atmosférico.

$BIL_{\text{normalizado}}$: Tensión soportada al impulso tipo atmosférico normalizado por norma IEC.

K_I : Factor de seguridad según el nivel de tensión.

- K : Constante que depende del medio ambiente.
- NPR : Nivel de protección para impulso atmosférico.
- BSL : Tensión soportada al impulso tipo maniobra.

A continuación, se muestra los niveles de aislamiento nominales, con su respectiva tensión normalizada soportada, según la norma IEC-60071-1.

Tabla N° 2.1: Niveles de aislamiento normalizados para la gama I (1KV<Um≤245KV)

Tension mas Elevada para el Material (Valor Eficaz) Um KV	Tension Soportada Normalizada de Corta Duracion a Frecuencia Industrial (Valor Eficaz) KV	Tension Soportada Normalizada a los Impulsos Tipo Rayo (Valor Cresta) KV
3.6		20
		40
7.2		40
		60
12		60
		75
		95
17.5		75
		95
24		95
		125
		145
36		145
		170
52		250
72.5		325
123		450
		550
145		185
		230
		275
		650
170		230
		275
		325
245		325
		360
		395
		460
		650
		750
		850
		950
		1050

Fuente: IEC, STD 60071-1. (1993). "Insulation Coordination part 1"

2.1.3. TENSIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN DE UNA RED ELÉCTRICA

Es el valor eficaz del voltaje más alto entre fases, que ocurre en un sistema a condiciones normales de operación en cualquier momento y en cualquier punto. Esta definición excluye los voltajes transitorios (tales como maniobra) y variaciones de voltajes temporales debido condiciones anormales del sistema (por desconexión de grandes cargas). La norma IEC – 60071-1 considera dos categorías de voltajes; para sistemas de distribución, subtransmisión y transmisión.

- CATEGORIA A : Desde 1 KV hasta menores o iguales a 245 KV.
- CATEGORIA B : voltajes mayores a 245 KV.

Las empresas distribuidoras se encuentran en la categoría A.

2.1.3.1. Tensión permanente

Tensión a la frecuencia de la red, considerada como aquella que tiene un valor eficaz constante, aplicada permanentemente a cualquier par de bornes de una configuración de aislamiento.

2.1.3.2. Tensión nominal del sistema

Es la tensión a la cual el sistema se denomina y al que se refiere ciertas características de funcionamiento normales de funcionamiento.

2.1.3.3. Tensión máxima del sistema

Es el valor máximo de la tensión que se presenta en un instante y en un punto cualquiera de la red en condiciones normales de funcionamiento.

2.1.3.4. Tensión máxima de operación del material

El valor eficaz máximo de la tensión entre fases para la cual está especificado el material con relación a su aislamiento y otras características que están conectadas a esta tensión en las propuestas para cada material o equipo.

2.1.3.5. Condición ambiental de la red eléctrica

Al realizar la coordinación de aislamiento del sistema también se considera que el aislamiento externo se ha tomado en cuenta las sobretensiones de tipo atmosférica y maniobra, entonces la rigidez dieléctrica del material debe ser suficientemente alta, aun en condiciones bajo lluvia. Sin embargo, en ambientes contaminados la rigidez dieléctrica de los materiales puede llegar a reducirse principalmente a sobretensiones temporales. El método para contrarrestar la contaminación consiste en modificar el perfil y aumentar la distancia de fuga de los aisladores.

En la tabla siguiente se muestra una clasificación cualitativa de la contaminación, los parámetros para el ensayo de la contaminación artificial y la mínima distancia de fuga específica recomendada por las normas IEC-60815, definida esta como la distancia superficial sobre el aislador, por cada KV de la tensión eficaz máxima entre fases del sistema.

Tabla N° 2.2: Niveles de contaminación, parámetros de ensayo y línea de fuga mínima recomendada por la norma IEC 60071-2.

Nivel de contaminación	Ejemplos típicos	Ensayo con Método de Niebla Salina (Kg/m3)	Distancia de Fuga Especifica (mm/kV eficaz)
I. Ligera	- Áreas sin Industrias o con baja densidad de industrias, expuestas a vientos y lluvias. - Áreas agrícolas o montañosas. - Áreas situadas al menos 10 a 20 Km de la costa y no directamente expuestas a vientos provenientes de la costa.	5 a 14	16
II. Media	- Áreas con industrias que no producen polución particular, o con alta densidad industrial pero expuestas frecuentemente a vientos y lluvias. - áreas expuestas a vientos provenientes de la costa, pero no muy cerca de la costa (algunos km).	14 a 40	20
III. Fuerte	- Áreas con alta densidad industrial que producen polución. - Áreas expuestas a vientos provenientes de la costa y cercanías al mar.	40 a 112	25
IV. Extrema	- Áreas con alta densidad industrial que producen polución, con depósitos conductivos sobre el aislamiento exterior. - Áreas expuestas provenientes de la costa, muy cercanas al mar, expuestas a la niebla salina. - Áreas desérticas, expuestas a vientos que acarrear sal y arena, donde no llueve por periodos prolongados.	> 160	31

Fuente: IEC 60815. (1986). "Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions, IEC Technical Report".

2.1.3.6. Factor de corrección por altura

Este factor se aplica a la tensión soportada de coordinación para tener en cuenta la diferencia entra las condiciones atmosféricas medias en funcionamiento y las condiciones atmosféricas normalizadas de referencia (nivel del mar), este factor solo se aplica al aislamiento externo. El factor de corrección por altura se puede calcular con la siguiente ecuación.

$$F_c = 1 + 1.25(h - 1000) * 10^{-4} \tag{Ec. 2.3}$$

Donde:

H : Altura sobre el nivel del mar.

Fc : Factor de corrección por altura.

2.1.4. SOBRETENSIONES

Es una sollicitación variable en el tiempo cuyo valor máximo es superior al valor de cresta de la tensión nominal, cuyo valor o valores de cresta sobrepasan el valor de $(U_m * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}})$ o $(U_m * \sqrt{2})$, respectivamente.

Las sobretensiones se presentan en un proceso transitorio, el cual se define como el lapso de tiempo que requiere un sistema de potencia para llegar a un estado estable. Otra definición es el tiempo que transcurre entre dos estados estacionarios, en la cual las variables eléctricas (voltaje, corriente y frecuencia) se ven modificadas temporalmente. Una sobretensión es todo aumento de tensión capaz de poner en peligro los equipos y el buen funcionamiento de las instalaciones eléctricas. Las sobretensiones pueden producirse en cualquier instalación, tanto a niveles de media tensión como a niveles de baja tensión donde pueden ocasionar flameos o ruptura de su rigidez dieléctrica que además de destruir o averiar seriamente el aislante también puede ser la causa de nuevas fallas. También repetidos transitorios originados acortan la vida útil de conductores, acelerando el crecimiento de las fisuras en el aislamiento del mismo. Los procesos transitorios pueden ocurrir en el momento de maniobras (cierre o apertura de seccionadores), rechazo de carga, fallas a tierra y caídas de rayos en líneas aéreas de distribución.

Una clasificación más completa puede distinguir las siguientes categorías.

2.1.4.1. Sobretensiones temporales

Estas sobretensiones son a frecuencia industrial o muy cercana. Están asociadas principalmente a pérdidas de carga, falla a tierra y resonancia de diferentes tipos. En la coordinación de aislamiento estas determinan las características nominales de los descargadores y los niveles de protección.

2.1.4.1.1. Fallas a tierra

Cuando se produce una falla con contacto de una o dos fases a tierra, se origina inicialmente un transitorio que da como resultado una sobretensión a una frecuencia distinta a la de operación del sistema. Cuando desaparece el proceso transitorio inicial queda una elevación de tensión en la fase o fases sanas.

2.1.4.1.2. Perdidas de carga

La consecuencia de una pérdida de carga a causa de la desconexión brusca, disparo de interruptores por errores humanos o condiciones de sobrecarga, es un aumento en las tensiones de red debido a una menor caída de tensión en las impedancias de los equipos involucrados. Sobre todo, en los instantes posteriores a la desconexión, cuando no ha tenido lugar el efecto de los reguladores de tensión.

El efecto Ferranti en las líneas de distribución se presenta con la tensión en el extremo abierto (receptor) de una línea mayor del extremo de generación (emisor). La sobretensión es influenciada por:

- Longitud de la línea.
- Generación de reactivos de la línea.

2.1.4.1.3. Resonancia

Se puede producir sobretensiones temporales cuando se conectan o desconectan cargas en circuitos que incorporan elementos capacitivos (líneas, cables, capacitores) o inductivos (transformadores bobinas de reactancia paralelo) que tienen características de magnetización no lineales.

2.1.4.2. Sobretensiones de frente lento

Son sobretensiones de naturaleza oscilatoria de corta duración y fuertemente amortiguadas, con frentes de onda y tiempos de cola que van desde varios cientos de microsegundos hasta varios milisegundos, y cuya frecuencia varía entre 2 y 20 kHz. La forma de onda de tensión representativa es el impulso tipo maniobra normalizada (tiempo de cresta 250 μ s y tiempo al valor mitad, medido en la cola 2500 μ s). las operaciones de maniobra pueden dividirse en dos categorías; según la maniobra origina la energización de las líneas, transformadores, reactores, capacitores o bien la desenergización del mismo tipo de componentes, incluyendo el despeje de fallas y la pérdida de carga. La maniobra de un interruptor cambia el estado y a la configuración de un sistema, generando fenómenos transitorios. El valor máximo de una sobretensión de frente lento causado por una maniobra de energización depende del instante en el que se realiza esta maniobra.

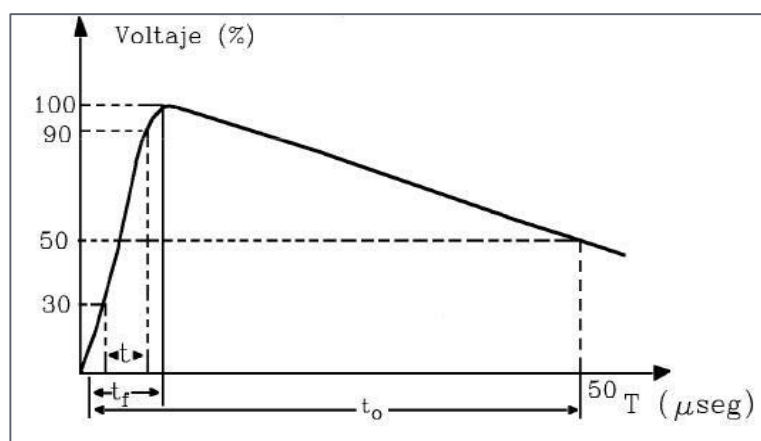
2.1.4.2.1. Despeje de fallas

Tanto la aparición de una falla como su despeje pueden generar sobretensiones de frente lento. Con la aparición de una falla se produce una sobretensión temporal en las fases sanas, mientras que con la eliminación o despeje de falla se provoca el retorno desde un valor próximo a cero a la tensión de servicio de fase con defecto.

2.1.4.3. Sobretensiones de frente rápido

Son sobretensiones de duración muy corta, varios microsegundos y que normalmente llevan asociados picos de tensión varias veces superior al valor máximo de la tensión de operación de la red. El impulso de tensión normalizado es un impulso de tensión tipo rayo 1.2/50 μ s. la causa principal y más frecuente de sobretensiones de frente rápido es el rayo. Las sobretensiones de origen atmosférico pueden ser originadas por el impacto directo de rayos en las líneas eléctricas y subestaciones o inducidas por rayos que impactan en las proximidades de la línea.

Figura N° 2.1: Forma de Onda normalizada de impulso tipo rayo.



Fuente: Yanque J. (2004). Alta Tensión y Técnicas de Pruebas Laboratorio. (UNI – FIEE. Notas del Curso).

2.1.4.3.1. Sobretensión en líneas aéreas

Los impactos directos de rayos sobre líneas aéreas o por inducción, producen pérdida de aislamiento del material (reversibles y no), contorneando los aisladores y produciendo fallas a tierra. La propagación de una sobretensión atmosférica por una línea tiene lugar a una velocidad próxima a la de la luz; durante esta propagación tanto el valor de cresta como el tiempo de subida se ven fuertemente amortiguados debido al efecto SKIN y al efecto CORONA.

Par evitar los efectos de las descargas atmosféricas en los conductores de fase de una línea aérea, procede al apantallamiento de los mismo mediante cables de guarda o de tierra, y a la reducción de la resistencia de puesta a tierra de las estructuras para disminuir el riesgo de cebado inverso.

2.1.4.3.2. Sobretensión en subestaciones

Las descargas atmosféricas directas a una subestación o en tramos de línea próximos a la misma son las que tienen efectos más destructivos sobre los equipos de la subestación. Para evitar la caída directa de rayos en las subestaciones se lleva a cabo un apantallamiento total, mediante instalación de mástiles y/o cables de tierra que unen los diferentes pórticos de forma que solo podrán incidir sobre los conductores de fase aquellos rayos cuyas intensidades de descarga no provoquen daños en los equipos ni contorneo en los aisladores.

2.1.4.4. Sobretensiones de frente muy rápido

Dependiendo del origen pueden ser oscilatorias o unidireccionales, su duración es pocos microsegundos, y de frecuencia es generalmente varia de 100KHz – 20 MHz. Las sobretensiones se originan con maniobras de seccionadores, la forma de onda de la sobretensión se caracteriza por un incremento inicial muy rápido, resultando tiempos de frente de orden de nanosegundos. Durante una maniobra de apertura se origina cebado tan pronto como la tensión entre los terminales del seccionador supere la rigidez dieléctrica de medio aislante.

2.1.4.4.1. Transitorios internos

La ruptura dieléctrica entre los contactos de un seccionador durante una maniobra o una falla a tierra genera ondas de frente muy rápido que se propagan en ambas direcciones desde el punto de maniobra. Las ondas generadas se reflejan y refractan en todos los puntos de transición, donde se encuentra un cambio en la impedancia característica del medio de propagación. Como consecuencia de las múltiples reflexiones y refracciones, las tensiones pueden superar el valor original y presentar oscilaciones de muy alta frecuencia. Las sobretensiones causadas por maniobras alcanzan su valor más elevado en los terminales abiertos en el lado de la carga.

2.1.4.4.2. Transitorios externos

Los transitorios generados internamente se propagan por la subestación donde origina tensiones transitorias y ondas de

tensión que se propagan por la línea aérea. Su propagación es muy amortiguada y puede reducir sensiblemente la pendiente del frente de onda. La magnitud es generalmente inferior a la del transitorio interno y es reducida en los puntos de discontinuidad durante su propagación aérea. La pendiente del frente de onda es del orden 10 a 30 KV/ μ s. las sobretensiones de frente muy rápido suelen tener una influencia decisiva en la selección de los niveles de aislamiento de los equipos afectados.

Tabla N° 2.3: Formas de onda de sobretensiones normalizadas IEC-60071-1.

Clase	Baja frecuencia		Transitoria		
	Permanente	Temporal	De frente lento	De frente rápido	De frente muy rápido
Forma de tensión					
Rango de formas de tensión	$f = 50 \text{ Hz} \text{ ó } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3 \text{ 600 s} \geq T_1 \geq 0,03 \text{ s}$	$5 \text{ 000 } \mu\text{s} \geq T_p > 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu\text{s} \geq T_1 > 0,1 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T_f > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_1 \leq 3 \text{ ms}$
Forma normalizada de tensión	$f = 50 \text{ Hz} \text{ ó } 60 \text{ Hz}$ T_1^*	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	*
Ensayo de tensión soportada normalizada	*	Ensayo de corta duración a frecuencia industrial	Ensayo de impulsos tipo maniobra	Ensayo de impulsos tipo rayo	*

Fuente: IEC, STD 60071-1. (1993). "Insulation Coordination part 1"

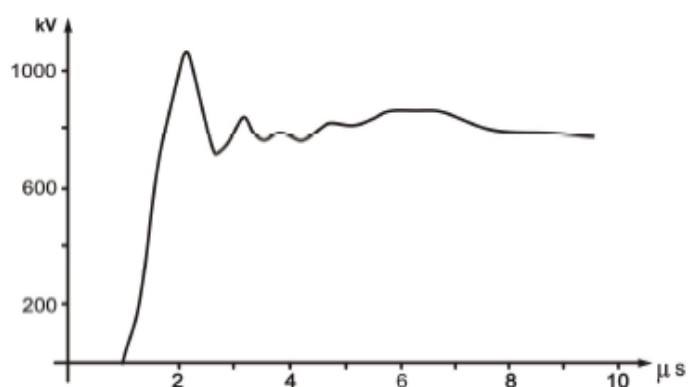
2.1.5. SOBRETENSIONES ORIGINADAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS (RAYO)

Las sobretensiones por descargas atmosféricas son causadas por rayos que impactan en líneas aéreas, ya se directamente en un

conductor de fase, en los cables de guarda, estructuras o en el terreno aledaño.

Se estima que en el planeta existen alrededor de 2000 tormentas eléctricas en todo momento, esto da como resultado 100 relámpagos a tierra por segundo u 8 millones de descargas por día. En 1752 Benjamín Franklin demostró que el rayo era una descarga eléctrica de grandes proporciones, luego descubrió que se genera por la acumulación de cargas eléctricas que crean un campo eléctrico entre una nube y la tierra o entre nubes, cuya disrupción ocurre en forma de relámpagos (manifestación luminosa del arco eléctrico) y acompaña de truenos (manifestación sonora) debido a la expansión brusca del plasma del arco y aunque la corriente de descarga es en sí misma invisible, el rayo se hace visible debido a que excita las moléculas de aire, las ioniza y las hace emitir luz. La descarga atmosférica de polaridad negativa, donde se puede apreciar que la onda tiene una pendiente inicial muy pronunciada hasta llegar a un valor pico y luego esta va decreciendo lentamente.

Figura N° 2.2: Descarga atmosférica típica de polaridad negativa.

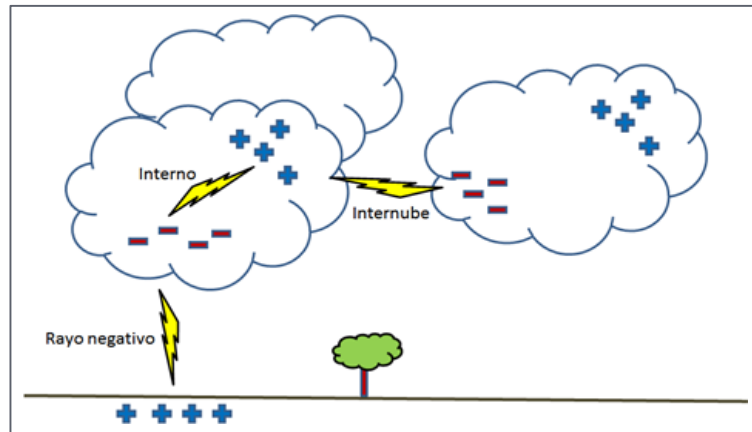


Fuente: Yanque J. (2004). Alta Tensión y Técnicas de Pruebas Laboratorio. (UNI – FIEE. Notas del Curso).

Las sobretensiones más comunes son producidas por descargas atmosféricas de polaridad negativa, se comportan como ondas de alta frecuencia aperiódicas que puede alcanzar decenas de millones de voltios y la magnitud promedio de impulso de corriente negativo puede fluctuar entre 1KA y 200kA con una duración total ente 50 y 500 μ s.

2.1.5.1. Mecanismo del fenómeno del rayo

Comprender el mecanismo de formación del rayo permite desarrollar un modelo matemático aproximado que ayuda al modelado de dicho fenómeno. En la figura siguiente, la parte inferior de la nube tiene carga negativa y la parte superior tiene carga positiva, así mismo las cargas positivas se acumulan en el suelo debajo de la proyección de la nube cuya distancia media al suelo es de 1500 metros, las temperaturas dentro de la nube pueden llegar a temperaturas menores a los 0 °C y las velocidades del viento por debajo de ella, pueden llegar a los 150 Km/h, al cabo del proceso de la separación de cargas, la diferencia de potencial entre los centro de carga pueden alcanzar el punto de ruptura eléctrica del aire, esta ruptura con arco eléctrico ocurre inicialmente en medio de la nube entre la región de carga negativa y la inferior con la carga positiva. Después de este evento los gradientes de tensión, suficientemente grandes en el borde de la nube, propinan que la descarga se propague hacia otros centros de carga a partir de la nube hacia tierra, con un líder invisible que al conducir más carga adquiere luminosidad.

Figura N° 2.3: Formación de la descarga nube – tierra.

Fuente: Andrew r. Hileman. (1999) Insulation Coordination for Power System, Taylor & Francis Group, New York 1st ed.

Figura N° 2.4: Formación del Canal del líder positivo y negativo.

Fuente: Andrew r. Hileman. (1999) Insulation Coordination for Power System, Taylor & Francis Group, New York 1st ed.

El líder va acercándose a tierra a través de pasos de unos 50 m (véase figura) ocasionando la aparición en el suelo, de otro líder ascendente que va a su encuentro con polaridad opuesta y con una velocidad de entre 10% y 30% de la velocidad de la luz. Cuando ambos líderes se encuentran, se produce la neutralización de ambas corrientes y la formación de un canal ionizado (plasma): la corriente de retorno rara vez superan los 200 kA, según la

ubicación terrestre puedan tener un valor medio que puede variar entre 25 y 45 kA. [6]

Lo anterior describe el mecanismo del primer impacto de un rayo, luego por el mismo canal pueden pasar corrientes en ambos sentidos, aunque el promedio es de tres impactos por rayo; de ese modo otros centros de carga en la nube y en el suelo pueden envía otros impulsos eléctricos de descarga.

2.1.5.2. Tipo de descargas atmosféricas (rayo)

La descripción simplificada de la última etapa de la carrera del rayo que se presentó en la sección anterior es la propuesta por CF Wagner. Sin embargo existen cuatro tipos de rayo según lo definido por Berger, estos se ilustran en la figura 5; el nombre asociado a cada tipo corresponde primero a la polaridad de la carga en la nube donde inicia el líder y el segundo es la dirección del líder; donde el nombre de la polaridad denota la polaridad de la corriente resultante a tierra.

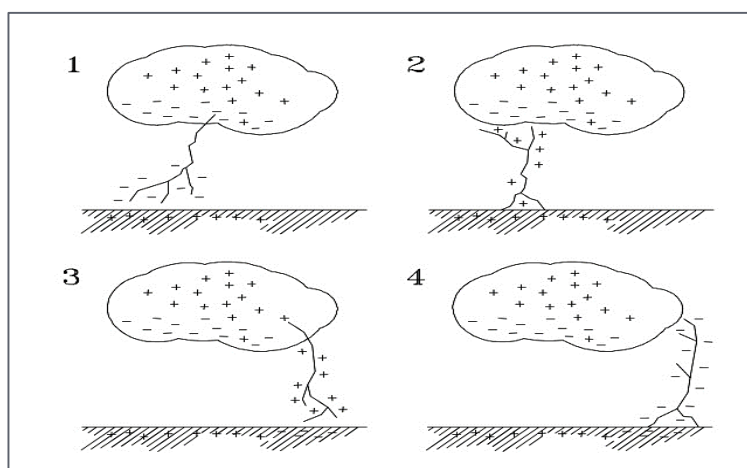
El primer tipo de **rayo de polaridad negativa descendente**, predomina en estructuras con alturas menores a los 100 metros; aproximadamente del 85% al 95% de los rayos que impactan en estas estructuras, son rayos de polaridad negativa con magnitud promedio de 33 kA.

El segundo tipo de **rayo de polaridad negativa ascendente** predominan en las estructuras con altas; por ejemplo, chimeneas, mástiles de 80 metros, situados en la cima de un monte de 650 m. este tipo de rayo tiene una magnitud de 25 kA.

El tercer tipo de **rayo de polaridad positiva ascendente** también conocido como el “súper rayo”, con magnitudes de 1.2 a 2.2 veces la magnitud de los rayos e polaridad negativa descendentes; la cola es significativamente más grande. Las descargas de polaridad ascendente en general ocurren al comienzo o al final de una tormenta y se producen sobre el océano; solo del 2 al 10% del total de los rayos son de polaridad positiva.

En cuanto a los rayos de la polaridad positiva descendente no existe una fuente completa de dato, sin embargo, no hay una separación clara entre rayos de polaridad positiva ascendente y descendente.

En conclusión, el 85 al 95% de los rayos en las estructuras con alturas menores a 100 metros en terrenos llanos u ondulados son de polaridad negativa descendente, mientras que del 5 al 15% son de polaridad negativa ascendente. Por lo tanto, para el estudio de líneas de transmisión, distribución o subestaciones eléctricas (a excepción de terrenos montañosos muy altos o torres en cruces de ríos) es de principal preocupación el análisis de los rayos de polaridad negativa descendente.

Figura N° 2.5: Tipos de rayos entre nube y tierra.

Fuente: Andrew r. Hileman. (1999). Insulation Coordination for Power System, Taylor & Francis Group, New York 1st ed.

2.1.5.3. Parámetros del rayo

La determinación de los diferentes indicadores que derivan del impacto de rayos en el suelo, se basan en los datos de un ciclo estacional normal completo. El sistema de registro automático de descarga de rayos, captan y procesan en tiempo real parámetros de rayos Nube – Tierra, entregando tablas, histogramas, mapas y datos de base para la selección de una ruta o área. [5]

Para estudios los parámetros del rayo de mayor interés son:

- La corriente pico (kA) de la primera descarga y de las subsecuentes.
- La tasa de crecimiento de la corriente en el frente de onda kA/μs.
- Forma de onda de la corriente.
- El tiempo de frente de onda.
- El tiempo de cresta de la onda.
- El tiempo de cola del impulso.

Los parámetros del rayo, requeridos para aplicaciones en ingeniería será necesario dividir en tres grupos:

- Parámetro de incidencia del rayo.
- Parámetro de la forma de impulso de la corriente del rayo.
- Parámetro de amplitud de la corriente del rayo.

2.1.5.3.1. Parámetros de incidencia del rayo

A. Nivel isoceraunico (TD)

Se define como el número de días de tormenta por unidad de superficie (km cuadrado) y por año, que mide la probabilidad que tiene un punto del terreno de ser alcanzado por una descarga atmosférica, constituye un dato básico para el diseño de líneas eléctricas y SS.EE. es una noción imprecisa de la expresión del rayo, cuando no proviene de registros automáticos. 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 escogió para la observación. En muchos países como el Perú, por carecer de registros históricos de tormentas de rayo, se utiliza el indicador de nivel ceraunico básico (Td), que corresponde al número de días del año en el que perciben o escuchan tormentas. [5]

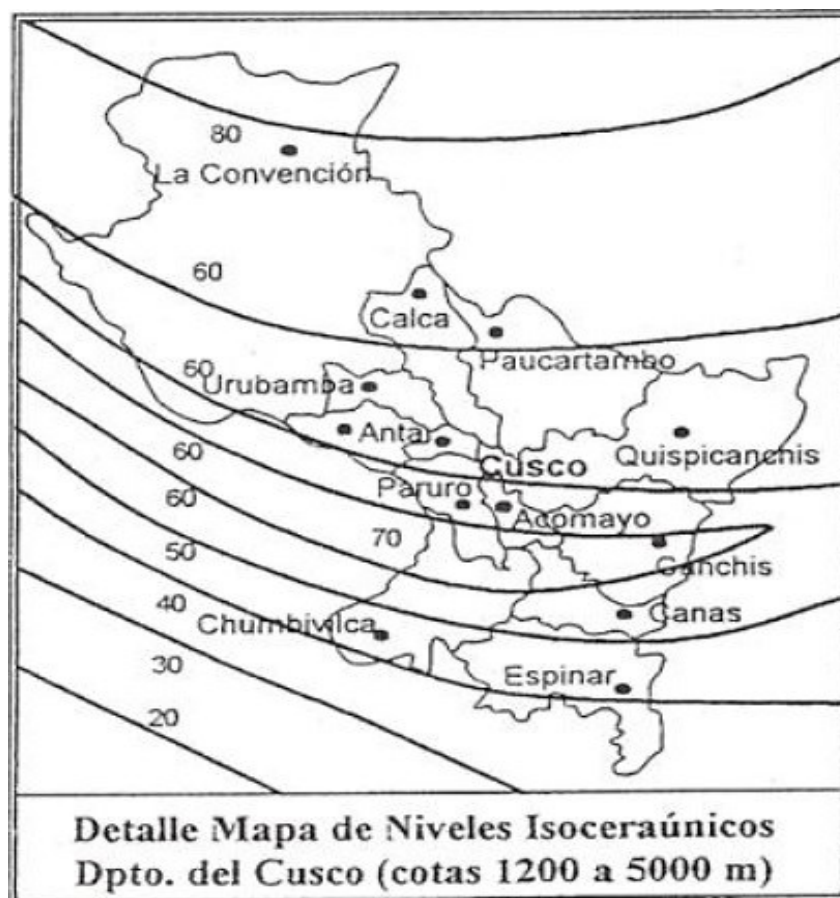
En la figura se muestra el mapa de niveles isoceraunicos del Perú y del departamento del cusco, con la base de datos de campo (1973 – 1990), datos promedio satelitales, información localizada, registros dispersos (hasta 2005).

Tabla N° 2.4: Coeficientes isoceraunicos del Perú.

LUGAR DE OBSERVACION	NI (Días de Tormenta/Año)
Sierra Baja – Altitud 2000 m.	20
Sierra Media – Altitud 2000 – 3500 m.	40
Sierra de Gran Altitud 3500 m.	Más de 50
Micro climas de Alta Cota e Intermedios	70
Zona Yunga, Valle Altos 1000 – 2000 m.	60
Selva Baja o Plana Hasta 800 m.	120
Selva Alta Accidentada 800 – 1500 m.	80

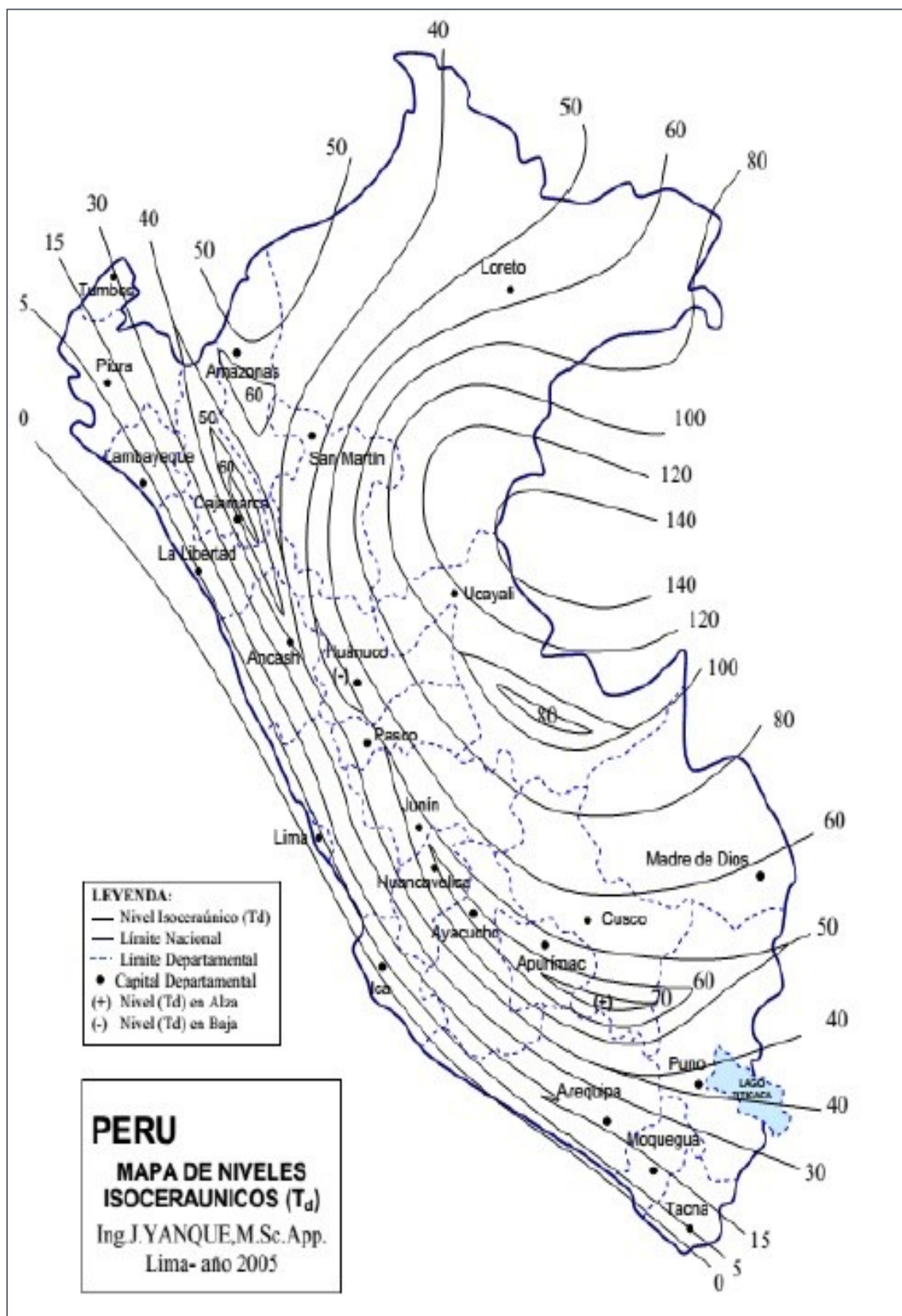
Fuente: Yanque J. (2004). Alta Tensión y Técnicas de Pruebas Laboratorio.

Figura N° 2.6: Mapa de Niveles Isoceraunicos Región Cusco.



Fuente: Yanque J. (2004). Alta Tensión y Técnicas de Pruebas Laboratorio. (UNI – FIEE. Notas del Curso Cap. II, pp7).

Figura N° 2.7: Mapa de niveles isoceraunicos del Perú.



Fuente: Yanque J. (2004). Alta Tensión y Técnicas de Pruebas Laboratorio. (UNI – FIEE. Notas del Curso Cap. II, pp7).

B. Densidad de descargas (NG)

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

Cuando no se dispone de registros (N_g), estos pueden ser calculados mediante expresiones empíricas.

Método matemático, propuesta por Anderson y Eriksson en 1980 que se muestra a continuación y que los resultados obtenidos están avalados por un periodo de observación de 6 años.

$$N_g = a * T_d^b \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

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

N_g : Densidad de descarga, en $\frac{\text{descargas}}{\text{Km}^2} * \text{año}$.

T_d : Nivel Isoceraunico.

Efectuando el ajuste de las constantes por Eriksson se ha obtenido la ecuación (2.5) que ha sido adoptado por la CIGRE y la Standart IEEE 1410; así mismo, se ha obtenido la ecuación (2.6) calculado por JG Anderson y adoptado por la IEC.

$$N_g = 0.04 * T_d^{1.25} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

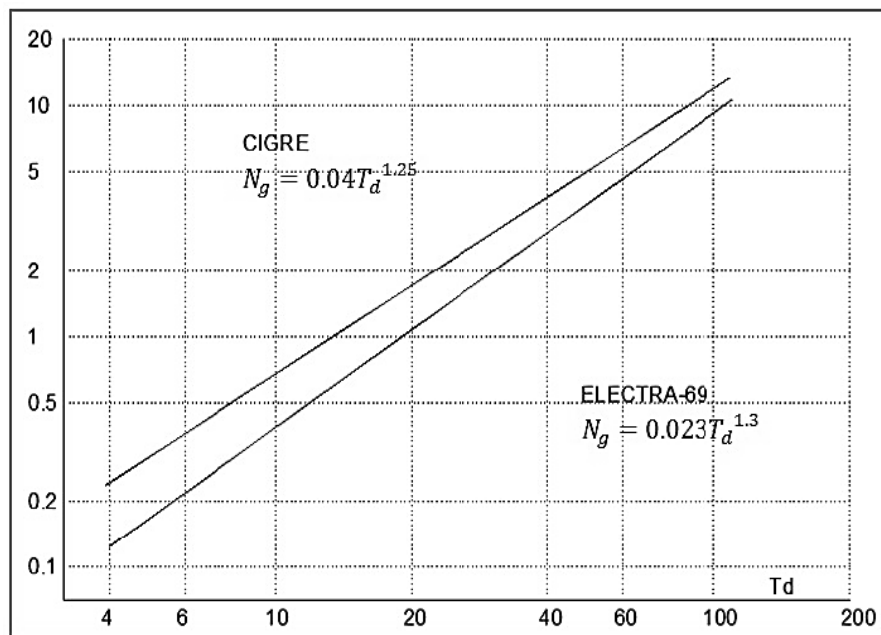
$$N_g = 0.12 * T_d \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

N_g : Densidad de número total de rayos a tierra
(Rayos/Km²-año).

T_d : Nivel ceraunico (Días de Tormenta al año).

Figura N° 2.8: Grafico de la Densidad de Rayos y Nivel Isoceraunico.



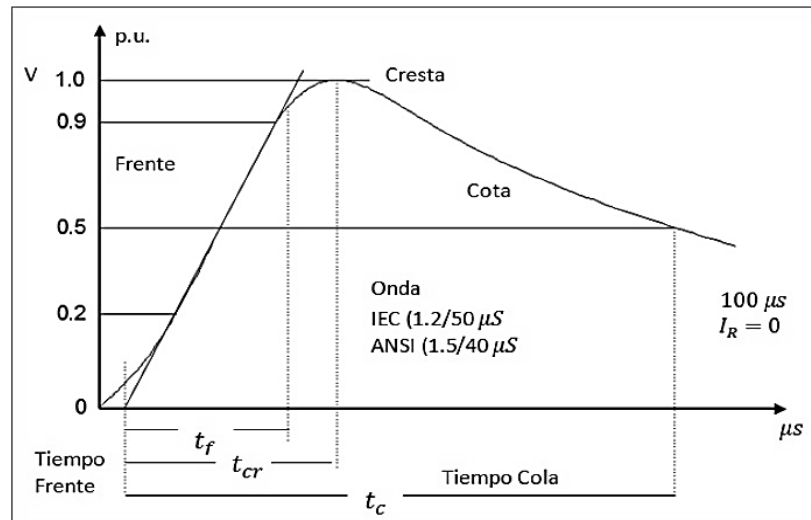
Fuente: Yanque J. (2004). Alta Tensión y Técnicas de Pruebas Laboratorio. (UNI – FIEE. Notas del Curso).

2.1.5.3.2. Parámetro de forma del impulso de la corriente del rayo

El rayo representa una fuente de corriente de alta frecuencia, la descarga principal puede ser seguida de otras secundarias. Una onda de impulso de este tipo se emplea con propósitos de prueba cuando es necesario investigar el comportamiento de una instalación o equipo bajo estas condiciones. El impulso completo tiene un tiempo de 1.2 μ s y tiempo de valor medio de 50 μ s.

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

Figura N° 2.9: Onda de sobretensión Normalizada.



Fuente: Yanque J. (2004). Alta Tensión y Técnicas de Pruebas Laboratorio. (UNI – FIEE. Notas del Curso).

2.1.5.3.3. Parámetro de amplitud de corriente del rayo

Las amplitudes de la corriente de retorno de la descarga se describen en función de su distribución de probabilidades de ocurrencia. La distribución de la corriente de retorno del rayo, aparecen en la literatura, mas importante son: la de AIEE (1950), Popolansky (1972) y la de Anderson/Eriksson (1978).

Las dos últimas sobre la base de distribución log-normal. La de Anderson/Erikson, se deriva de la de Popolansky, pero solo considera aquellas estructuras de altura inferior a 60 m. su valor medio es de 31 kA; y su desviación típica de 0.32 se muestra a continuación.

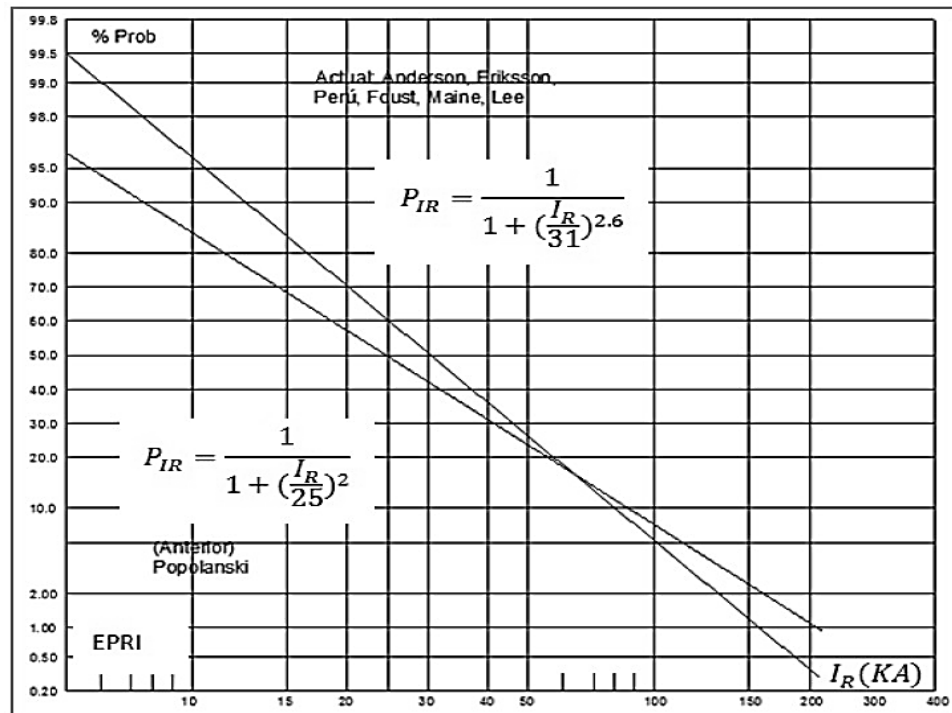
$$P_{IR} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_R}{31}\right)^{2.6}} \tag{Ec. 2.7}$$

Donde:

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

I_R : Magnitud de Corriente pico de una descarga atmosférica, kA.

Figura N° 2.10: Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo.



Fuente: Yanque J. (2004). Alta Tensión y Técnicas de Pruebas Laboratorio. (UNI – FIEE. Notas del Curso).

2.1.6. EFECTOS DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LÍNEAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

Cuando las descargas atmosféricas inciden en los circuitos aéreos, bien sean en los conductores, hilos de guarda o estructuras se pueden producir sobretensiones transitorias excesivas en el sistema. Las descargas que inciden cerca de un poste pueden inducir

tensiones excesivas en la línea las que finalmente causan flameos. Las tensiones transitorias pueden viajar a lo largo de la línea y causar fallas de aislamiento de equipos conectados a ella, esto si no se han protegido adecuadamente.

2.1.6.1. Descarga directa

Se denomina descarga directa a aquella que impacta directamente en el conductor de fase de una línea, es tan elevado que la línea terminaría produciendo contorneamiento. Por este motivo en ese instante se eligió $I_c = 1\text{kA}$, como valor de la corriente crítica del rayo a partir de la cual se originará el contorneo de una línea. [8]

En la Figura N° 11, se muestra un diagrama con el impacto de un rayo en un conductor de fase, que generalmente será el conductor situado en una posición más elevada. La corriente del rayo se dividirá en dos partes iguales que darán lugar a dos tensiones que se propagarán en ambos sentidos. La máxima tensión originada en el conductor donde impacta el rayo vendrá dada por:

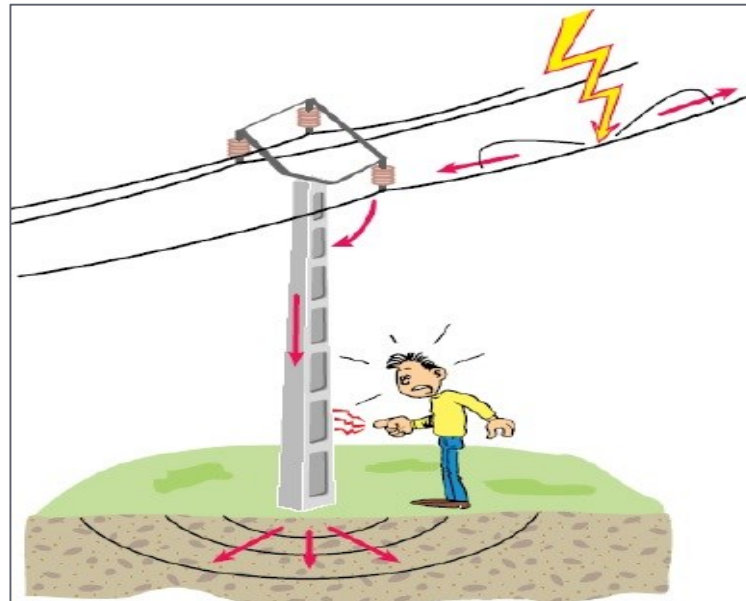
$$V_{CL} = Z_C * I/2 \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

Z_c : impedancia característica del conductor en Ω .

I : Intensidad máxima del rayo en A.

Figura N° 2.11: Grafico de Impacto del rayo en el conductor de fase.



Elaboración: propia.

La impedancia de onda de un conductor se encuentra en función de su altura media H y su radio R_c , y se puede calcular con la siguiente fórmula.

$$Z_c = 60 * \ln\left(\frac{2h}{r_c}\right) \quad (\text{Ec. 2.9})$$

En las otras fases de la línea también se originarán sobretensiones por acoplamiento. Si K es el factor de acoplamiento entre dos fases, la tensión máxima inducida en otra fase será:

$$V_{C2} = K * V_{C1} = K * Z_c * I/2 \quad (\text{Ec. 2.10})$$

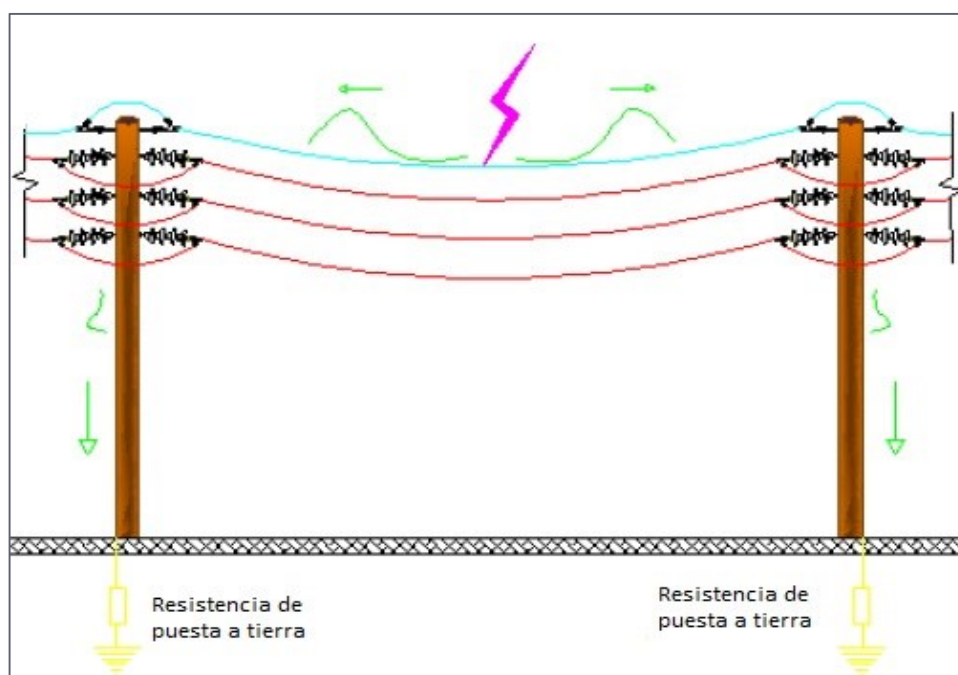
El contorneamiento en la línea puede originarse si:

- La diferencia entre tensiones inducidas es superior a la rigidez dieléctrica entre conductores.
- Las tensiones que propagan desde el punto de impacto superan la tensión crítica al impulso de los aisladores.

2.1.6.2. Descarga sobre estructuras y cable de guarda

Cada poste de una línea aérea presenta una impedancia y una resistencia efectiva con respecto a tierra. Si un rayo cae directamente sobre un poste la corriente de descarga a tierra ocasionaría una diferencia de potencial entre la parte superior de la estructura y tierra, la cual es tanto dependiente directamente de la impedancia de la estructura como el valor efectivo de la resistencia y aterramiento. Si el conductor permanece prácticamente al potencial de tierra, el valor de sobretensión puede aparecer entre la parte superior de la estructura y tierra, y si excede el valor del nivel de aislamiento de la línea se establecerá un arco eléctrico entre la estructura y el conductor denominado back flashover. [9]

Figura N° 2.12: Grafico de Impacto del rayo en el cable de guarda a medio vano.



Elaboración: propia.

En la figura se muestran las dos posibilidades que se pueden presentar: el rayo impacta en un conductor de guarda en un punto en medio vano o justo en el poste.

Si el impacto se produce en el conductor de tierra el análisis es similar al anterior. Las tensiones originadas en este conductor y en el de fase serán:

$$V_{ct} = Z_{C2} * I/2 \quad (\text{Ec. 2.11})$$

$$V_c = K * V_{ct} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Siendo Z_{ct} la impedancia característica del cable de tierra, y K el factor de acoplamiento entre el cable de tierra y un conductor. Este coeficiente de acoplamiento se puede obtener a partir de la impedancia característica del cable de tierra, Z_{ct} , y a partir de la impedancia mutua entre cable de tierra y conductor, Z_{ct-c} , según la expresión.

$$K = \frac{Z_{ct-c}}{Z_{ct}} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

$$Z_{ct} = 60 * \ln\left(\frac{2h_{ct}}{r_{ct}}\right) \quad (\text{Ec. 2.14})$$

$$Z_{ct-c} = 60 * \ln\left(\frac{D_{ct-c}}{d_{ct-c}}\right) \quad (\text{Ec. 2.15})$$

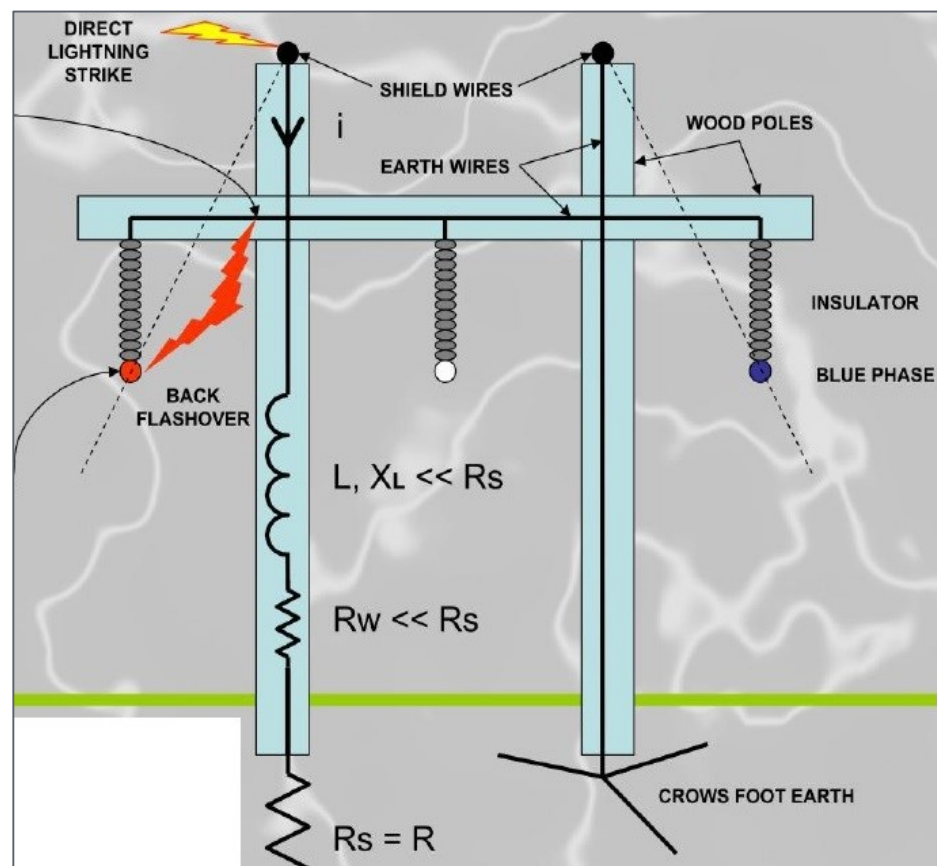
Donde h_{ct} es la altura del cable des tierra en m; r_{ct} es el radio del cable de tierra en m. D_{ct-c} es la distancia entre el cable de tierra y conductor en m.

Si la diferencia entre las tensiones obtenidas es suficientemente grande.

$$V_{ct} - V_c = (1 - K) * V_{ct} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Entonces el comportamiento se producirá entre el cable de guarda y el conductor de fase en el punto de impacto. Si no es así, las ondas de tensión que se produjeron en el punto de impacto alcanzaran los postes más próximos donde se originaran las ondas que viajaran a tierra. A partir de ese punto el proceso será más complejo.

Figura N° 2.13: Grafico de impacto del rayo en el poste.



Elaboración: propia.

Si el impacto se produce en el punto de conexión con el poste, la corriente del rayo se dividirá entre una parte que viajara a tierra del poste, y otra que se dividirá a su vez en dos partes iguales que se propagaran en ambos sentidos a través del cable de tierra.

2.1.6.3. Descargas inducidas

Los rayos no necesariamente deben ponerse directamente en contacto con las líneas eléctricas para causar problemas, puesto que las descargas que caen a tierra cerca de ellas pueden introducirse induciendo cargas dentro del sistema. Se refiere a las descargas atmosféricas a tierra en las cercanías de una línea y que genera sobretensiones inducidas en ella.

Los voltajes inducidos alcanzan valores de hasta alrededor de 500kV, por lo que son de interés únicamente para sistemas cuyo nivel de aislamiento sea inferior al voltaje inducido.

Las descargas que no impactan directamente a la línea, sino que caen cerca a estas, retornan por un canal de ionización (dentro de un radio de 200m), estas descargas constituyen la principal causa de daño en las líneas aéreas de distribución, adicionalmente causa fallas en las instalaciones domiciliarias, afectando lo equipos electrónicos.

2.1.7. MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

La utilización del cable de guarda, pararrayos, explosores, aisladores y puestas a tierra está relacionada con la protección que deben tener las líneas eléctricas, contra sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas. Por razones de seguridad, confiabilidad y economía es necesario conocer el comportamiento de las descargas

atmosféricas para lograr la protección de las vidas humanas y lograr diseños adecuados de los sistemas de protección.

2.1.7.1. Método de apantallamiento y modelo electrogeométrico

Las líneas aéreas de distribución de energía eléctrica están expuestas a las descargas atmosféricas (caída de rayos), siendo este uno de los motivos más habituales de falla de aislamiento.

En caso de que un rayo impacte sobre una línea aérea, se origina una elevada sobretensión que puede producir el cebado de los aisladores si se supera su nivel de aislamiento. En tal caso la sobre intensidad de la descarga a tierra a través del apoyo indica una falla a tierra y si el aislador permanece contorneado, una vez haya pasado la sobretensión, las protecciones deberán despejar la falla abriendo la línea y reenganchándola (produciendo de esta manera una interrupción del servicio por unos pocos segundos de duración).

Para disminuir el número de interrupciones debido a las descargas atmosféricas es habitual la instalación de cables de guarda (overhead ground wire, OGW) en la parte superior de los apoyos. Con esto se pretende que las posibles descargas atmosféricas impacten sobre el cable de guarda y se deriven a tierra las sobre intensidades.

2.1.7.1.1. Modelo electrogeométrico

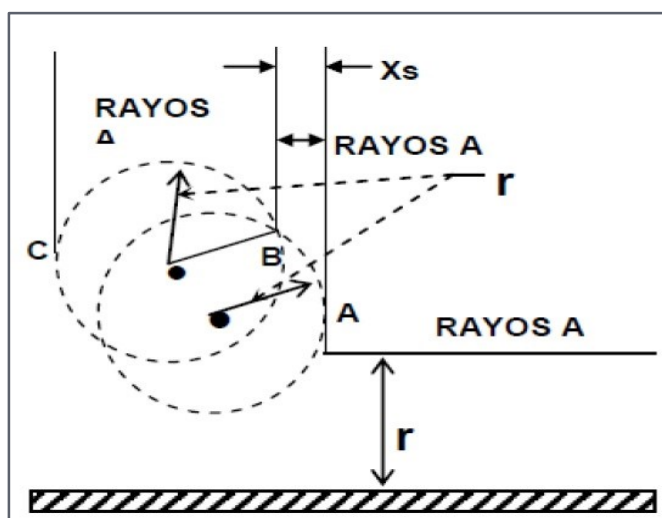
En el modelo Electrogeométrico, corresponde a la teoría electromagnética propuesta por Anderson (1982), la cual tiene como objetivo determinar el punto de impacto de una descarga

atmosférica teniendo en cuenta la máxima intensidad de corriente y la localización del canal de la descarga, que se asume tiene una trayectoria vertical, admite la existencia de una distancia de atracción (r) al conductor de fase, al conductor de guarda. [9]

Para una línea aérea trifásica protegida por cables de guarda, para lo cual, se grafican radios de atracción de tal forma que expliquen la magnitud del apantallamiento para un determinado tipo de estructura o armado.

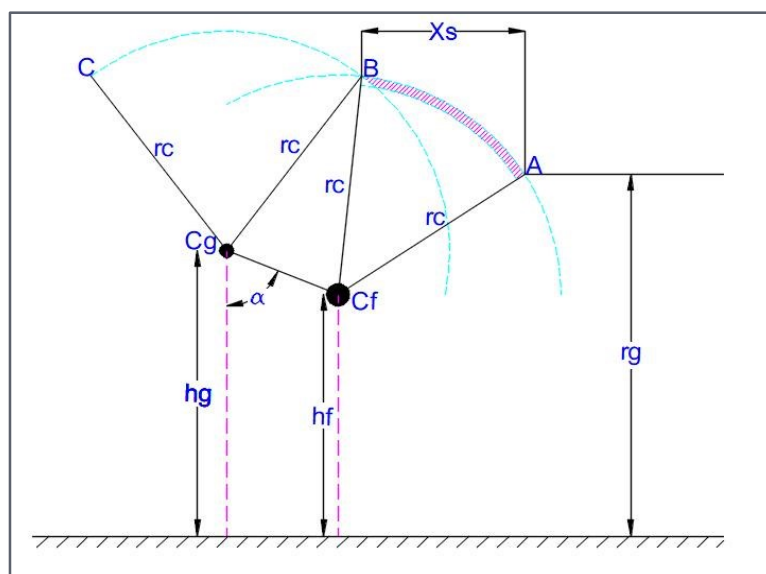
Las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase con la línea horizontal paralela a tierra están marcados como puntos A; las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase y aquellos cuyos centros son los cables de guarda están marcado como B; y la intersección entre los arcos cuyos centros son los cables de guarda está marcado como C. las descargas con una determinada magnitud, que alcancen el arco entre A y B impactan sobre el conductor de fase, es el área no protegida, las que alcancen el arco entre B y C impactan sobre el cable de guarda y las demás descargas irán a parar a tierra. Para tener más detalles y magnitudes de las dimensiones de los elementos del apantallamiento, se recomienda graficar, en un programa computacional gráfico.

Figura N° 2.14: Modelo Electrogeométrico.



Fuente: Martínez J. (2002). Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión.

Figura N° 2.15: Vista ampliada del modelo Electrogeométrico para el análisis.



Fuente: Martínez J. (2002). Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión.

De la figura anterior se tiene lo siguiente:

rc : Distancia de atracción al rayo.

I : Corriente del rayo

hg : Altura efectiva del conductor de guarda.

hf : Altura efectiva del conductor de fase.

α : Angulo de apantallamiento.

Xs : Zona no cubierta por el apantallamiento.

Este método se basa en el modelo geométrico de la línea y es de naturaleza analítica, definiéndose una distancia disruptiva r_c , para lo cual la descarga del rayo puede exceder y alcanzar hacia un objeto a tierra, esta distancia r_c es directamente proporcional al valor de la corriente del rayo incidente y viene dado por la expresión; según la norma IEEE 1410 – 2010.

$$r_c = 10 * I_c^{0.65} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

También se define la distancia r_g (para un caso de una estructura menor de 40 metros) como:

$$r_g = (3.6 + 1.7 * \ln(43 - hf)) * I_c^{0.65}; \text{ si } hf < 40 \text{ m.} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

$$r_g = 5.5 * I_c^{0.65}; \text{ si } hf \geq 40 \text{ m.} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

Otros autores definen como el valor de r_g con la siguiente expresión:

$$r_g = \beta * r_c; \text{ Donde considern el valor de } \beta = 0.9. \quad (\text{Ec. 2.20})$$

La constante B es utilizada por la norma IEEE 1410. [10]

Para calcular la intensidad critica (I_c) en el cual se produce un cebado del aislador se fija la sobretensión (V) que produce el impacto del rayo en la línea igual al nivel de aislamiento a impulso tipo rayo del aislador.

$$I_c = \frac{2(CFO)}{Z_c} \tag{Ec. 2.21}$$

Donde:

CFO : Tensión crítica de cebado del aislador, en [kV].

Z_c : Impedancia característica de la línea, en [Ω].

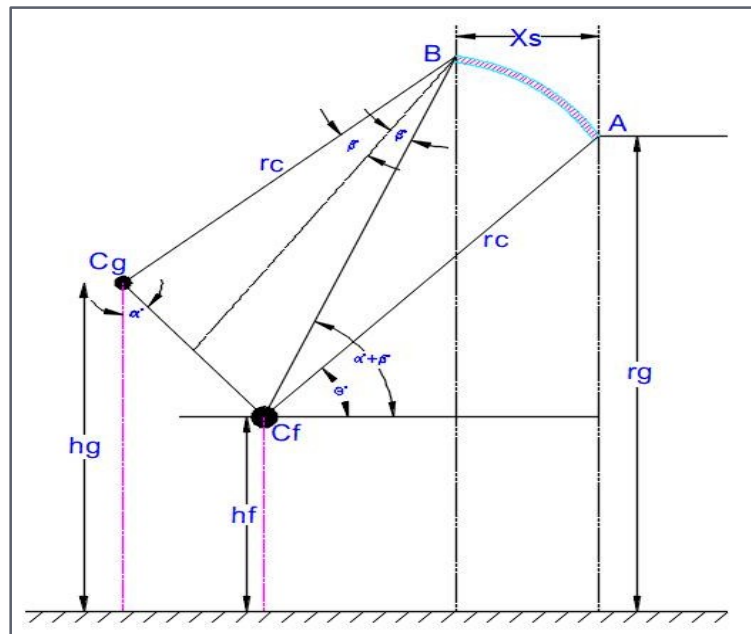
I_c : Corriente crítica de cebado del aislador, en [kA].

2.1.7.1.2. Espacio no cubierto por el apantallamiento

En la figura anterior se define el arco AB como la zona de atracción al rayo, la cual es menor a medida que la corriente del rayo aumenta, haciendo que el rayo caiga en el cable guarda o directamente a tierra. La proyección de esta zona al plano de tierra se define como X_s , la cual se demuestra como:

En el grafico siguiente se muestra el área no cubierta usando el modelo electrogeometrico.

Figura N° 2.16: Distancia Crítica del Cable de Guarda, conductor de Fase y Tierra.



Fuente: Martínez J. (2002). Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión.

Si $r_g > h_f$:

$$X_s = r_c [\cos\theta - \cos(\alpha + \beta)] \quad (\text{Ec. 2.22})$$

Si $r_g < h_f$; entonces $\cos(\theta) = 1$; resultando el área desprotegida.

$$X_s = r_c [1 - \cos(\alpha + \beta)] \quad (\text{Ec. 2.23})$$

Donde:

$$\text{sen}\theta = \frac{r_g - h_f}{r_c}; \quad \theta = \sin^{-1}\left(\frac{r_g - h_f}{r_c}\right) \quad (\text{Ec. 2.24})$$

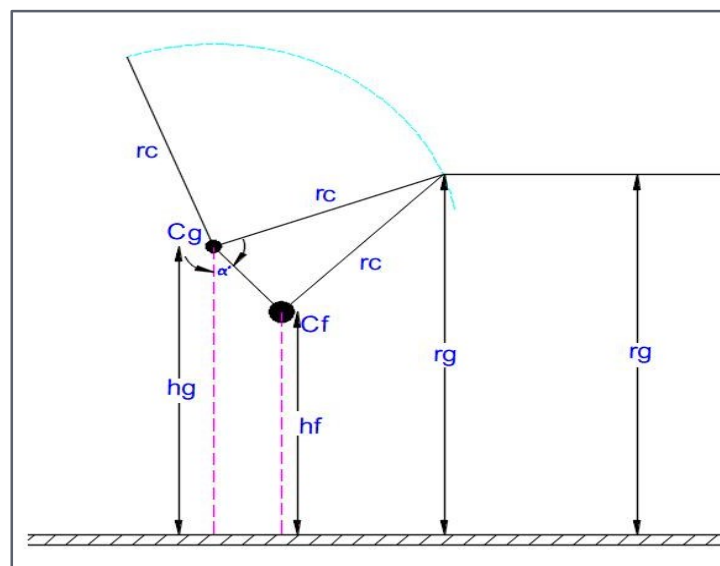
$$\text{sen}\beta = \frac{c}{2 * r_c}; \quad \beta = \sin^{-1}\left(\frac{C}{2 * r_c}\right) \quad (\text{Ec. 2.25})$$

$$\text{cos}\alpha = \frac{h_g - h_f}{C}; \quad \alpha = \cos^{-1}\left(\frac{h_g - h_f}{C}\right) \quad (\text{Ec. 2.26})$$

2.1.7.1.3. Apantallamiento efectivo

Un apantallamiento efectivo consiste en disminuir a cero el área desprotegida X_s , manteniendo el conductor de fase como punto fijo y desplazando horizontalmente el conductor de guarda hasta cumplir esta condición.

Figura N° 2.17: Modelo electro geométrico con apantallamiento efectivo.



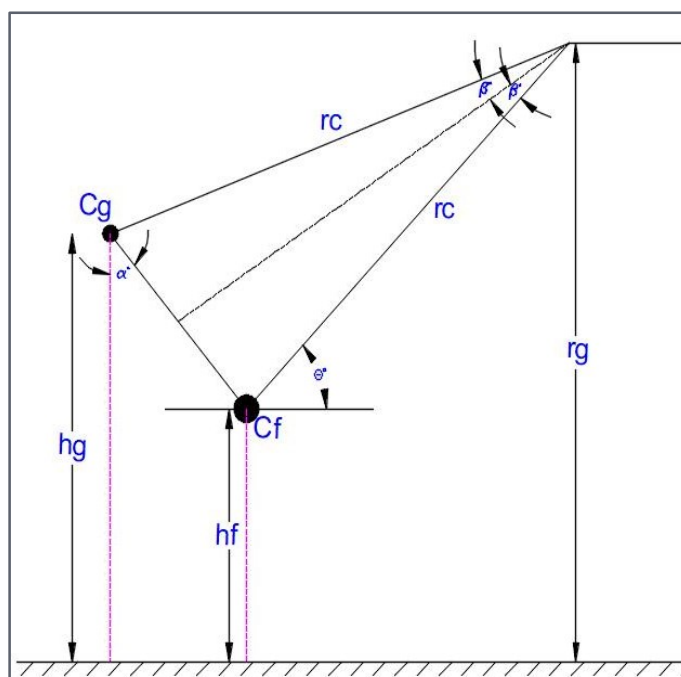
Fuente: Martínez J. (2002). Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión.

En la figura al comparar con la figura 2.17 se redujo la zona Xs a cero, la cual corresponde a donde la descarga afectaba al conductor de fase, ahora la descarga solo caerá en el conductor de guarda o en la tierra debido, que la zona desprotegida es nula.

2.1.7.1.4. Angulo de apantallamiento

Este ángulo se calcula a partir de la geometría de la siguiente figura, el cálculo de este parámetro es importante ya que es un indicador del número de salidas forzadas por falla de apantallamiento, puesto que, si este ángulo es mayor que el determinado por la geometría actual de la línea se espera un número considerable de salidas, de lo contrario las salidas serán mínimas debido a que la línea se encuentra efectivamente apantallada.

Figura N° 2.18: Determinación del ángulo de apantallamiento.



Fuente: Martínez J. (2002). Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión.

De la figura anterior se deduce que el ángulo de protección (a), formado por la vertical que baja del cable de guarda (Cg) y la recta que se une con el conductor de fase (Cf), resulta de haber calculado primeramente los ángulos β y θ ángulos de incidencia.

Donde:

$$\alpha^\circ = \theta^\circ - \beta^\circ \quad (\text{Ec. 2.27})$$

Y los cálculos para los ángulos se aplican las ecuaciones 2.24, 2.25 y 2.26.

$$\sin \theta = \frac{r_g - h_f}{r_c}; \quad \theta = \sin^{-1} \left(\frac{r_g - h_f}{r_c} \right) \quad (\text{Ec. 2.24})$$

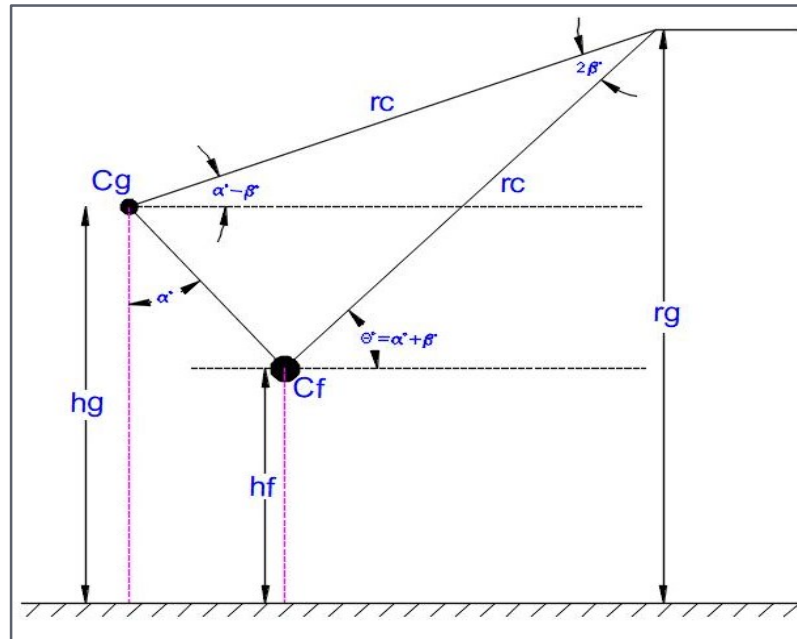
$$\sin \beta = \frac{C/2}{r_c}; \quad \beta = \sin^{-1} \left(\frac{C}{2 * r_c} \right) \quad (\text{Ec. 2.25})$$

$$\cos \alpha = \frac{h_g - h_f}{C}; \quad \alpha = \cos^{-1} \left(\frac{h_g - h_f}{C} \right) \quad (\text{Ec. 2.26})$$

2.1.7.1.5. Intensidad máxima de falla de apantallamiento

Las descargas atmosféricas cuya corriente de pico sea superior a la intensidad máxima de falla de apantallamiento (I_m) impactaran contra el cable de guarda o contra tierra, pero no contra la parte activa, lo cual indica que el sistema está completamente apantallado. Para intensidades de descarga menores existe una probabilidad de que impacte contra un conductor de fase. La intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m) es aquella para la cual todas las distancias críticas coinciden en un punto. [7]

Figura N° 2.19: Grafico de Apantallamiento total.



Fuente: Martínez J. (2002). Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión.

$$I_m = \left(\frac{r_{gm}}{8} \right)^{\frac{1}{0.65}} \tag{Ec. 2.28}$$

Donde:

I_m : Corriente máxima de fallo de apantallamiento, en [kA].

r_{gm} : Radio de atracción de fases, en [m].

Para el apantallamiento total, también se tiene un radio critico de fallo de apantallamiento, calculada de la siguiente manera.

$$r_{gm} = \frac{h_f + h_g}{2(1 - \text{sen}\alpha)} \tag{Ec. 2.29}$$

Donde:

α : Angulo de apantallamiento del cable de guarda, [°].

h_f : Altura del conductor de fases, en [m].

h_g : Altura del conductor de guarda, en [m].

2.1.7.1.6. Tasa de salida por descargas atmosféricas

El número de fallas de apantallamiento que provocan la salida forzada de la línea. Lo cual es relacionar el valor de la probabilidad con el nivel ceraunico de la zona en estudio y con la geometría de la línea, esto se logra considerando el promedio de las descargas atmosféricas por unidad de área en la zona donde se ubican las líneas, densidad de descargas atmosféricas a tierra N_g , y al mismo tiempo con el área de tierra cubierta por la línea, que depende de la altura y separación de los conductores de guarda en la línea, estos dos parámetros dan lugar al cálculo del número de descargas atmosféricas directas a la línea por unidad de longitud y tiempo N_L que representa el número de descargas atmosféricas directas a la línea por 100 km por año.

Se considera el cálculo para líneas implementadas con cable de guarda y sin cable de guarda.

A. Con cable de guarda

Para calcular el número de salidas, se utilizará el método de Burgsdorf – Kostenko y se determina con la siguiente ecuación.

$$T_S = N_{SF} * \text{Longitud de línea} \quad (\text{Ec. 2.30})$$

$$N_{SF} = N_S * P_o * P_1 * 10^{-4} \quad (\text{Ec. 2.31})$$

Donde:

N_{SF} : Número de salidas por 100 km por año.

N_S : Numero de descargas anuales por 100 km de línea.

P_0 : Probabilidad de falla del apantallamiento del cable de guarda.

P_1 : Probabilidad que la corriente crítica de descarga I_c produzca flameo.

➤ **Numero de descargas anuales (N_s)**

Está determinado por la siguiente ecuación

$$N_s = N_g * \left(\frac{28 * h^{0.6} - b}{10} \right) \quad (\text{Ec. 2.32})$$

$$N_g = 0.04 * T_d^{1.25} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

N_s : Numero de descargas anuales por 100 km de línea.

h : Altura efectiva del cable de guarda (m).

b : Distancia horizontal de cable de guarda (m).

N_g : Densidad de descargas atmosféricas a tierra.

T_d : Nivel isoceraunico de la zona en estudio.

➤ **Probabilidad de falla de apantallamiento (P_0)**

Se calcula la probabilidad de falla de apantallamiento del cable de guarda, se expresa en función del ángulo de protección y de la altura, está definida por la siguiente ecuación.

$$\log_{10} P_0 = \frac{\alpha^\circ * \sqrt{h}}{90} - 2 \quad (\text{Ec. 2.33})$$

➤ **Probabilidad de la corriente crítica de descarga produzca flameo (P_1)**

La probabilidad P1 se refiere a la probabilidad que la corriente del rayo IR exceda un valor determinado, está definida por la siguiente ecuación.

$$P_{IR} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_R}{31}\right)^{2.6}} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

2.1.7.2. Aisladores

La función eléctrica de los aisladores es proveer el aislamiento para líneas y equipos; así mismo, la retención mecánica de los conductores, cables; estos equipos están sometidos a condiciones de viento, contaminación, esfuerzos de cortocircuito que generan esfuerzos y tensiones sobre ellos.

El diseño debe asegurar que los aisladores conserven sus características eléctricas y mecánicas a lo largo de los años, aun en condiciones adversas de esfuerzos de cortocircuitos (transitorios) y contaminación ambiental. [11]

2.1.7.2.1. Material de los aisladores

Los materiales de los aisladores son construidos de porcelana, vidrio y materiales compuestos; cada uno de los materiales tienen sus ventajas y desventajas según la zona de trabajo donde se ubica.

A. Aisladores de vidrio

El vidrio utilizado en la fabricación de aisladores será de preferencia de tipo sodio – calcio, recocido o temperado, homogéneo e incoloro. Lo que da como resultado un comportamiento eléctrico excelente. [12]

Figura N° 2.20: Aislador de vidrio.

Fuente: catálogo de fabricante marca Corona GAMMA.

B. Aisladores de porcelana

Los aisladores de porcelana deben fabricarse por un 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; la porcelana utilizada no tiene que presentar porosidades, debiendo ser de alta resistencia dieléctrica, elevada resistencia mecánica, químicamente inerte y elevado punto de fusión. [12]

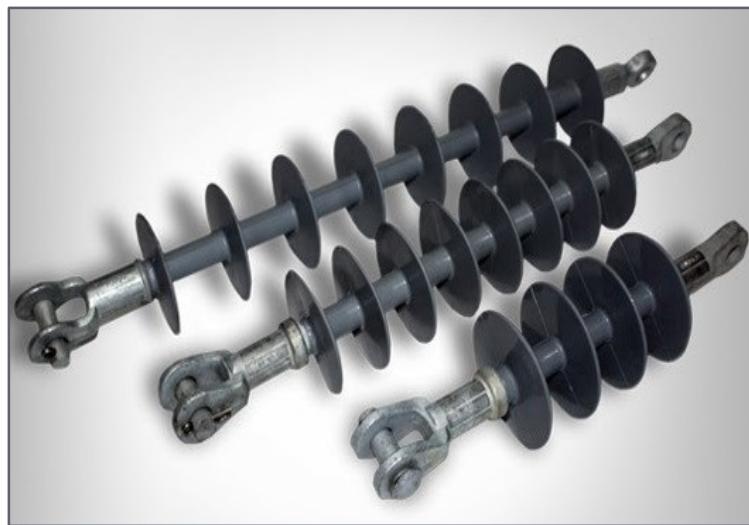
Figura N° 2.21: Aislador de porcelana.

Fuente: catálogo de fabricante marca Corona GAMMA.

C. Aisladores poliméricos

Todos los aisladores poliméricos serán livianos, resistentes a los actos de vandalismo e inmunes a daños causados por el agua, rayo ultravioleta 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, el material polimérico utilizado debe poseer un nivel de tracking a lo menos de 3.5kV según IEC 60587 o ASTM D-2303.

Figura N° 2.22: Aislador de polimérico.



Fuente: catálogo de fabricante marca Corona GAMMA.

Tabla N° 2.5: Ventajas y desventajas de los aisladores.

AISLADORES UTILIZADOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION				
TIPO	PIN		SUSPENSION	
MATERIAL	PORCELANA	VIDRIO	PORCELANA	SILICONA (RPP-25)
VENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> - Baja porosidad. - No absorción de agua. - Dureza. - Alta Resistencia mecánica - Resistencia al calor. - Alta temperatura de combustión. - Buena Performance. -Fácil recambio. 	<ul style="list-style-type: none"> - Excelente comportamiento eléctrico. - Fácil detección de falla. - Buena performance. 	<ul style="list-style-type: none"> - Número de elementos que conforman la cadena puede acomodar a diferentes condiciones ambientales. - La distancia de fuga depende del número de elementos de la cadena. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alta resistencia mecánica. - Alta resistencia dieléctrica. - No vulnerables a impactos por daños vandálicos. - Menor peso del accesorios. - Bajo costo de instalación. - Conformado por un solo cuerpo.
DESVENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> - Peso elevado. - Vulnerables a impactos por daños de vandalismo. - Defectos ocultos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Vulnerables a impactos por daños de vandalismo. - Fragilidad. - Resistencia mecánica baja. - Mayor coeficiente de dilatación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Vulnerables a impactos por daños de vandalismo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Costo relativamente alto. - Daños por materiales orgánicos. - Difícil recambio.

Elaboración: propia.

Características de los aisladores

➤ **Rigidez dieléctrica (kv/m)**

La intensidad máxima de campo eléctrico que puede resistir un material dieléctrico sin que presente una ruptura.

➤ **Carga de rotura mecánica (Kg)**

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

➤ **Tensión de flameo al impulso**

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 entre fase y tierra, es decir el contorno del aislador. Esta distancia es una característica fundamental en los aisladores, cuyo desempeño es que la tensión de contorneamiento presente valores elevados y por consiguiente no se produzcan descargas de contorno entre los conductores y el apoyo, a través de los aisladores. Considerando el efecto de la contaminación, se asigna el nivel de aislamiento según la característica de la zona.

Tabla N° 2.6: Nivel de aislamiento.

Nivel de Contaminacion	Distancia Minima Nominal de Fuga [mm/kV]
I. Ligero	16
II. Medio	20
III. Alto	25
IV. Muy Alto	31

Fuente: norma IEC 815.

Se calcula la longitud de fuga L_f , considerando los diferentes niveles de aislamiento para toda la ruta de la línea.

$$L_{\text{min fuga}} = L_{\text{min fuga especifica}} * V_{\text{max serv.}} * F_c \quad (\text{Ec. 2.34})$$

$$F_c = 1 + 1.25(h - 1000) * 10^{-4} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

L_{minfuga} : Longitud de fuga unitaria en (mm/kV).

V_{maxserv} : Tensión Máxima de Servicio (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.

2.1.7.2.2. Calculo del aislamiento para líneas eléctricas para el aislamiento al impulso tipo rayo

Sigue una secuencia en las condiciones atmosféricas, meteorológicas y ambientales: [13]

$$V_i = \frac{BIL}{(1 - N * \sigma) * \delta} \quad (\text{Ec. 2.35})$$

El aislamiento de una línea se ve afectado por la densidad del aire, ya que la capacidad de resistir un elemento aislante se reduce si también se reduce la densidad del aire, en caso si hay un aumento de la densidad es favorable para el aislante.

La densidad relativa del aire se puede calcular utilizando la fórmula de Halley.

$$\delta = \frac{3.92 * b}{273 + t} \quad (\text{Ec. 2.36})$$

La presión barométrica se relaciona con la altura de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$\log b = \log 76 - \frac{msnm}{18336} \quad (\text{Ec. 2.37})$$

Donde:

V_i : Tensión de aislamiento al impulso de rayo.

BIL : Nivel Básico de Aislamiento (KV-BIL).

N : Numero de desviaciones estándar alrededor de la media.

σ : Desviación estándar 2% (IEC-60-1, para rayos).

δ : Densidad Relativa del aire.

b : Presión barométrica (en cm Hg).

t : Temperatura (en °C).

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

2.1.7.2.3. Cálculo del aislamiento para línea eléctricas para el aislamiento a frecuencia industrial

Esta sobretensión se produce debido a fallas en el sistema y está dado por la siguiente expresión: [13]

$$V_{fi} = \frac{f_S * V_{max} * H}{\sqrt{3} * (1 - N * \sigma) * \delta^n * f_1} \quad (\text{Ec. 2.38})$$

Donde:

V_{fi} : Tensión de aislamiento frecuencia industrial.

f_S : Factor de sobretensión a frecuencia industrial.

V_{max} : Tensión máxima de servicio.

H : Factor de Humedad.

N : Numero de desviaciones estándar alrededor de la media.

σ : Densidad estándar.

δ : Densidad relativa del aire.

n : Exponente empírico.

f_1 : Factor de lluvia.

b : Presión barométrica (en cm Hg).

La lluvia disminuye las características aislantes del material aislante lo cual ha sido comprobado en experimentos, esta disminución se incrementa al aumentar la intensidad de la lluvia.

Tabla N° 2.7: Factor de Lluvia para las sobretensiones de frecuencia industrial.

INTENSIDAD DE LLUVIA	FACTOR F_1
0	1
1.27	0.83
2.5	0.77
3.8	0.73
5.1	0.71
6.3	0.68

Elaboración: propia

2.1.7.3. Descargador de sobretensión o pararrayos

El pararrayo (también llamado apartarrayos o descargador de sobretensiones) es un dispositivo diseñado para limitar las sobretensiones ocasionadas por inducción electromagnética o incidencia de descargas atmosféricas y por acciones de maniobra de línea aéreas de distribución. Para dar protección a las instalaciones eléctricas, el pararrayo se encuentra conectado de forma permanente a la red eléctrica entre fase – tierra y actúa únicamente cuando la tensión alcanza o supera un valor determinado, operando por efecto directo de la tensión. [14]

En condiciones normales tiene una impedancia muy elevada y solo fluye una pequeña corriente del orden de 1 mA. En presencia de una sobretensión, la impedancia cambia de un valor elevado a un valor muy bajo, descargando una corriente a tierra.

En los sistemas de distribución el uso de pararrayos es de vital importancia debido a que sin la función protectora de este las sobretensiones inducidas podrían contornear o perforar los aisladores suspendidos de la res o los aislamientos externos o internos de diferentes equipos, pudiendo ocasionar deterioros o daños. La tecnología en la fabricación de pararrayos ha sido evolucionando hasta llegar a la actualidad a la aplicación de varistores no lineales o semiconductores dependientes de la tensión, constituidos por bloques sólidos de óxidos metálicos.

2.1.7.3.1. Características del pararrayo

➤ Voltaje nominal

Valor eficaz de la tensión alterna a frecuencia industrial que el pararrayo puede soportar en forma permanente, además que permite la deionización o interrupción de la corriente de descarga por el pararrayo. [15]

➤ Voltaje de operación al impulso

Es el valor de tensión de una onda de impulso básico que hace operar el pararrayo.

➤ Corriente nominal de descarga

Corriente que conduce por el pararrayo después de su operación sin dañarse. [15]

➤ Voltaje residual

Valor máximo de tensión registrado en el pararrayo cuando este conduce a tierra la intensidad de corriente de descarga.

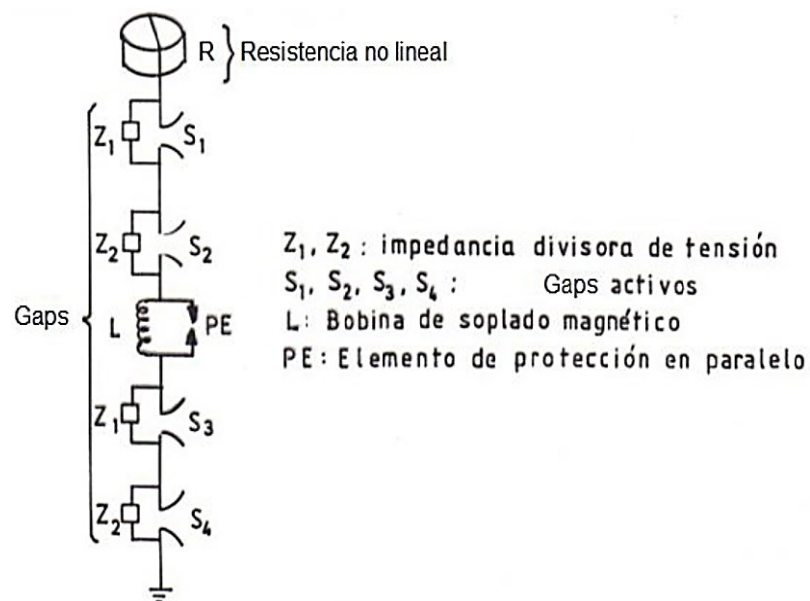
2.1.7.3.2. Pararrayos utilizados en sistema de distribución

A. Pararrayos carburo de silicio

El pararrayo de SiC tiene resistencias no lineales de carburo de silicio en serie con explosores metálicos, ambos dentro de una porcelana cilíndrica hueca y con tapas o bridas en ambos extremos de la porcelana. [11]

Los pararrayos de SiC es de una tecnología antigua que fue la solución en los años 80. Para la época ya no es recomendable su uso.

Figura N° 2.23: Pararrayo de SiC.



Fuente: Cardona L. (2012). Notas y prácticas de Coordinación de Aislamiento I. Colombia.

B. Pararrayos de óxido de zinc (ZnO)

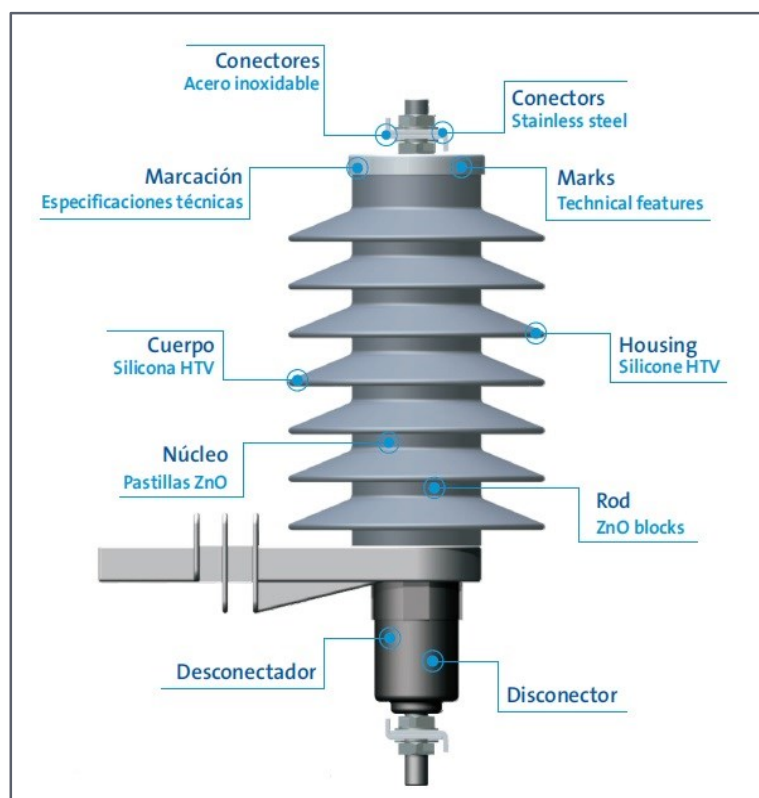
El pararrayo de ZnO tiene resistencias no lineales de óxidos metálicos principalmente, el óxido de Zinc. Los varistores (resistor variable) están dentro de una

envolvente que puede ser de porcelana o polimérica, la cual esta sellada en ambos extremos por tapas o bridas.

La diferencia en las características de los materiales (SiC y ZnO) es significativa; los discos o bloques hechos de ZnO tienen una característica no lineal muy superior a los de SiC, debido a estas características los pararrayos de ZnO no requieren explosores.

La característica no lineal de ZnO, permite lograr niveles de protección mejores que los de SiC y tienen mayor capacidad de absorción de energía, lo cual permite realizar la protección contra sobretensiones de maniobra, esto no era posible con los de SiC.

Figura N° 2.24: Pararrayo de ZnO.



Fuente: Catalogo de pararrayos GAMMA.

2.1.7.3.3. Funcionamiento del pararrayos

El funcionamiento del pararrayos se basa en el comportamiento no lineal, variable y dependiente de la tensión que posee el varistor, se describe de la siguiente manera:

A. Funcionamiento en condición de la tensión nominal

Para condiciones de tensión nominal, el funcionamiento del pararrayos es similar al de un aislador que está conectado a una red eléctrica línea (fase) y tierra, en estas circunstancias el varistor de óxido metálico presenta un valor muy alto de resistencia eléctrica, y permite la circulación a través del varistor y sobre el aislamiento de pequeñas corrientes de fuga de tipo capacitivo – resistivo, con componentes armónicas cuyo valor (rms) está comprendido entre 0.2 y 3 mA. Dicha corriente fluye de manera permanente entre línea y tierra a través del pararrayos.

B. Funcionamiento en condición de sobretensión en la red

El comportamiento para condiciones de sobretensión en la red, el funcionamiento del pararrayos sigue la trayectoria de valores no lineales de la curva característica tensión – corriente.

El comportamiento dinámico del varistor de óxido metálico se produce en condición de sobretensión del sistema eléctrico, lo que se traduce en la reducción del valor de su resistencia eléctrica y en consecuencia el incremento del valor de corriente que pasa por el pararrayos hacia tierra. Los

valores de tensión que describen el comportamiento dinámico del pararrayos son los siguiente:

Tensión nominal del pararrayos, es el máximo valor eficaz de tensión de fase – tierra permisible entre los terminales del pararrayos, para la cual ha sido diseñado. Se utiliza como un parámetro de referencia para las características específicas de operación.

Tensión de conducción del pararrayos, es la mínima magnitud de tensión que provoca el estado pleno de conducción del pararrayos. Corresponde al punto de la característica tensión – corriente en el cual la pendiente de la recta tangente a la curva se reduce significativamente (punto de inflexión).

Tensión de desconducción del pararrayos, es el valor máximo de tensión post descarga en la que, al eliminarse la sobretensión, se recupera plenamente la resistencia a la conducción, lo que provoca el corte del paso de corriente a tierra y hace que el pararrayos alcance y mantenga el estado de aislador eléctrico.

Tensión máxima de operación continua (MCOV), es el máximo valor de tensión al cual puede quedar sometido al pararrayos antes de iniciar el estado de conducción. En la característica tensión – corriente del varistor, corresponde al punto en el cual la pendiente de la recta tangente a la curva empieza a reducir su valor.

Al momento que la tensión en los terminales del pararrayos supera el MCOV se inicia la reducción de la resistencia del MOV, empezando la circulación de una corriente a través del pararrayos; cuando la tensión en los terminales del pararrayos supera el valor de la tensión de conducción, se da una reducción abrupta y significativa en la resistencia eléctrica de MOV y a través del pararrayos circula una corriente a tierra. Luego que la sobretensión se ha eliminado y llega a una magnitud igual o menor a la tensión de desconducción se interrumpe el paso de corriente por el pararrayos y este recupera el estado de aislamiento a la tensión MCOV que poseía antes de que apareciera la sobretensión. [18]

2.1.7.3.4. Criterio para el Cálculo de pararrayos

Los pararrayos más óptimos serán de Óxido de Zinc (ZnO), equipados con dispositivos de alivio de presión. Los pararrayos se conectarán entre fase y tierra. El criterio de selección se debe para la protección contra sobretensiones atmosféricas o de maniobra. Los pararrayos deben seleccionarse tomando en cuenta los siguientes criterios. [19]

A. Máxima tensión de operación continua MCOV o U_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.

$$MCOV \geq K_m * \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (\text{Ec. 2.39})$$

Donde:

$K_m = 1.05$: factor de seguridad para aislamiento externo, según Mejía Villegas, pág. 87. [11]

B. Sobretensiones temporales a frecuencia industrial (TOV)

Los pararrayos pueden funcionar un limitado periodo de tiempo por encima de su MCOV, el nivel de sobretensión que puede tolerar el pararrayos depende del tiempo al que esté sometido, para asegurar el óptimo funcionamiento hay que considerar que el TOV del pararrayos no debe ser superado en magnitud y duración por el TOV del sistema.

$$TOV \geq K_e * \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (\text{Ec. 2.40})$$

Donde:

K_e : Factor de falla a tierra (IEC 60071-2)

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

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

C. Tensión nominal del pararrayos (U_r)

El pararrayo para cumplir con la norma IEC debe resistir su tensión nominal (U_r) durante 10 segundos. La tensión nominal del pararrayos U_r , se elige seleccionando el mayor valor entre U_o y U_e .

$$U_o = \frac{MCOV}{K_o} \quad (\text{Ec. 2.41})$$

$$U_e = \frac{TOV}{K_t} \quad (\text{Ec. 2.42})$$

donde:

$K_0 = 0.8$: Es el factor de diseño según el fabricante
(catálogo de pararrayos)

K_t : Es la capacidad del pararrayos contra
sobretensiones temporales el cual depende del tiempo de
duración de la sobretensión. [Norma IEC 60099-4]

$K_t = 1.15$: Para 1 segundo.

$K_t = 1.10$: Para 10 segundos.

$K_t = 0.95$: Para 2 horas.

considerando la normativa IEC 60099-5, recomienda
que se debe utilizar una tolerancia de al menos 5%, para
tomar en cuenta las armónicas que se presentan en la tensión
del sistema, considerando la tensión inmediato superior
normalizado.

D. Nivel de protección para impulso tipo atmosférico del pararrayo (NPR)

Es la tensión máxima residual para un impulso tipo
atmosférico a la corriente nominal de descarga, 10 KA.

El NPR de los pararrayos según datos el fabricante:

- 10kA($U_m \leq 420\text{kV}$)
- 15kA($420 < U_m \leq 550\text{kV}$)
- 10kA($U_m > 550\text{kV}$)

E. Nivel de protección para impulso tipo maniobra del pararrayo (NPM)

Es la tensión iguala a la máxima tensión residual para
impulsos de corrientes de maniobra, 1 KA.

El NPM de los pararrayos según datos el fabricante:

- $0.5kA(U_m \leq 145kV)$
- $1kA(145 < U_m \leq 362kV)$
- $2kA(U_m > 362kV)$

F. Longitud mínima de línea de fuga del pararrayo

la longitud del pararrayo se establece mediante la siguiente expresión matemática como se detalla en la ecuación 2.34.

$$L_{\text{minfuga}} = L_{\text{minfugaespecifica}} * U_{\text{maxserv}} * F_C \quad (\text{Ec. 2.34})$$

donde:

$L_{\text{min fuga especifica}}$: Longitudes de fuga unitaria.

U_{maxserv} : Tensión máximo de servicio.

F_C : Factor de corrección por altura.

2.1.7.4. Selección de nivel de aislamiento

para el estudio de nivel de aislamiento se empleará la metodología tradicional en la norma IEC 60071-1, teniendo en cuenta la definición de los siguientes parámetros.

2.1.7.4.1. Tensión soportada al impulso tipo atmosférico (BIL)

Es el valor pico de tensión soportada al impulso tipo rayo el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que refiere a pruebas.

para el cálculo del nivel básico de aislamiento para impulso tipo atmosférico (BIL) ecuación 2.1, se aplica un factor de seguridad (KI) para relacionar el NPR y el BIL; este factor tiene un rango entre 1.2 y 1.4, siendo 1.25 un valor

normalmente aplicado para niveles mayores a 52 kV. Para niveles de tensión inferiores a 52 kV, el valor KI más utilizado es 1.4.

$$BIL = K_I * NPR \quad (\text{Ec. 2.1})$$

el BIL normalizado es el inmediato superior al BIL calculado.

2.1.7.4.2. Tensión soportada al impulso tipo maniobra (BSL)

Es el valor pico de tensión soportada al impulso tipo maniobra el cual caracteriza el aislamiento de los equipos en lo referente a pruebas. Se aplica un factor de seguridad K_M para relaciones el NPM y el BSL, ecuación 2.2 donde K_M es 1.15.

Existe un factor de seguridad que relaciona el BSL y el BIL normalizado y que varía de acuerdo con la magnitud de las tensiones de prueba aplicada para los equipos aislados que depende del medio aislante en aire o en aceite:

Equipos sumergidos en aceite, $K = 0.83$.

Equipos aislados al aire, $K = 0.6$ a 0.75 .

$$BSL = K * BIL_{\text{Normalizado}} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

2.1.7.4.3. Factor de seguridad (K_F)

Es el factor que relaciona BSL/NPM.

$$K_F = \frac{BSL}{NPM} \quad (\text{Ec. 2.43})$$

$$K_F \geq K_M \quad (\text{Ec. 2.44})$$

Luego el valor de K_F tiene que ser mayor o igual que K_M para seleccionar el BIL de diseño.

Finalmente, el nivel básico de aislamiento para impulsos de tipo rayo es:

$$BIL_d = BIL * F_C \quad (\text{Ec. 2.45})$$

donde:

BIL : Nivel básico de aislamiento para impulso tipo rayo.

BIL_d : nivel básico de aislamiento diseñado.

F_C : Factor de corrección por altura.

2.1.7.5. Puestas a tierra

Los sistemas de puesta a tierra deben de ser capaz de tolerar corrientes de falla durante el tiempo de despeje, sin deteriorar sus propiedades mecánicas y eléctricas. También deben ser capaz de dispersar corrientes de alta frecuencia provenientes de descargas atmosféricas (rayo) y por actuación de los pararrayos, sin producir diferencias de potencial significativas que puedan ocasionar fallas o el deterioro prematuro del aislamiento en las instalaciones eléctricas, líneas de transporte de energía.

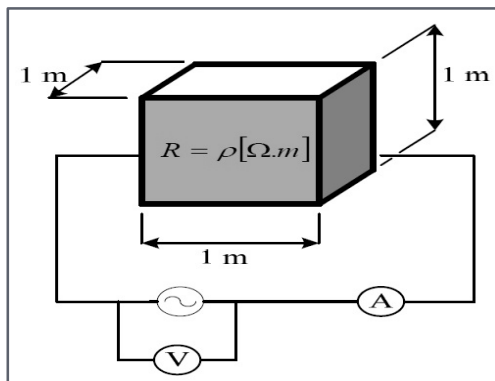
Entonces se puede decir que un sistema de puesta a tierra (SPT) consiste en todas las conexiones de tierra interconectadas a un sistema de potencia específico, en el caso de líneas aéreas de distribución, el SPT está compuesto por uno o varios electrodos enterrados verticalmente, conectados directamente al poste.

2.1.7.5.1. Resistencia del terreno (ρ)

Es una propiedad eléctrica de un terreno determinado, sus unidades de ohm por unidad de longitud. Supóngase que la

unidad de longitud son los metros entonces la resistividad del terreno ρ en $\Omega.m$.

Figura N° 2.25: Resistencia de un cubo de terreno.



Fuente: García R. (1990) La puesta a tierra en instalaciones eléctricas.

Para encontrar la resistencia de un cubo de terreno, se hace el uso de la ecuación:

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad (\text{Ec. 2.46})$$

$$\rho = \frac{R * S}{L} \quad (\text{Ec. 2.47})$$

Donde:

R : Resistencia [Ω]

ρ : Resistividad [$\Omega.m$]

L : Longitud [m]

S : Sección transversal [m^2]

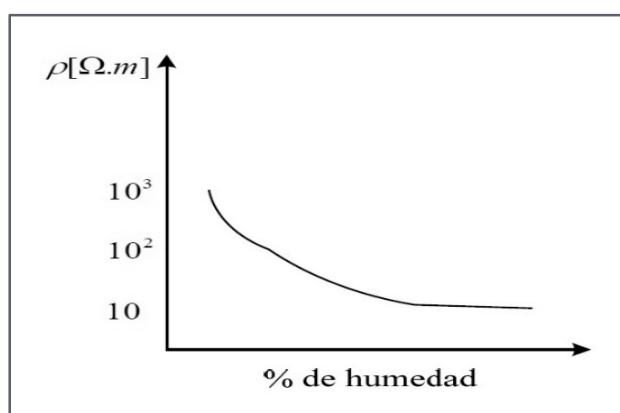
La resistividad del terreno es altamente variable de un lugar y otro, los factores que la modifican son las siguientes:

- **Composición del terreno:** la resistividad del terreno varía considerablemente de acuerdo a su naturaleza. En un

terreno dado puede encontrarse cualquier tipo de combinación de estratos.

- **Humedad:** el valor de la resistividad se ve afectado inversamente del porcentaje de humedad que presente el terreno. Es decir que en un suelo determinado tiene altos porcentajes de humedad este tendrá baja resistividad.

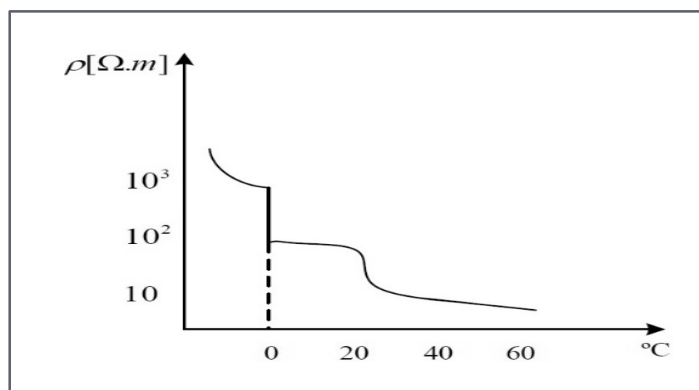
Figura N° 2.26: Influencia de la humedad en la resistividad del terreno.



Fuente: García R. (1990) La puesta a tierra en instalaciones eléctricas

- **Temperatura:** este parámetro modifica directamente el contenido de humedad del terreno es por ello que altera la resistividad del terreno, por ejemplo, a temperatura por debajo de cero 0 °C se produce el congelamiento del agua presente en el terreno disminuyendo bruscamente su contenido de humedad y consecuentemente aumentando la resistividad del mismo.

Figura N° 2.27: Influencia de la temperatura en la resistividad del terreno.



Fuente: García R. (1990) La puesta a tierra en instalaciones eléctricas

- **Compactación:** la resistividad del terreno disminuye al aumentar el grado de compactación del mismo es por ello los electrodos por lo general son colocados en suelos bastante compactados.
- **Salinidad:** debido a que los principales componentes del terreno son aislantes, la conducción de corrientes a través de este se realiza fundamentalmente por medio de los electrolitos formados por las sales y el agua que normalmente existen en el terreno, es por ello que cuanto mayor sea el contenido en sales menor es la resistividad del terreno y mayor su conductividad.

2.1.7.5.2. Resistencia de puesta a tierra

Es una propiedad del sistema de puesta a tierra (SPT), conocida como un parámetro medido que expresa la eficiencia del SPT, el cual es evaluado en términos de resistencia, cuya unidad de medida es Ohms. 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. [20]

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

$$R_o = \frac{\rho}{2\pi L} * \ln\left(\frac{4L}{1.36 d} * \frac{2h + L}{4h + L}\right) \quad (\text{Ec. 2.48})$$

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 UNE-EN 60071-2, 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.

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

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

Donde:

- R_0 : Resistencia del sistema de puesta a tierra (Ohms)
- I : Corriente de descarga (15kA)
- I_g : Corriente limite (kA), que representa la corriente que produce la ionización del terreno.
- E_0 : Gradiente de ionización del terreno (Valor recomendado: 400kV/m)
- ρ : Resistividad del terreno (Ohms-m)

Tabla N° 2.8: Valores de Corrientes límites de ionización.

R_0	ρ	I_g	R	ρ	I_g	R
1	100	6,366.18	1.00	1000	63,661.83	1.00
5	100	254.65	4.86	1000	2,546.47	4.99
10	100	63.66	9.00	1000	636.62	9.88
20	100	15.92	14.35	1000	159.15	19.12
30	100	7.07	16.98	1000	70.74	27.25
40	100	3.98	18.31	1000	39.79	34.09
50	100	2.55	19.05	1000	25.46	39.66
100	100	0.64	20.18	1000	6.37	54.59
200	100	0.16	20.49	1000	1.59	61.94
300	100	0.07	20.55	1000	0.71	63.66
400	100	0.04	20.57	1000	0.40	64.30
500	100	0.03	20.58	1000	0.25	64.60

Fuente: Martínez J. (2002). Coordinación de Aislamiento en redes Eléctricas de Alta Tensión, España, Editorial McGraw-Hill, 1ra Edición.

2.1.8. Distancias mínimas de seguridad

Las distancias y separaciones mínimas entre conductores energizados, conductor neutro, conductor a masa y conductor a tierra a fin de asegurar un diseño y construcción adecuado de las líneas de distribución y alimentación, teniendo en cuenta el

resguardo de las personas durante su construcción, operación y mantenimiento.

Los conductores de línea unidos a soportes fijos deberán tener distancias horizontales entre cada uno no menor que el valor más alto requerido.

Tabla N° 2.9: Distancias horizontales entre los conductores en los soportes.

Clase de circuito	Distancia de seguridad (mm)	Notas
Conductores de comunicación expuesto	150	No se aplica en los puntos de transposición del conductor.
	75	Permitido cuando los espacios del soporte tipo espiga menor de 150 mm han tenido uso regular. No se aplica en puntos de transposición del conductor.
Alimentadores de vías férreas: Hasta 750 V, 120 mm ² o más Hasta 750 V, menos de 120 mm ² Más de 750 V a 8,7 kV	150 300 300	Cuando ya se ha establecido una distancia de seguridad de 250 a 300 mm por la práctica, ésta puede continuarse sujeto a las disposiciones de la Regla 235.B.1.b, para los conductores que tengan flechas aparentes no mayores de 900 mm y para las tensiones que no excedan de 8,7 kV.
Conductores de suministro del mismo circuito:		
Hasta 750 V	300	
Más de 750 V hasta 11 kV	400	
Más de 11 kV hasta 50 kV	400 más 10 mm por kV en exceso de 11 kV	
Más de 50 kV	ningún valor especificado	
Conductores de suministro de diferente circuito:		
Hasta 750 V	300	Para todas las tensiones mayores de 50 kV, la distancia de seguridad adicional deberá ser incrementada en 3% por cada 300 m que sobrepase de 1 000 m sobre el nivel del mar. Todas las distancias de seguridad para las tensiones mayores de 50 kV deberán basarse en la máxima tensión de operación.
Más de 750 V hasta 11 kV	400	
Más de 11 kV hasta 50 kV	400 más 10 mm por kV en exceso de 11 kV	
Más de 50 kV	ningún valor especificado	

Fuente: Código Nacional de Electricidad – suministro – 2011 págs. 167.

2.1.9. CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

La calidad de servicios eléctricos esta normado por la NTCSE, el cual es de aplicación imperativa para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad; 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 periodo de control de interrupciones es de 6 meses calendario de duración. Los indicadores de técnicos utilizados son SAIDI y SAIFI:

SAIDI: Frecuencia media de interrupción por usuario del sistema eléctrico.

SAIFI: Duración media de interrupción por usuario del sistema eléctrico.

La mayor causa de interrupciones del suministro de energía eléctrica en la zona es ocasionada por diferentes causas que a continuación se detalla.

- Falla por tormentas eléctricas en la zona.
- Falla por contacto de la red con árbol.
- Falla de colapso de poste de media tensión.
- Fuertes vientos en la zona.

- Interrupción por caída de estructura.
- Caída de conductor de media tensión.
- Cortes programados.
- Causas desconocidas.
- Por mantenimiento de redes de media tensión.
- Por expansión de redes, reubicación de red de media tensión por incumplimiento de distancias mínimas de seguridad.
- Bloqueo de recloser por falla en la línea.

Las interrupciones de energía traen consigo varias consecuencias desagradables como para la empresa distribuidora y los usuarios, ya que la empresa concesionaria se ve obligada a compensar la energía no suministrada durante la interrupción, traduciéndose en pérdidas de utilidades para la empresa y para el usuario se ve perjudicado por el entorpecimiento de sus actividades personales, laborales, educativas, industriales. La norma técnica de calidad de los servicios eléctricos rurales rige tolerancias para la duración y frecuencia de las interrupciones de energía, por medio de los indicadores SAIDI y SAIFI, estos indicadores al ser superados ocasionan sanciones a las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Tabla N° 2.10: Desempeño esperado.

Sector Típico	SAIFI	SAIDI
1	3	6.5
2	5	9
3	7	12
4	12	24
5	16	40
Especial	12	27

Fuente: Osinergmim.

2.1.10. PROGRAMA ATP/EMTP E INTERFAZ GRÁFICA ATPDRAW

El programa de transitorios electromagnéticos ATP (Alternative Transients Program), es un programa digital utilizado para simular transitorios electromagnéticos, electromecánicos y de sistemas de control en sistemas eléctricos polifásicos de potencia. Este programa no es comercial, no es de dominio público y su distribución es gratuita, pero no es de libre difusión, se requiere tener licencia para ser utilizado. Los estudios que involucran el uso del ATP tienen objetivos que están dentro de dos categorías: la primera es el diseño y la segunda es la de solución de problemas de operación de sistemas eléctricos. [16]

2.1.10.1. Programa de simulación APT/EMTP

El programa de transitorios electromagnéticos ATPDraw es un editor gráfico que funciona en entorno de Windows y dispone de una lista completa de los componentes necesarios para representar un sistema eléctrico en código ATP.

2.1.10.2. Estructura de funcionamiento del ATP

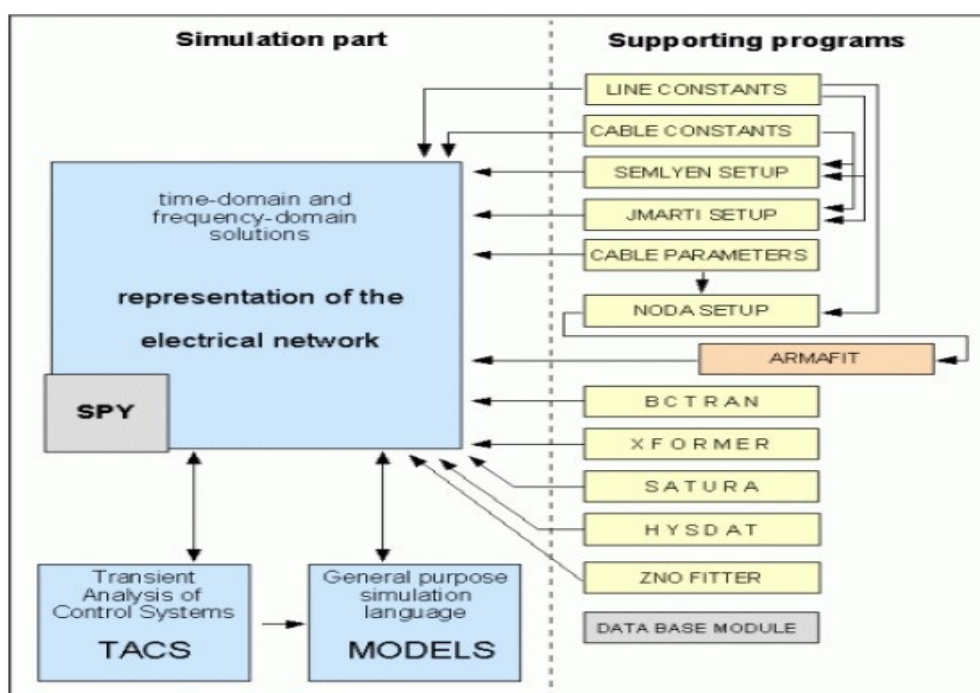
El ATP es un programa ejecutable escrito en FORTRAN que lee archivos planos que contienen la configuración de la simulación, la descripción del sistema a simular y la descripción de variables a registrar. Es posible escribir archivos planos manualmente teniendo en cuenta una serie de reglas, sin embargo, no es algo práctico. Para hacer las cosas más fáciles y prácticas el ATP se apoya en varios programas externos e internos que facilitan el trabajo.

2.1.10.2.1. Estructura interna del ATP

El núcleo del programa que se encarga de realizar la solución de las ecuaciones en el dominio del tiempo o la frecuencia para la red bajo simulación. El núcleo interactúa con elementos de control TACS y elementos descritos a través del lenguaje de simulación MODELS, estos elementos junto con el núcleo conforman el bloque de simulación del ATP, tienen las siguientes funciones:

- Cálculo de parámetros de líneas y cables (LCC)
- Generación de modelos de líneas especiales
- Cálculo de parámetros de modelos de transformadores.
- Conversión de curvas de saturación e histéresis.
- Generación de módulos.

Figura N° 2.28: Programa de soporte que interactúa con ATP.

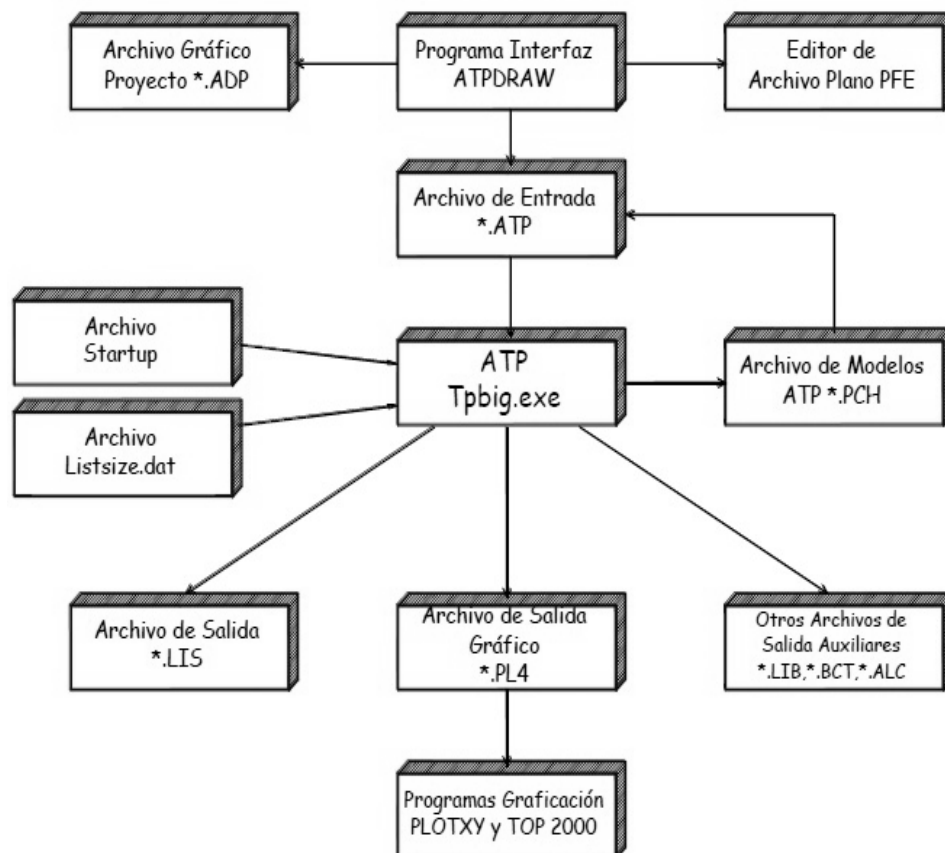


Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009).
Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows
9x/NT/2000/XP/Vista

2.1.10.2.2. Estructura externa del ATP

Los programas externos facilitan el trabajo con el ATP, existen dos aspectos clave, la entrada de datos y la visualización de resultados, en estos aspectos se utilizan programas externos, para la generación del archivo plano y la gestión de las subrutinas internas, el programa ATPDraw utiliza para la visualización programas como el PLOTXY o el TOP2000. El ATPDraw es en esencia una interfaz gráfica que interpreta los gráficos correspondientes a modelos y conexiones y a partir de estos codifica el archivo plano que lee el ATP.

Figura N° 2.29: Programas de apoyo y extensiones del ATP.



Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009).
Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows
9x/NT/2000/XP/Vista

2.1.10.3. Componentes y aplicaciones del ATP

El programa cuenta con los siguientes componentes.

- Ramas lineales RLC acopladas y desacopladas.
- Líneas de transmisión y cables con parámetros distribuidos y parámetros distribuidos variables con la frecuencia.
- Resistencias, inductancias no lineales.
- Componentes con no linealidades – transformadores con saturación e histéresis, descargadores de sobretensión.
- Interruptores sencillos, dependientes del tiempo y del voltaje, interruptores estadísticos.
- Diodos, tiristores, triacs.
- Fuentes AC, impulso, rampa, exponencial, definidas por el usuario.
- Máquinas de inducción y maquinas sincrónicas.
- Componentes definidos por el usuario mediante MODELS.

2.1.10.3.1. Número de elementos

El ATP soporta gran cantidad de elementos generalmente suficientes para cualquier tipo de red.

- Buses : 6000
- Ramas : 10000
- Interruptores : 1200
- Fuentes : 900
- Elementos no lineales : 2250
- Maquinas síncronas : 90

2.1.10.3.2. Aplicaciones

El ATP permite realizar aplicaciones de varios estudios a continuación se detallan.

- Estudios de sobretensiones por rayo.
- Transitorios de maniobra y fallas.
- Estudios de sobretensiones estadísticos y determinísticos.
- Transitorios de alta frecuencia en GIS.
- Modelado de máquinas.
- Estabilidad transitoria, arranque de motores.
- Oscilaciones torsionales.
- Maniobra de transformadores, reactores y bancos de compensación.
- Ferroresonancia.
- Aplicaciones de electrónica de potencia.
- Arco eléctrico en interruptores, chopeado de corriente.
- Dispositivos FACTS, STATCOM, SVC, UPFC, TCSC.
- Análisis armónico y resonancia de red.
- Pruebas de relés de protección.

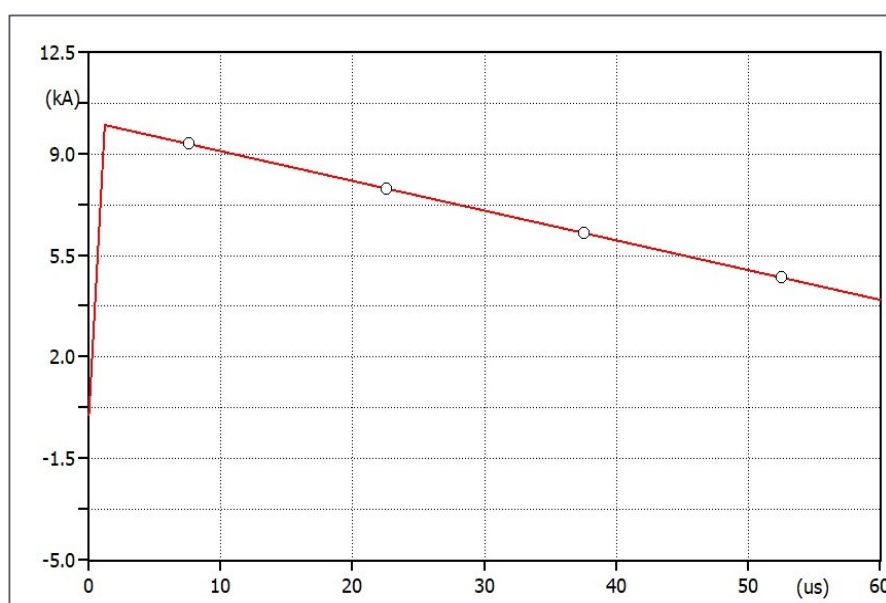
2.1.11. IMPLEMENTACIÓN DE ELEMENTOS EN EL ATPDRAW

A continuación, se describen todos los componentes de la línea de distribución, con el objetivo de realizar la simulación de transitorios electromagnéticos para fenómenos de descargas atmosféricas.

2.1.11.1. Descarga atmosférica

Para el estudio, la corriente del rayo es representada por una fuente de corriente disponible en el ATPDraw, la cual es denominada HEIDLER que proporciona una forma de onda exponencial muy similar a la corriente del rayo, con una amplitud de 30kA y una onda de onda de 1.2/50 μ s.

Figura N° 2.30: Forma de onda de la corriente del rayo en ATPDraw.



Fuente: Ventanas de ingreso de datos del programa ATPDraw.

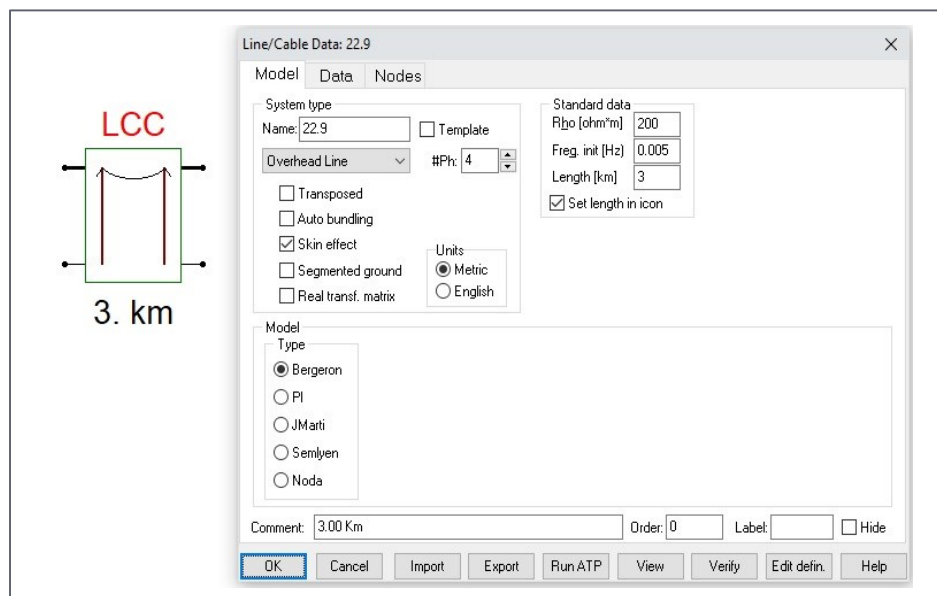
2.1.11.2. Implementación de línea de distribución

La línea aérea es representada por tramos cuya longitud es la de un vano; para representar el comportamiento de una línea en régimen transitorio, el modelo más preciso es el de una línea con parámetros distribuidos y dependientes de la frecuencia.

El ATPDraw cuenta con modelos que permiten representar con precisión el comportamiento de una línea en régimen transitorio, tal es el caso de la librería llamada "Line Constans" que

permite calcular los parámetros de líneas de distribución. Los conductores de fase se modelan como tres Mediante el modelo LCC, a una frecuencia de 5KHz, la longitud promedio de vano es de 200 m.

Figura N° 2.31: Modelo de Línea Utilizado en el ATPDraw.



Fuente: Ventanas de ingreso de datos del programa ATPDraw.

2.1.11.3. Implementación de estructuras

Estos son representados mediante un juego de impedancias conectadas en serie y por tramos, en caso de líneas de doble terna se usan cuatro impedancias para representar el tiempo de viaje de la onda a cada nivel de la estructura debido a que los conductores de fase se encuentran ubicados a diferentes alturas, para el caso de líneas de simple terna se presenta solo con dos impedancias ya que los conductores de fase se encuentran a un mismo nivel. En ambos casos esta impedancia se coloca en serie con la resistencia de la puesta a tierra de la estructura; El valor de la impedancia es calculado a partir de la geometría del poste.

- Impedancia de poste de geometría cilíndrica

$$Z_p = 60 * \text{Ln} \left(\sqrt{2} * \frac{h}{r} \right) - 60 \quad (\text{Ec. 2.51})$$

Donde:

h : Altura promedio del poste [m]

r : Radio de la base del cilindro [m]

- Impedancia de poste de geometría cónica

$$Z_p = 30 * \text{Ln} \left[\frac{2 * (h^2 + r^2)}{r^2} \right] \quad (\text{Ec. 2.52})$$

Donde:

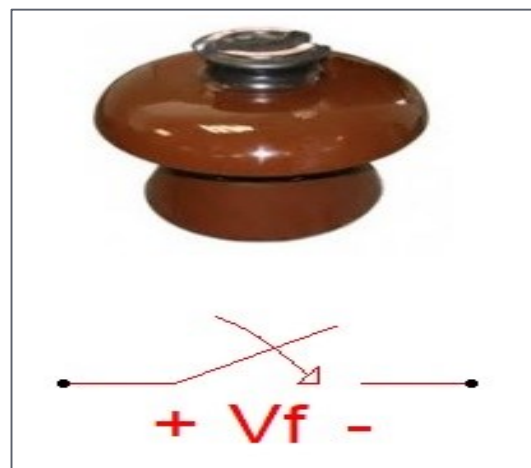
h : Altura promedio del poste [m]

r : Radio de la base del cono [m]

2.1.11.4. Implementación de aisladores

Los aisladores de representan por interruptores controlados por tensión que son utilizados para simular el comportamiento de un aislador, el cual presenta disrupción cuando una tensión entre sus extremos es superada.

Figura N° 2.32: Modelamiento de Aislador mediante Interruptores Controlados.



Fuente: Componentes del Programa ATPDraw.

2.1.11.5. Implementación de puesta a tierra

Para modelado del comportamiento dinámico de un sistema de puesta a tierra cuando circula a través de este una corriente transitoria es muy complejo, por consiguiente, es difícil representar con precisión la propagación de la onda a través de este sistema.

El pico de sobretensión que se genera en la estructura está relacionado directamente con la resistencia de pie de estructura en el momento de la descarga. La influencia de la resistencia de pie de estructura aparente sobre la tensión en el tope de la estructura es determinada por su respuesta que depende de la corriente y el tiempo; la respuesta en el tiempo es importante solo cuando los contrapesos instalados superan los 30 metros en la base de la estructura. La respuesta del tiempo es generalmente despreciada y la impedancia es determinada por la dependencia de la corriente.

$$R = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (\text{Ec. 2.49})$$

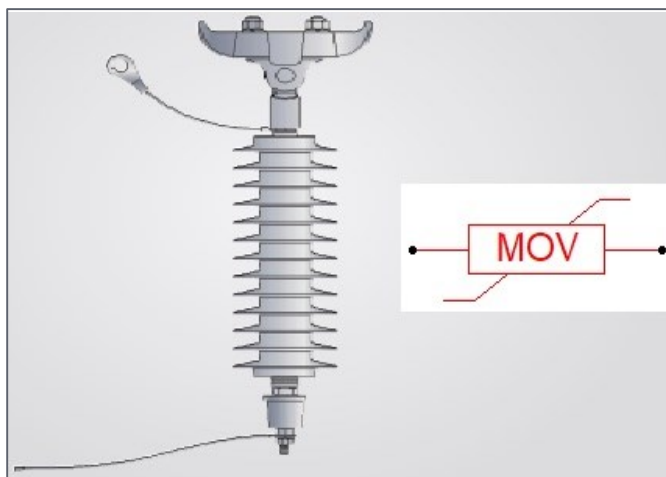
$$I_g = \frac{1}{2\pi} * \frac{E_0 \rho}{R_0^2} \quad (\text{Ec. 2.50})$$

2.1.11.6. Implementación de pararrayos

El modelo más apropiado para simulaciones es el de la CIGRE y es el que se utilizara, debido a su simplicidad y poco requerimiento. Se utilizará el modelo MOV tipo 92 (modelo exponencial dependiente de la corriente) que aproxima la curva tensión – corriente característica de cada pararrayos, para

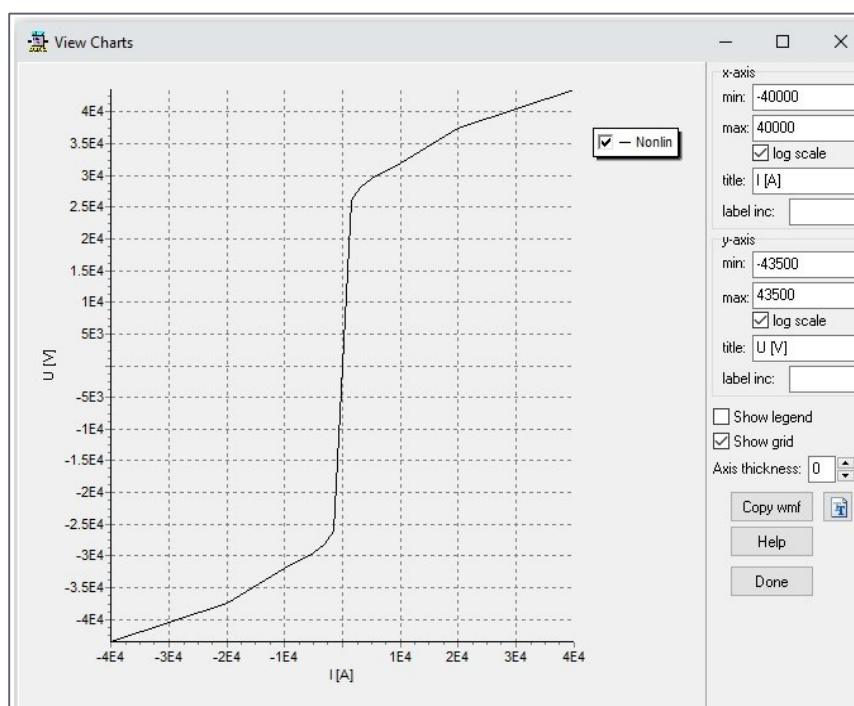
representar el elemento no lineal, para la inductancia y la capacitancia se utiliza los modelos disponibles en el ATPDraw.

Figura N° 2.33: Modelo de Pararrayos en el ATPDraw.



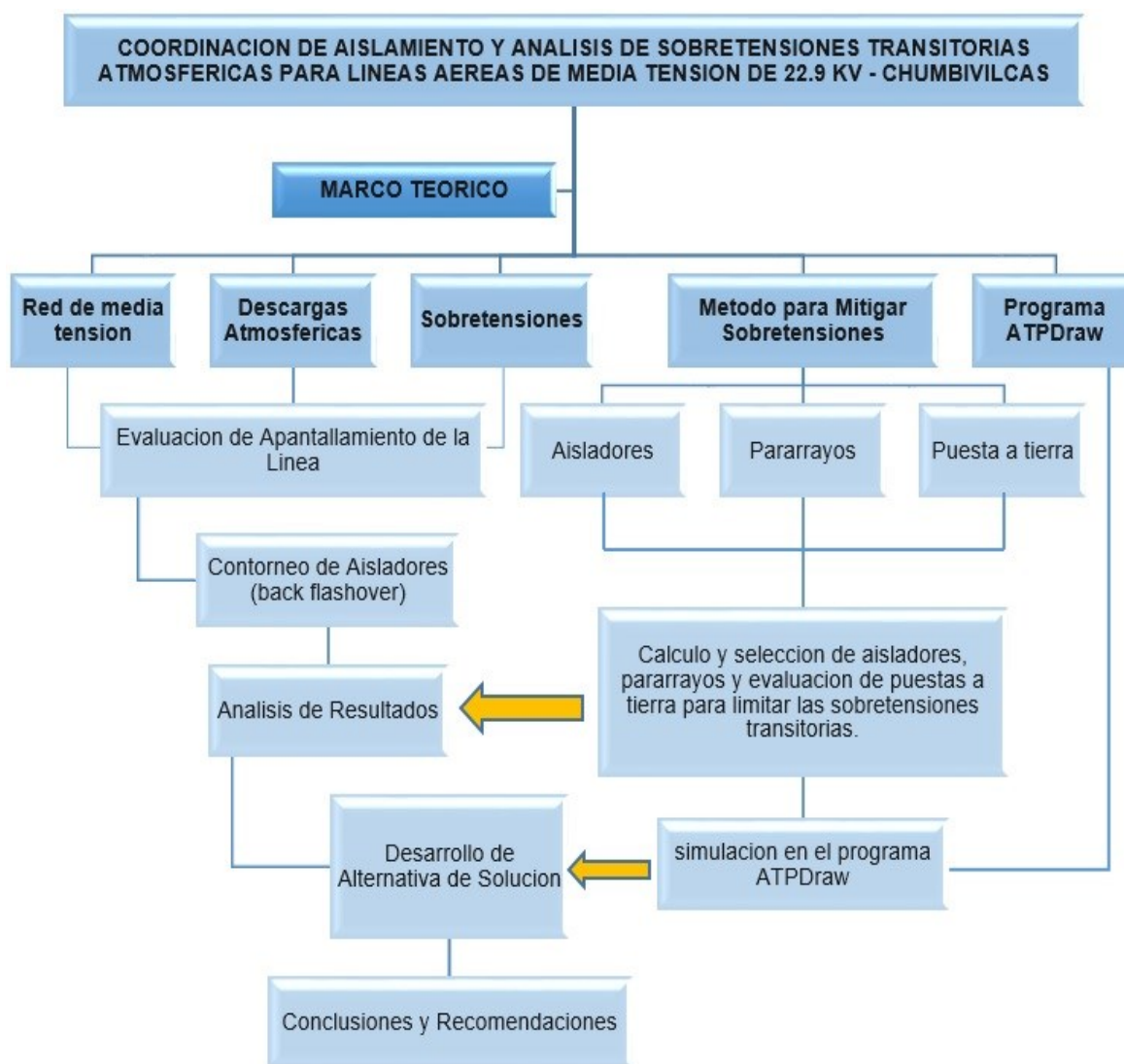
Fuente: Componentes del programa ATPDraw.

Figura N° 2.34: Curva no lineal del pararrayos en el ATPDraw.



Fuente: Componentes del programa ATPDraw.

2.2. MARCO CONCEPTUAL



2.3. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

2.3.1. HIPÓTESIS GENERAL

El análisis de los efectos de las descargas atmosféricas ante distintas condiciones de impacto en líneas aéreas de distribución de 22.9 kV del sistema eléctrico de Chumbivilcas, permitirá establecer un tratamiento de mitigación de sobretensiones transitorias ocasionado por las descargas atmosféricas y mejorar la coordinación

de aislamiento de la línea de distribución para reducir la tasa de fallas.

2.3.2. HIPÓTESIS ESPECIFICA

- El diagnóstico de la operación de la línea de distribución ante efectos del tipo atmosférico, nos permitirá conocer las deficiencias de la línea.
- La evaluación de la operación actual de la línea de distribución ante descargas atmosféricas directas nos permitirá plantear alternativas de protección que mejoren el aislamiento de la línea.
- El modelamiento de la línea de distribución con el programa ATP permitirá hacer simulaciones en diferentes condiciones de impacto de las descargas atmosféricas.

CAPITULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

Por la naturaleza del estudio, se utiliza el método de investigación básica; porque pretende describir un proceso para mejorar la protección del sistema eléctrico de Chumbivilcas, ante la presencia de fenómenos atmosféricos en la zona de operación.

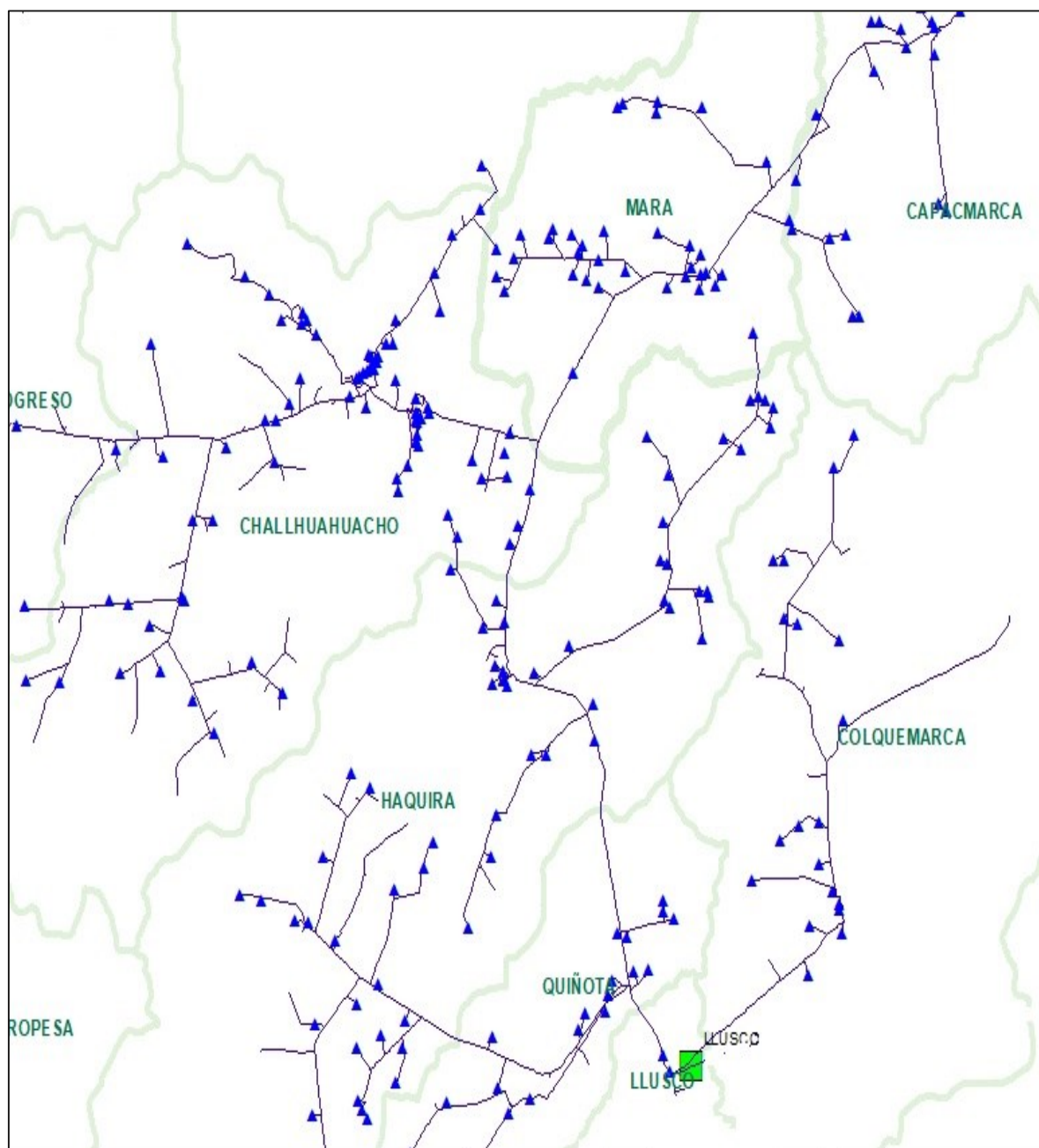
La investigación es de tipo **Exploratoria**, debido al poco conocimiento de las características de las descargas atmosféricas en la zona de estudio y existe solo información referencial de los niveles isoceraunicos. **Descriptiva** por estar orientado a determinar la relación entre los parámetros del rayo y la respuesta de aislamiento de las líneas de distribución. Finalmente es **Correlativa** por que la buena selectividad de los equipos de protección ante descargas atmosféricas mejorara la coordinación de aislamiento

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN

- **Población:** el sistema eléctrico de la provincia de Chumbivilcas ubicada en el departamento del Cusco que presentan alta densidad de las líneas de distribución que recorren alturas de 3800 m.s.n.m. y en la cual existen empresas industriales y mineras.
- **Muestra:** abarca el equipamiento de protección ante descargas atmosféricas en el alimentados LL-02, línea existente que se encuentra en condiciones operativas en las zonas con mayor número de incidencias de descargas atmosféricas y el propuesto en el presente

estudio; que se toman desde la subestación de transformación de Llusco a las localidades de Llusco, Colquemarca, Quiñota, Capacmarca en Chumbivilcas y Haquira, Mara y Challhuahuacho en la provincia de Cotabambas.

Figura N° 3.1: Alimentador de media tensión LL-02.



Fuente: Base de datos GIS de Electro Sur Este S.A.A. [23]

3.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Los datos son tomados básicamente de los archivos del sistema estadístico de la empresa concesionaria, también se realizó mediciones en campo (puesta a tierra) y recolección de información tanto bibliográfico y técnico de la zona de estudio.

3.4. PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS

El procedimiento de recolección de datos está basado en la selección de información documentada de campo y solicitar la información técnica del sistema eléctrico de Chumbivilcas como son la estadística de interrupciones, la evaluación actual de sistema eléctrico, características técnicas de los equipos, elementos de aislamiento y mediciones en campo del sistema de puesta a tierra en las estructuras de la línea de distribución.

3.5. PROCEDIMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS

Para el procesamiento y análisis de datos se utilizarán herramientas informáticas para la organización y clasificación de datos, entre ellos:

- Microsoft Office Excel 2016.
- Microsoft Office Word 2016
- Software ArcGis 9.3
- Software ATPDraw

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. RESULTADOS

4.1.1. EVALUACION ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO EN ESTUDIO

El sistema eléctrico de Chumbivilcas actualmente comienza desde la subestación de transformación de Llusco (distrito de Llusco) hasta las subestaciones de distribución que se encuentran en las diferentes localidades de los distritos de Llusco, Chamaca, Velille, Colquemarca, Santo Tomas, Quiñota, Haqaira, Challhuahuacho, Mara y Capacmarca; la línea está compuesto de sistemas monofásico, bifásico y trifásico, la mayor parte de la línea se encuentra en zona rural y están ubicados entre 3800 a 4500 m.s.n.m; por cuanto el nivel ceraunico es de 60 días de tormenta por año, y por tanto la línea está expuesta a las constantes descargas atmosféricas, provocando salida de servicio.

Sin embargo, actualmente existe un seccionador bajo carga ubicado en la localidad Challhuahuacho para realizar maniobras que sirven para hacer transferencia de carga con la subestación de transformación de Chuquibambilla, con el alimentador CQ-03; dicho alimentador tiene origen en la SET Chuquibambilla, y llega hasta el distrito de Progreso (Grau Apurímac).

4.1.1.1. Subestación de distribución

En la actualidad los alimentadores de la SET Llusco, no solo abastecen de energía eléctrica a la provincia de Chumbivilcas, sino

también a algunos distritos de otras provincias, e inclusive a distritos de otros departamentos. En la siguiente tabla se aprecia la cantidad de subestaciones de distribución por localidad.

Tabla N° 4.1: Subestación de distribución del SER Chumbivilcas.

ITEM	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISTRITO	CANTIDAD DE SEDs		
				DISTRITO	PROVINCIA	DEPARTAMENTO
1	CUSCO	CHUMBIVILCAS	SANTO TOMAS	142	365	376
2	CUSCO	CHUMBIVILCAS	COLQUEMARCA	51		
3	CUSCO	CHUMBIVILCAS	CHAMACA	44		
4	CUSCO	CHUMBIVILCAS	VELILLE	39		
5	CUSCO	CHUMBIVILCAS	LLUSCO	25		
6	CUSCO	CHUMBIVILCAS	QUINOTA	42		
7	CUSCO	CHUMBIVILCAS	CAPACMARCA	22		
8	CUSCO	PARURO	OMACHA	11	11	15
9	AREQUIPA	CONDESUYOS	CAYARANI	15	15	
10	APURIMAC	COTABAMBAS	HAQUIRA	73	239	249
11	APURIMAC	COTABAMBAS	MARA	37		
12	APURIMAC	COTABAMBAS	CHALLHUAHUA CHO	129		
13	APURIMAC	GRAU	PROGRESO	10		

Fuente: Base de datos GIS de ELSE.

El sistema eléctrico de Chumbivilcas cuenta con 640 subestaciones en media tensión, y soportes de tipo monoposte, biposte y subestaciones en caseta y compacta, de diferentes potencias que operan a un nivel de tensión de 13.2 KV y 22.9 KV en el lado primario y 0.38, 0.46-0.23 KV.

Tabla N° 4.2: Subestaciones de distribución por alimentadores.

RESUMEN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION				
ALIMENTADOR MT		LL-01	LL-02	LL-03
TIPO DE SED	MONOPOSTE	163	280	105
	BIPOSTE	12	60	13
	CASETA	-	4	-
	COMPACTA	-	3	-
TIPO DE MATERIAL	CONCRETO	118	174	79
	MADERA	57	162	39
	FIERRO GALVANIZADO	-	4	-
	FIBRA	-	-	-
POTENCIA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	5 KVA	64	147	46
	10 KVA	57	76	39
	15 KVA	35	25	13
	25 KVA	6	31	6
	37.5 KVA	-	2	-
	50 KVA	8	42	9
	75 KVA	-	1	-
	100 KVA	2	15	4
	160 KVA	2	5	1
	250 KVA	1	2	-
500 KVA	-	1	-	

Fuente: Base de datos GIS de ELSE

4.1.1.2. Estructuras de la línea de distribución

Los alimentadores de la subestación de Llusco cuentan con estructuras de material concreto armado centrifugado (C.A.C.), madera, fierro galvanizado del tipo monoposte, biposte, triposte; las cuales se describen en el siguiente cuadro.

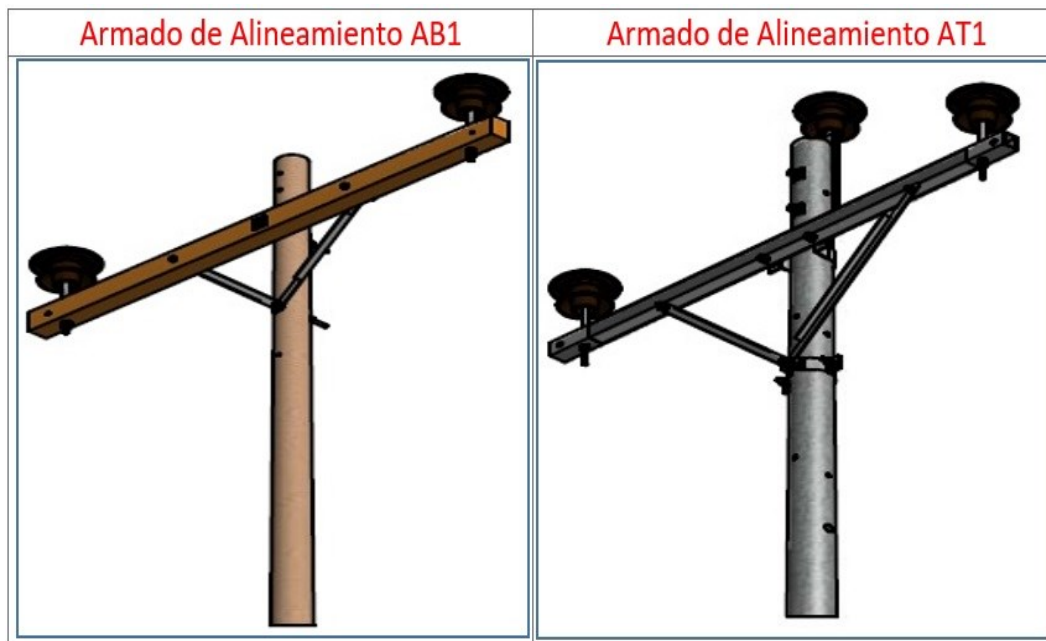
Tabla N° 4.3: Tipo de estructuras y material.

RESUMEN DE ESTRUCTURAS DE MEDIA TENSION				
ALIMENTADOR MT		LL-01	LL-02	LL-03
TIPO DE MATERIAL	CONCRETO	1,082	1,245	640
	MADERA	721	1,432	351
	FIERRO GALVANIZADO	20	25	-
	FIBRA	-	-	-
TIPO DE ESTRUCTURA	MONOPOSTE	1,338	2,147	737
	BIPOSTE	410	477	242
	TRIPOSTE	74	78	12
	ESTRUCTURA	1	-	-

Fuente: Base de datos GIS de ELSE.

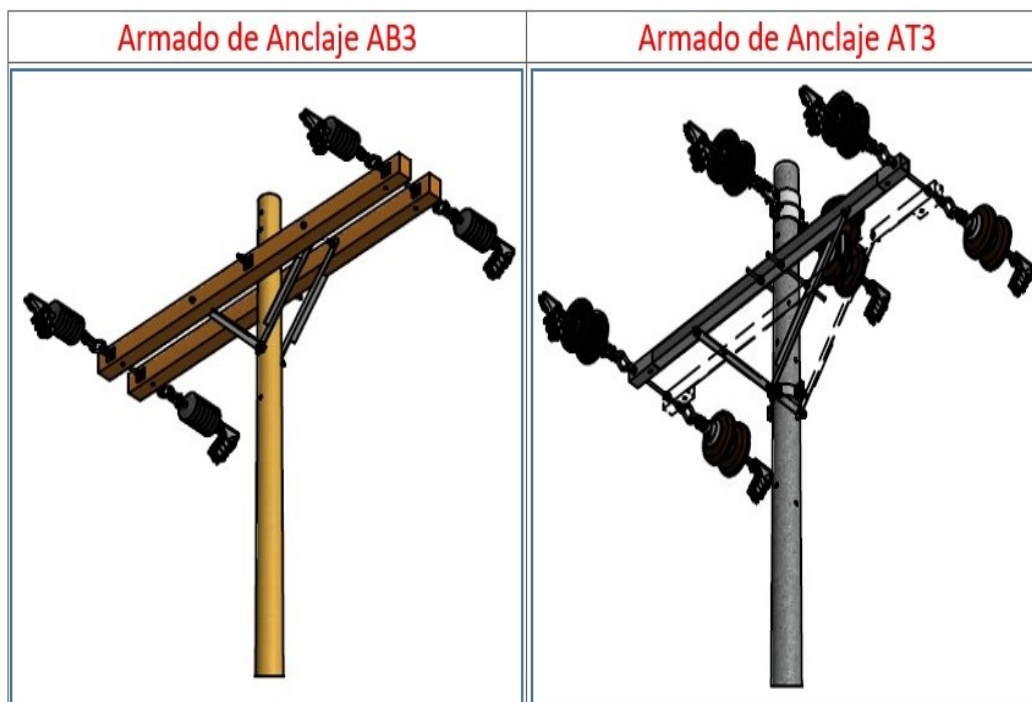
A continuación de muestra la configuración del tipo de Armado existentes en el sistema eléctrico.

Figura N° 4.1: Estructuras de alineamiento existentes.



Elaboración: propia, Armados ELSE.

Figura N° 4.2: Estructuras de retención o anclaje existentes.



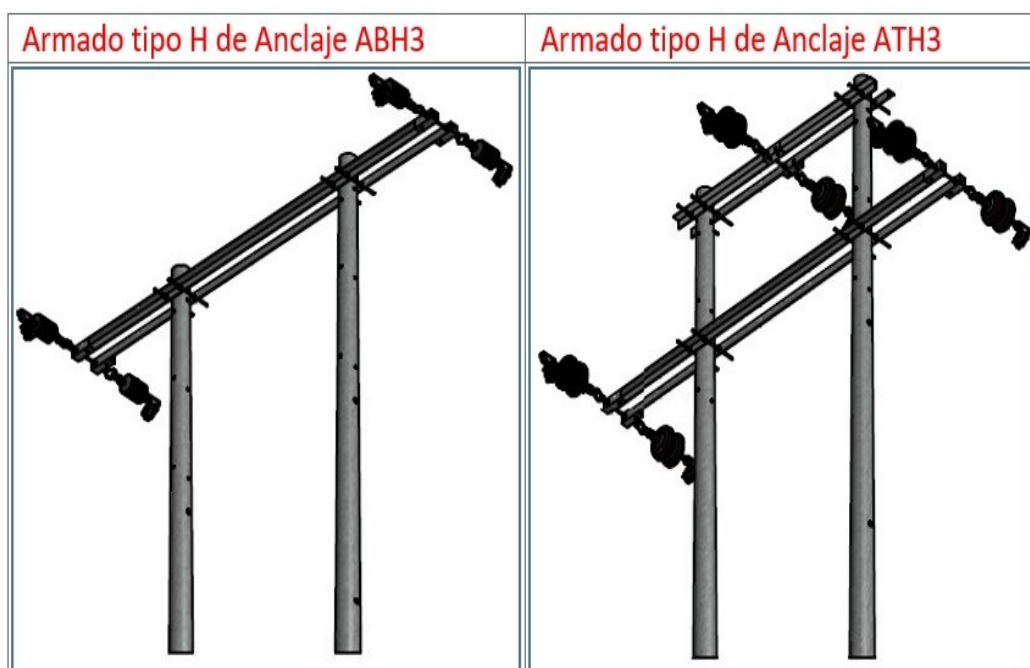
Elaboración: propia, Armados ELSE.

Figura N° 4.3: Estructuras tipo H de alineamiento existentes.



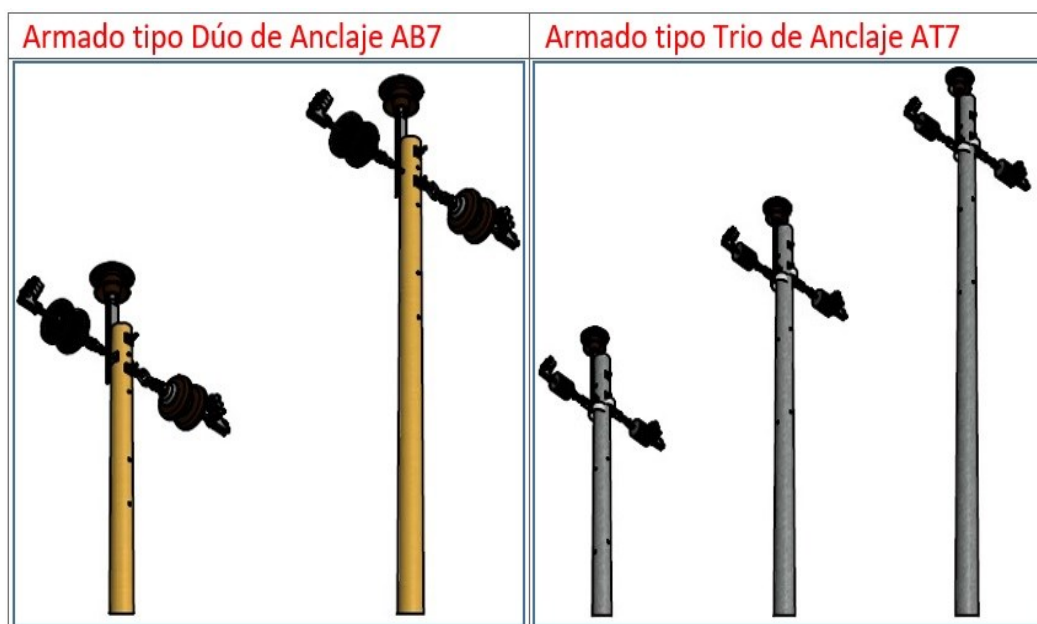
Elaboración: propia, Armados ELSE.

Figura N° 4.4: Estructuras tipo H de retención o anclaje existentes.



Elaboración: propia, Armados ELSE.

Figura N° 4.5: Estructuras tipo DUO y TRIO de retención o anclaje existentes.



Elaboración: propia, Armados ELSE.

4.1.1.3. Línea de distribución primaria

La línea de distribución del sistema eléctrico en estudio está encargada de transportar energía eléctrica desde la subestación de transformación de Llusco, hasta las subestaciones de distribución que se encuentran en diferentes localidades. Todos los conductores y sus accesorios están proyectados para operar a tensión nominal de distribución (22.9 y 13.2 KV), a continuación, se detalla la sección y el tipo de conductores existentes en la red de estudio.

Tabla N° 4.4: Sección de conductores y longitud.

RESUMEN DE SECCION Y TIPO DE CONDUCTORES				
ALIMENTADOR MT		LL-01	LL-02	LL-03
SECCION Y TIPO DE CONDUCTOR	1X16mm ² AAAC	-	0.89	-
	1X25mm ² AAAC	-	72.21	-
	1X35mm ² AAAC	-	7.12	-
	2X16mm ² AAAC	-	-	-
	2X25mm ² AAAC	61.51	145.88	14.30
	2X35mm ² AAAC	192.65	109.39	132.21
	2X50mm ² AAAC	1.46	3.13	-
	3X16mm ² AAAC	-	0.00	-
	3X25mm ² AAAC	61.64	71.08	16.16
	3X35mm ² AAAC	50.11	35.48	37.21
	3X50mm ² AAAC	0.22	9.34	0.69
	3X70mm ² AAAC	8.95	77.27	2.74
	3X120mm ² AAAC	40.19	1.00	1.00

Fuente: Base de datos GIS de Electro Sur Este S.A.A.

4.1.1.4. Tipo de aisladores

La línea de distribución existentes, actualmente está equipada con aisladores tipo PIN de clase 56-2 y 56-3 y para armados de anclaje están instalados aisladores poliméricos tipo RPP-25 y para armados de anclaje y suspensión son de tipo cadena de clase 52-3. En el cuadro siguiente se muestra las características más importantes de aisladores instalados.

Recientemente se están realizando mantenimiento y el cambio de aisladores e instalando aisladores tipo PIN de clase 56-4 para armados de alineamiento, en zona de mayor densidad de descargas atmosféricas, con el objetivo de aumentar la línea de fuga entre el conductor con la tierra.

Tabla N° 4.5: Características de Aisladores tipo PIN.

AISLADORES TIPO PIN						
CLASE ANSI	VOLTAJE DE FLEMEO DE BAJA FRECUENCIA A FRECUENCIA DE SERVICIO		VOLTAJE DE FLEMEO CRITICO AL IMPULSO		LONGITUD DE LINEA DE FUGA [mm]	MINIMA TENSION PERFORACION A FREC. DE SERVICIO [kVrms]
	SECO [kVrms]	HUMEDO [kVrms]	POSITIVO [kVpico]	NEGATIVO [kVpico]		
56-1	95	60	150	190	330	130
56-2	110	70	168	225	432	145
56-3	125	80	200	265	533	165
56-4	140	95	225	310	685	185

Fuente: Catalogo del fabricante Corona GAMMA.

Tabla N° 4.6: Características de aisladores tipo suspensión o anclaje.

AISLADORES TIPO SUSPENSION O ANCLAJE							
CLASE ANSI	N° DE AISLADORES	VOLTAJE DE FLEMEO DE BAJA FRECUENCIA A FRECUENCIA DE SERVICIO		VOLTAJE DE FLEMEO CRITICO AL IMPULSO		LONGITUD DE LINEA DE FUGA [mm]	MINIMA TENSION PERFORACION A FREC. DE SERVICIO [kVrms]
		SECO [kVrms]	HUMEDO [kVrms]	POSITIVO [kVpico]	NEGATIVO [kVpico]		
52-3 /1U	1	80	50	125	130	292	110
52-3 /2U	2	155	90	245	255	584	110
52-3 /3U	3	215	130	341	355	876	110
RPP-25	1	100	95	200	265	650	115
DS-46	1	205	165	290		1091	
52-4 /1U	1	80	50	125	130	292	110
52-4 /2U	2	155	90	245	255	584	110
52-4 /3U	3	215	130	345	355	876	110

Fuente: Catalogo del fabricante Corona GAMMA.

4.1.1.5. Pararrayos de línea

El sistema eléctrico de distribución en estudio está permanentemente expuesto a fallas, producidas por descargas atmosféricas que provocan sobretensiones transitorias y actualmente existen dispositivos de protección como los pararrayos de Óxido de Zinc, (ZnO) y puesta a tierra de la subestación de

distribución y en la línea de distribución, estos están netamente destinados a la protección de sobretensiones transitorias de origen atmosférico. Ya que los valores de puesta a tierra sean bajos y ello permita liberar en forma rápida las corrientes de las descargas atmosféricas. En el siguiente cuadro se detallan sus características técnicas importantes.

Tabla N° 4.7: Datos técnicos de los pararrayos.

PARARRAYOS	
MARCA	Varios
TENSION DE LA RED	22.9 KV
TENSION NOMINAL DEL PARARRAYO	21, 24 KV
TENSION DE OPERACIÓN CONTINUA	17, 19 KV
CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA	10 KA
NIVEL DE AISLAMIENTO	125 KV
FRECUENCIA	60 Hz
LINEA DE FUGA	Varios
INSTALACION	Exterior

Fuente: Base de datos GIS de Electro Sur Este S.A.A.

En los cuadros siguientes se detalla los pararrayos existentes en los alimentadores LL-01, LL-02 y LL-03.

Tabla N° 4.8: Pararrayos de línea existentes, alimentador LL-01.

RESUMEN DE PARARRAYOS DEL ALIMENTADOR LL-01				
ITEM	NODO MT	UBICACIÓN	MARCA	ARMADO
1	004749	SANTO TOMAS	TYCO	ATM1
2	004796	SANTO TOMAS	TYCO	AT 7
3	004739	COLQUEMARCA	SANTA	ATH3
4	004730	COLQUEMARCA	SANTA	ATH8
5	004778	DERIVACION TIENDACHAYOC HACIA	OHIO_BRASS	ATH8
6	004761	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	OHIO_BRASS	ATM1
7	004802	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	OHIO_BRASS	ATM1
8	004794	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	OHIO_BRASS	ATH8
9	004790	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	OHIO_BRASS	ATH8
10	004781	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	OHIO_BRASS	ATH8
11	004772	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	OHIO_BRASS	ATM1
12	004751	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	OHIO_BRASS	ATM1
13	004746	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	OHIO_BRASS	AT_7 + AB1_A

14	004735	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	OHIO_BRASS	ATH8
15	004633	VELILLE	SANTA	ATH6 + ATSEC
16	010208	DERIVACION COYARANI	SANTA	AT6 + ATSEC
17	014884	VELILLE	ZHEJIANG	AB_1
18	014862	CHUÑUHUIRE	ZHEJIANG	AB6 + ABSEC
19	004654	UCHUCCARCO	SANTA	AT1 + ATSEC
20	018433	UCHUCCARCO	SANTA	AT_6
21	010229	CAYARANI	INAEL	AT6 + ATSEC
22	015405	COLQUEMARCA	TYCO	AB4 + ABSEC
23	014704	COLQUEMARCA	SANTA	AB1 + ABSEC
24	013074	COLQUEMARCA	SANTA	AB6 + ABSEC
25	009752	COLQUEMARCA	SANTA	AB4 + ABSEC
26	013037	COLQUEMARCA	SANTA	AB_3
27	015389	CHAMACA	TYCO	AB_4
28	017818	DERIVACION SAHUASAHUA	OHIO_BRASS	AB_3
29	019360	DERIVACION HACCA PACLLA	ZHEJIANG	AB4 + ABSEC
30	019333	DERIVACION OMACHA-JOLOÑA	OHIO_BRASS	AB4 + ABSEC
31	019518	DERIVACION HACCA CHIUCA	ZHEJIANG	AB4 + ABSEC
32	006986	AÑAHUICHI	SANTA	AB6 + ABSEC
33	017770	SANTO TOMAS	MAURIZIO	AB_3
34	013152	CAYARANI	SANTA	AB_3
35	014969	TRAMO HACIA PUNCCO	ZHEJIANG	AB6 + ABSEC
36	014926	PUNKO	ZHEJIANG	ABXC_3 + AB_1
37	015035	PUCA II	ZHEJIANG	AB6 + ABSEC
38	015162	ANTENA VELILLE	SANTA	AB_3
39	016512	HUMAMANTATA	INAEL	AB4 + ABSEC
40	015889	TURURUMI II	INAEL	AB_1

Fuente: Base de datos del GIS, pararrayos de ELSE.

Tabla N° 4.9: Pararrayos de línea existentes, alimentador LL-02.

RESUMEN DE PARARRAYOS DEL ALIMENTADOR LL-02				
ITEM	NODO MT	UBICACIÓN	MARCA	ARMADO
1	015194	NUEVA FUERABAMBA	MAURIZIO	AU_4 + AT_1
2	011292	DERIVACION CARMEN ALTO	Balestro	AT1 + AB4 + ABSEC
3	011308	DERIVACION HUAYÑUNA	Balestro	AT1 + AB5 + ABSEC
4	010445	COLQUEMARCA	SANTA	AB_3
5	004062	MINASCUCHO	SANTA	ATH1
6	013138	HUMAHURO	SANTA	AT_1
7	005277	QUIÑOTA-HAQUIRA	OHIO_BRASS	ATH6
8	019452	HAQUIRA-CHALLHUAHUACHO	OHIO_BRASS	AT3 + ATSEC
9	019420	HAQUIRA	OHIO_BRASS	ATH6
10	018583	MARA - CAPACCMARCA	MELEC	ATH3
11	018569	MARA - CAPACCMARCA	MELEC	ATH3
12	010411	COLQUEMARCA	SANTA	AB4 + ABSEC
13	005442	HACIA LOROCANI	TYCO	ATH6

14	019439	HAQUIRA-CHALLHUAHUACHO	OHIO_BRASS	ATH6 + AB1
15	005143	PACCAYERA	INAEL	ATH3 + AT_5
16	015326	FUERABAMBA-CARMEN ALTO	INAEL	ATH3
17	018167	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	OHIO_BRASS	AT_1
18	019398	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	OHIO_BRASS	AT_1
19	019404	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	OHIO_BRASS	AT_1
20	019410	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	OHIO_BRASS	AT_1
21	005282	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	OHIO_BRASS	AT_1
22	005280	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	OHIO_BRASS	AT_1
23	005304	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	OHIO_BRASS	AT_1
24	005298	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	OHIO_BRASS	ATH1
25	019441	TRAMO HUANCACALLA - SIMACHI	OHIO_BRASS	ATH6
26	019443	TCHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	ATT3
27	019448	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AT_1
28	019453	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AT_1
29	004048	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AT_1
30	019460	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AU_1
31	019464	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AB1 + AB1
32	004066	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AT_1
33	015192	TCHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AT_1
34	011302	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AT_1
35	011309	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AB_4
36	011316	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AT_1
37	011333	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AB_4
38	011329	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AT_1
39	011341	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AB_3
40	011349	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	ABH6 + AB1
41	011354	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	ABH3
42	011359	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AB_4
43	011366	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	ABH3
44	011368	T CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AB_3
45	011063	DERIVACION ANTAPAMPA	SANTA	ABD6 + ABSEC
46	011061	DERIVACION HUANCACALLA CHICO	SANTA	AB6 + ABSEC
47	011042	DERIVACION HUIÑACPUCYO	SANTA	AB4 + ABSEC
48	011108	DERIVACION SULTHO	SANTA	AU4 + AUSEC
49	011046	DERIVACION QUINURA	SANTA	AB4
50	011051	DERIVACION SHURO	Balestro	AB4 + ABSEC
51	011155	DERIVACION HUANCA UMUYTO	SANTA	AB_4
52	015472	COLQUEMARCA	TYCO	AB_4
53	015498	COLQUEMARCA	TYCO	ABD4 + ABSEC
54	015454	COLQUEMARCA	TYCO	AB4 + ABSEC
55	015678	QUIÑOTA	TYCO	AB_4
56	011057	ANDRES A. CACERES	SANTA	AB_4
57	004518	ANTAPUNKU	SANTA	AU_3
58	005037	PATAHUASI	SANTA	ATV4
59	005039	PATAHUASI	SANTA	AT1 + AB1
60	018365	CHALLHUAPUCYO	SANTA	AB_4
61	004392	SAYWA	SANTA	AT_1
62	004387	SAYWA	SANTA	AT_1
63	011209	HAQUIRA	SANTA	AU_1
64	011194	HAQUIRA	SANTA	AB_4

65	011146	HAQUIRA	SANTA	AU_4
66	014765	COLQUEMARCA	SANTA	AB4 + ABSEC
67	013046	COLQUEMARCA	SANTA	AB6 + ABSEC
68	013082	COLQUEMARCA	SANTA	AB6 + ABSEC
69	019110	DERIVACION ANTENA MARA	MAURIZIO	AB_3
70	019109	DERIVACION ANTENA MARA	MAURIZIO	AB_4
71	019475	LLUSCO	TYCO	AT6 + ATSEC
72	011097	DERIVACION CHIRAPATAN	INAEL	AB4 + ABSEC
73	020386	CHALLHUAHUACHO	MELEC	AT6 + ATSEC
74	004534	HUAÑACAHUA -PALLPA	ABB T&D	AU6 + AUSEC
75	019415	SECTOR SAN JUAN DE LLACHUA	INAEL	ATH6
76	015199	TRAMO TOCSOMAYO	INAEL	AT_3
77	005292	PUMAHUASI	Balestro	AT_1
78	019516	PITIC	INAEL	AT1 + AT5
79	019997	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	OHIO_BRASS	AB6

Fuente: Base de datos del GIS, pararrayos de ELSE.

Tabla N° 4.10: Pararrayos de línea existentes, alimentador LL-03.

RESUMEN DE PARARRAYOS DEL ALIMENTADOR LL-03				
ITEM	NODO MT	UBICACIÓN	MARCA	ARMADO
1	015574	LLUSCO	TYCO	AB4 + ABSEC
2	005374	SANTO TOMAS	SANTA	AT_1 + AT_1
3	005382	SANTO TOMAS	OHIO_BRASS	ATH1
4	010032	CHILLIHUANI	SANTA	AB_4
5	010029	CALLAQUIPA	SANTA	ATH3
6	010125	LAYO	OHIO_BRASS	ATH3 + AB_1
7	015514	LLUSCO FUISA	TYCO	AB4 + ABSEC
8	015510	SANTO TOMAS	TYCO	AB_4
9	015535	SANTO TOMAS	TYCO	AB4 + ABSEC
10	015613	LLUSCO	TYCO	ABD4 + ABSEC
11	009806	SANTO TOMAS	SANTA	AT4 + ATSEC
12	009995	PUCACCACCA	SANTA	AB4 + ABSEC
13	018736	LLUSCO	ZHEJIANG	AB_4
14	018801	ERHUAJA	ZHEJIANG	AB6 + ABSEC
15	018793	FUSILE	ZHEJIANG	AB4 + ABSEC

Fuente: Base de datos del GIS, pararrayos de ELSE.

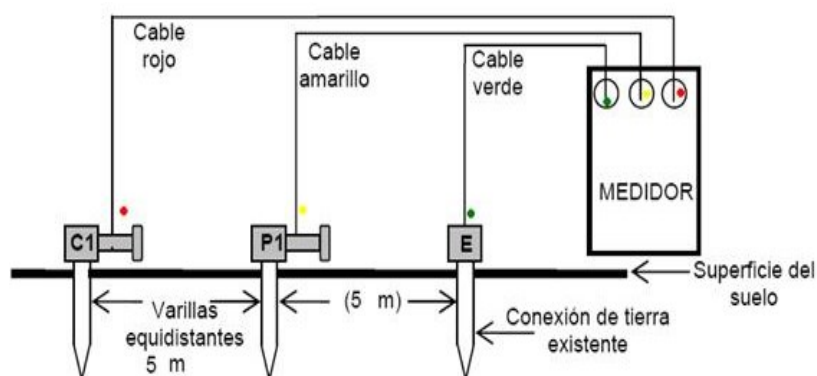
En los cuadros anteriores se observa la relación de pararrayos en los alimentadores de LL-01, LL-02 y LL-03; también se observa los pararrayos existentes en la línea troncal de los alimentadores marcados en color azul y el resto de pararrayos están ubicados en las derivaciones (radiales).

4.1.1.6. Puesta a tierra

La medición de los valores de las puestas a tierra de las estructuras en la línea de distribución se realizó con el método de medición de caída de potencial, y para ello se utilizó el teluometro digital de las siguientes características.

- Marca : KYORITSO
- Modelo : 4105 A.
- Escala : 20 -2000 Ω
- Serie : w8201607

Figura N° 4.6: Medición de Puesta a tierra.



Elaboración: propia

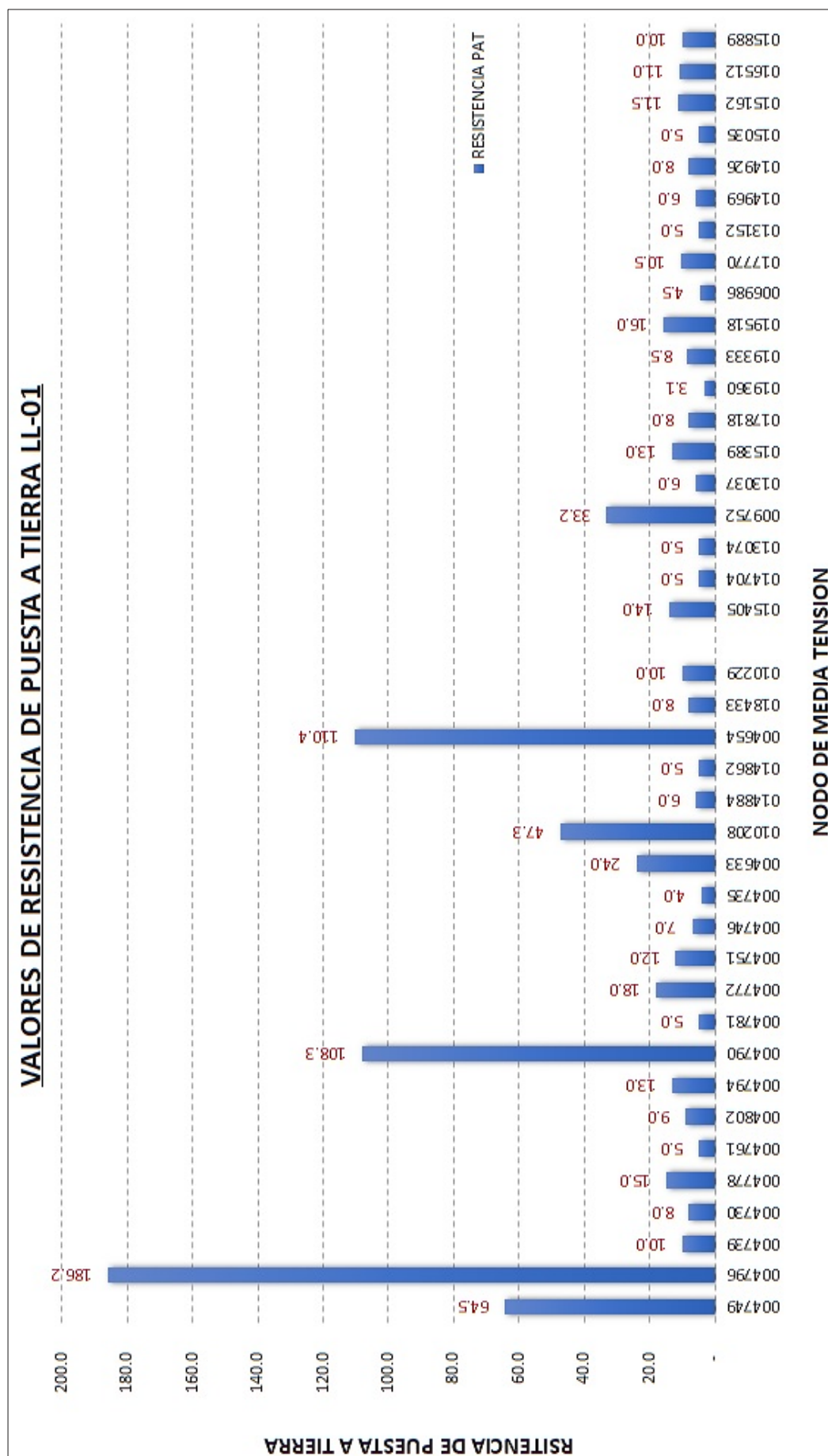
En el cuadro siguiente se puede ver la resistencia medida de la puesta a tierra en las estructuras en las cuales existen pararrayos de línea de los alimentadores LL-01, LL-02 y LL-03, se resalta las puestas a tierra no admisibles y que requieren mantenimiento, para mitigar las corrientes de falla.

Tabla N° 4.11: Valores de resistencia de PAT alimentador LL-01.

RESUMEN DE PARARRAYOS Y PUESTA A TIERRA DEL ALIMENTADOR LL-01					
ITEM	NODO MT	UBICACIÓN	ARMADO	RESITENCIA	OBSERVACION
1	004749	SANTO TOMAS	ATM1	64.5	MEJORAR PAT
2	004796	SANTO TOMAS	AT 7	186.2	MEJORAR PAT
3	004739	COLQUEMARCA	ATH3	10.0	ADMISIBLE
4	004730	COLQUEMARCA	ATH8	8.0	ADMISIBLE
5	004778	DERIVACION TIENDACHAYOC	ATH8	15.0	ADMISIBLE
6	004761	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	ATM1	5.0	ADMISIBLE
7	004802	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	ATM1	9.0	ADMISIBLE
8	004794	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	ATH8	13.0	ADMISIBLE
9	004790	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	ATH8	108.3	MEJORAR PAT
10	004781	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	ATH8	5.0	ADMISIBLE
11	004772	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	ATM1	18.0	ADMISIBLE
12	004751	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	ATM1	12.0	ADMISIBLE
13	004746	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	AT_7	7.0	ADMISIBLE
14	004735	TRAMO LLUSCO - CHAMACA	ATH8	4.0	ADMISIBLE
15	004633	VELILLE	ATH6 + SEC	24.0	ADMISIBLE
16	010208	DERIVACION COYARANI	AT6 + SEC	47.3	MEJORAR PAT
17	014884	VELILLE	AB_1	6.0	ADMISIBLE
18	014862	CHUÑUHUIRE	AB6 + SEC	5.0	ADMISIBLE
19	004654	UCHUCCARCO	AT1 + SEC	110.4	MEJORAR PAT
20	018433	UCHUCCARCO	AT_6	8.0	ADMISIBLE
21	010229	CAYARANI	AT6 + SEC	10.0	ADMISIBLE
22	015405	COLQUEMARCA	AB4 + SEC	14.0	ADMISIBLE
23	014704	COLQUEMARCA	AB1 + SEC	5.0	ADMISIBLE
24	013074	COLQUEMARCA	AB6 + SEC	5.0	ADMISIBLE
25	009752	COLQUEMARCA	AB4 + SEC	33.2	MEJORAR PAT
26	013037	COLQUEMARCA	AB_3	6.0	ADMISIBLE
27	015389	CHAMACA	AB_4	13.0	ADMISIBLE
28	017818	DERIVACION SAHUASAHUA	AB_3	8.0	ADMISIBLE
29	019360	DERIVACION HACCA PACLLA	AB4 + SEC	3.1	ADMISIBLE
30	019333	DERIVACION OMACHA-JOLOÑA	AB4 + SEC	8.5	ADMISIBLE
31	019518	DERIVACION HACCA CHIUCA	AB4 + SEC	16.0	ADMISIBLE
32	006986	AÑAHUICHI	AB6 + SEC	4.5	ADMISIBLE
33	017770	SANTO TOMAS	AB_3	10.5	ADMISIBLE
34	013152	CAYARANI	AB_3	5.0	ADMISIBLE
35	014969	TRAMO HACIA PUNCCO	AB6 + SEC	6.0	ADMISIBLE
36	014926	PUNKO	AB_1	8.0	ADMISIBLE
37	015035	PUCA II	AB6 + SEC	5.0	ADMISIBLE
38	015162	ANTENA VELILLE	AB_3	11.5	ADMISIBLE
39	016512	HUMAMANTATA	AB4 + SEC	11.0	ADMISIBLE
40	015889	TURURUMI II	AB_1	10.0	ADMISIBLE

Elaboración: propia.

Figura N° 4.7: Valores de Puesta a tierra alimentador LL-01.



Elaboración: propia

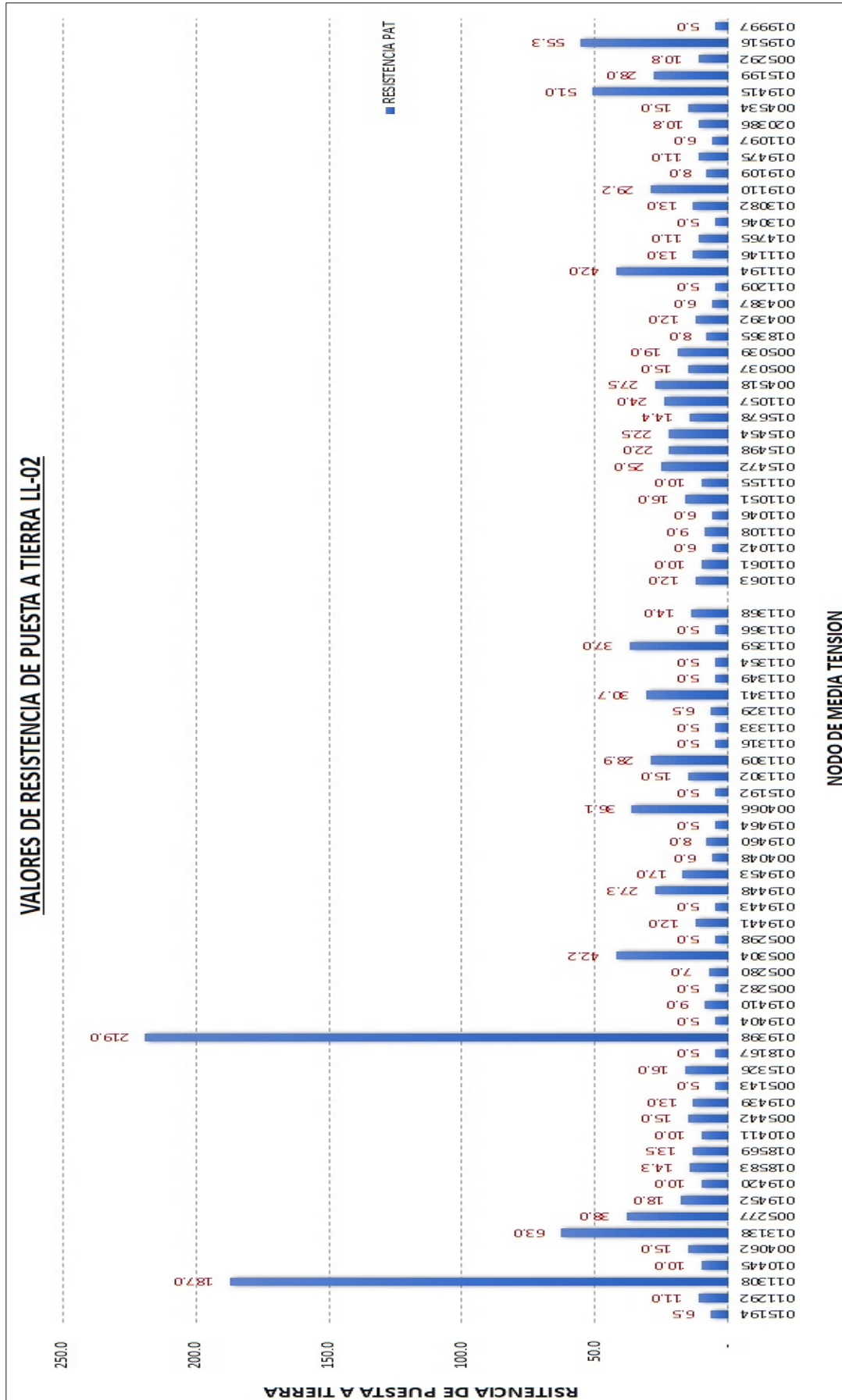
Tabla N° 4.12: Valores de resistencia de PAT alimentador LL-02.

RESUMEN DE PARARRAYOS Y PUESTA A TIERRA DEL ALIMENTADOR LL-02					
ITEM	NODO MT	UBICACIÓN	ARMADO	RESITENCIA	OBSERVACION
1	015194	NUEVA FUERABAMBA	AU_4 + AT_1	6.5	ADMISIBLE
2	011292	DERIVACION CARMEN ALTO	AT1 + AB4 + ABSEC	11.0	ADMISIBLE
3	011308	DERIVACION HUAYÑUNA	AT1 + AB5 + ABSEC	187.0	MEJORAR PAT
4	010445	COLQUEMARCA	AB_3	10.0	ADMISIBLE
5	004062	MINASCUCO	ATH1	15.0	ADMISIBLE
6	013138	HUMAHURO	AT_1	63.0	MEJORAR PAT
7	005277	QUIÑOTA-HAQUIRA	ATH6	38.0	MEJORAR PAT
8	019452	HAQUIRA-CHALLHUAHUACHO	AT3 + ATSEC	18.0	ADMISIBLE
9	019420	HAQUIRA	ATH6	10.0	ADMISIBLE
10	018583	MARA - CAPACCMARCA	ATH3	14.3	ADMISIBLE
11	018569	MARA - CAPACCMARCA	ATH3	13.5	ADMISIBLE
12	010411	COLQUEMARCA	AB4 + ABSEC	10.0	ADMISIBLE
13	005442	HACIA LOROCANI	ATH6	15.0	ADMISIBLE
14	019439	HAQUIRA-CHALLHUAHUACHO	ATH6 + AB1	13.0	ADMISIBLE
15	005143	PACCAYERA	ATH3 + AT_5	5.0	ADMISIBLE
16	015326	FUERABAMBA-CARMEN ALTO	ATH3	16.0	ADMISIBLE
17	018167	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	AT_1	5.0	ADMISIBLE
18	019398	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	AT_1	219.0	MEJORAR PAT
19	019404	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	AT_1	5.0	ADMISIBLE
20	019410	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	AT_1	9.0	ADMISIBLE
21	005282	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	AT_1	5.0	ADMISIBLE
22	005280	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	AT_1	7.0	ADMISIBLE
23	005304	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	AT_1	42.2	MEJORAR PAT
24	005298	TRAMO QUIÑOTA-PUMAHUASI	ATH1	5.0	ADMISIBLE
25	019441	TRAMO HUANCACALLA - SIMACHI	ATH6	12.0	ADMISIBLE
26	019443	TRAMO CHALHUAHUACHO PATABAMBA	ATT3	5.0	ADMISIBLE
27	019448	TRAMO CHALHUAHUACHO PATABAMBA	AT_1	27.3	MEJORAR PAT
28	019453	TRAMO CHALHUAHUACHO PATABAMBA	AT_1	17.0	ADMISIBLE
29	004048	TRAMO CHALHUAHUACHO PATABAMBA	AT_1	6.0	ADMISIBLE
30	019460	TRAMO CHALHUAHUACHO PATABAMBA	AU_1	8.0	ADMISIBLE
31	019464	TRAMO CHALHUAHUACHO PATABAMBA	AB1 + AB1	5.0	ADMISIBLE
32	004066	TRAMO CHALHUAHUACHO PATABAMBA	AT_1	36.1	MEJORAR PAT
33	015192	TRAMO CHALHUAHUACHO PATABAMBA	AT_1	5.0	ADMISIBLE
34	011302	TRAMO CHALHUAHUACHO PATABAMBA	AT_1	15.0	ADMISIBLE
35	011309	TRAMO CHALHUAHUACHO PATABAMBA	AB_4	28.9	MEJORAR PAT
36	011316	TRAMO CHALHUAHUACHO PATABAMBA	AT_1	5.0	ADMISIBLE
37	011333	TRAMO CHALHUAHUACHO PATABAMBA	AB_4	5.0	ADMISIBLE
38	011329	TRAMO CHALHUAHUACHO PATABAMBA	AT_1	6.5	ADMISIBLE

39	011341	TRAMO CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	AB_3	30.7	MEJORAR PAT
40	011349	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	ABH6 + AB1	5.0	ADMISIBLE
41	011354	TRAMO CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	ABH3	5.0	ADMISIBLE
42	011359	TRAMO CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	AB_4	37.0	MEJORAR PAT
43	011366	TRAMO CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	ABH3	5.0	ADMISIBLE
44	011368	TRAMO CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	AB_3	14.0	ADMISIBLE
45	011063	DERIVACION ANTAPAMPA-HUANCACALLA	ABD6 + ABSEC	12.0	ADMISIBLE
46	011061	DERIVACION HUANCACALLA	AB6 + ABSEC	10.0	ADMISIBLE
47	011042	DERIVACION HUIÑACPUCYO	AB4 + ABSEC	6.0	ADMISIBLE
48	011108	DERIVACION SULTHO	AU4 + AUSEC	9.0	ADMISIBLE
49	011046	DERIVACION QUINURA	AB4	6.0	ADMISIBLE
50	011051	DERIVACION SHURO	AB4 + ABSEC	16.0	ADMISIBLE
51	011155	DERIVACION HUANCA UMUYTO	AB_4	10.0	ADMISIBLE
52	015472	COLQUEMARCA	AB_4	25.0	ADMISIBLE
53	015498	COLQUEMARCA	ABD4 + SEC	22.0	ADMISIBLE
54	015454	COLQUEMARCA	AB4 + SEC	22.5	ADMISIBLE
55	015678	QUIÑOTA	AB_4	14.4	ADMISIBLE
56	011057	ANDRES A. CACERES	AB_4	24.0	ADMISIBLE
57	004518	ANTAPUNKU	AU_3	27.5	MEJORAR PAT
58	005037	PATAHUASI	ATV4	15.0	ADMISIBLE
59	005039	PATAHUASI	AT1 + AB1	19.0	ADMISIBLE
60	018365	CHALLHUAPUCYO	AB_4	8.0	ADMISIBLE
61	004392	SAYWA	AT_1	12.0	ADMISIBLE
62	004387	SAYWA	AT_1	6.0	ADMISIBLE
63	011209	HAQUIRA	AU_1	5.0	ADMISIBLE
64	011194	HAQUIRA	AB_4	42.0	MEJORAR PAT
65	011146	HAQUIRA	AU_4	13.0	ADMISIBLE
66	014765	COLQUEMARCA	AB4 + ABSEC	11.0	ADMISIBLE
67	013046	COLQUEMARCA	AB6 + ABSEC	5.0	ADMISIBLE
68	013082	COLQUEMARCA	AB6 + ABSEC	13.0	ADMISIBLE
69	019110	DERIVACION ANTENA MARA	AB_3	29.2	MEJORAR PAT
70	019109	DERIVACION ANTENA MARA	AB_4	8.0	ADMISIBLE
71	019475	LLUSCO	AT6 + ATSEC	11.0	ADMISIBLE
72	011097	DERIVACION CHIRAPATAN	AB4 + ABSEC	6.0	ADMISIBLE
73	020386	CHALLHUAHUACHO	AT6 + ATSEC	10.8	ADMISIBLE
74	004534	HUAÑACAHUA -PALLPA	AU6 + AUSEC	15.0	ADMISIBLE
75	019415	SECTOR SAN JUAN DE LLACHUA	ATH6	51.0	MEJORAR PAT
76	015199	TRAMO TOCSOMAYO	AT_3	28.0	MEJORAR PAT
77	005292	PUMAHUASI	AT_1	10.8	ADMISIBLE
78	019516	PITIC	AT1 + AT5	55.3	MEJORAR PAT
79	019997	CHALHUAHUACHO - PATABAMBA	AB6	5.0	ADMISIBLE

Elaboración: propia.

Figura N° 4.8: Valores de Puesta a tierra alimentador LL-02.



Elaboración: propia

Tabla N° 4.13: Valores de resistencia de PAT alimentador LL-03.

RESUMEN DE PARARRAYOS Y PUESTA A TIERRA DEL ALIMENTADOR LL-03					
ITEM	NODO MT	UBICACIÓN	ARMADO	RESITENCIA	OBSERVACION
1	015574	LLUSCO	AB4 + ABSEC	10.1	ADMISIBLE
2	005374	SANTO TOMAS	AT_1 + AT_1	51.3	MEJORAR PAT
3	005382	TRAMO SANTO TOMAS	ATH1	6.0	ADMISIBLE
4	010032	CHILLIHUANI	AB_4	57.8	MEJORAR PAT
5	010029	CALLAQUIPA	ATH3	12.0	ADMISIBLE
6	010125	LAYO	ATH3	38.6	MEJORAR PAT
7	015514	LLUSCO FUISA	AB4 + SEC	18.4	ADMISIBLE
8	015510	SANTO TOMAS	AB_4	6.5	ADMISIBLE
9	015535	SANTO TOMAS	AB4 + SEC	14.2	ADMISIBLE
10	015613	LLUSCO	ABD4 + SEC	21.0	ADMISIBLE
11	009806	SANTO TOMAS	AT4 + SEC	5.0	ADMISIBLE
12	009995	PUCACCACCA	AB4 + SEC	94.0	MEJORAR PAT
13	018736	LLUSCO	AB_4	6.1	ADMISIBLE
14	018801	ERHUAJA	AB6 + SEC	8.4	ADMISIBLE
15	018793	FUSILE	AB4 + SEC	12.0	ADMISIBLE

Elaboración: propia.

Figura N° 4.9: Valores de Puesta a tierra alimentador LL-03.



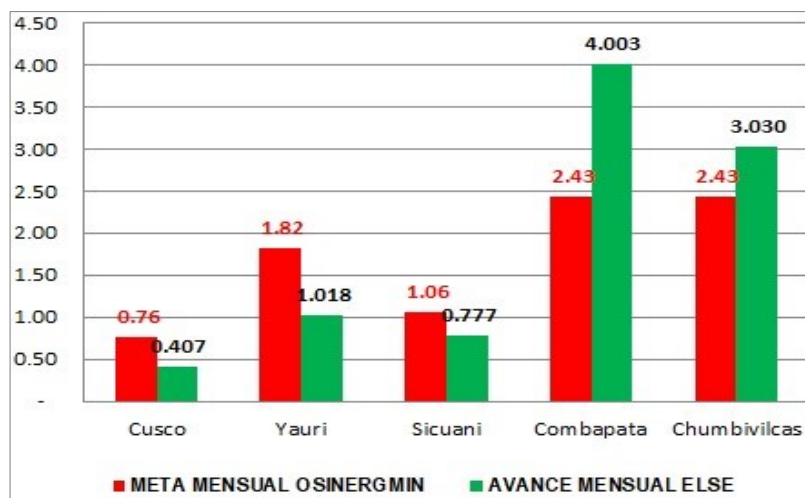
Elaboración: propia

Como se observa en los cuadros anteriores se muestran las mediciones de puesta a tierra realizadas en campo de los alimentadores LL-01, LL-02, LL-03 que requieren mantenimiento.

4.1.1.7. Evaluación de la calidad de servicios eléctricos

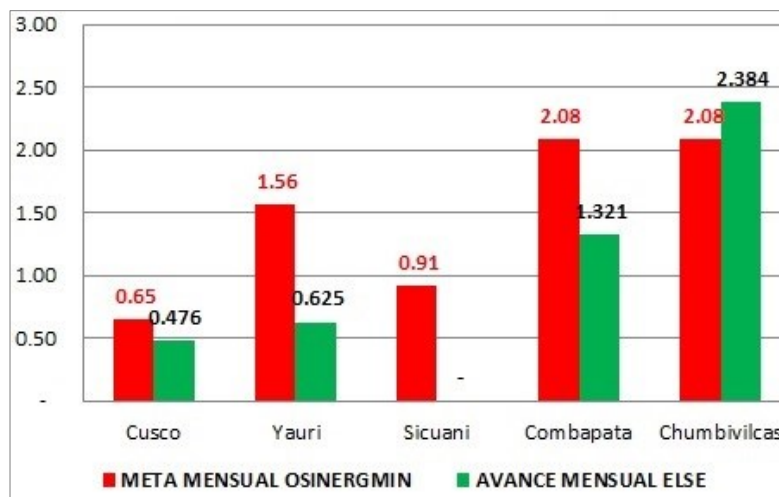
Los indicadores SAIDI y SAIFI de un sistema eléctrico se evalúan semestralmente, se suman los indicadores mensuales, hasta tener un acumulado semestral. A continuación, se muestran la evolución del sistema eléctrico Chumbivilcas en el año 2017.

Figura N° 4.10: SAIFI mes de enero 2017.



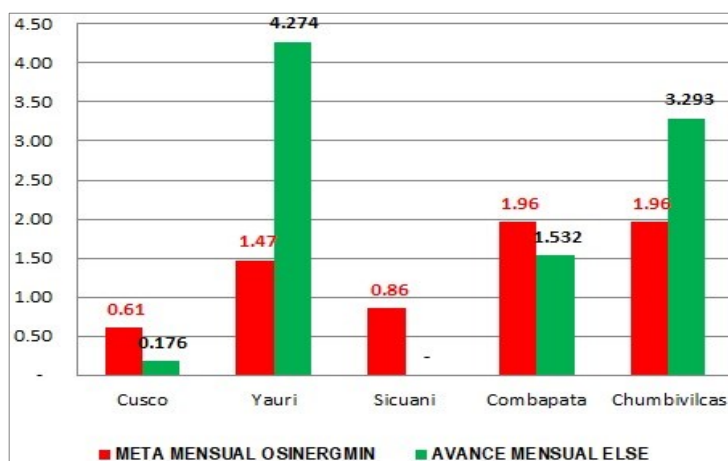
Elaboración: propia.

Figura N° 4.11: SAIFI mes de febrero 2017.



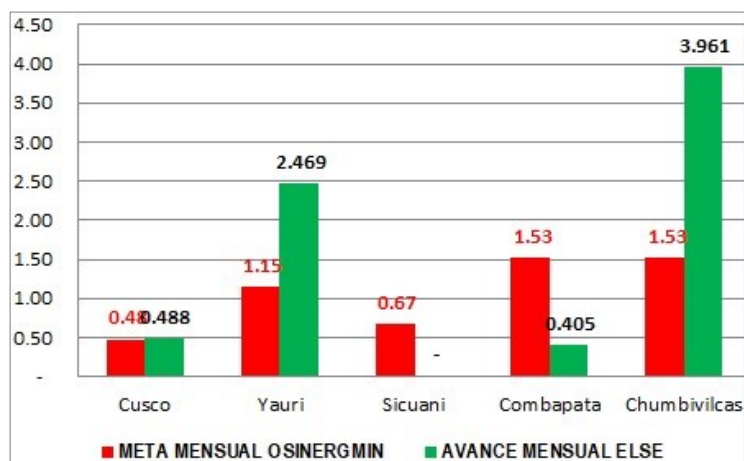
Elaboración: propia.

Figura N° 4.12: SAIFI mes de marzo 2017.



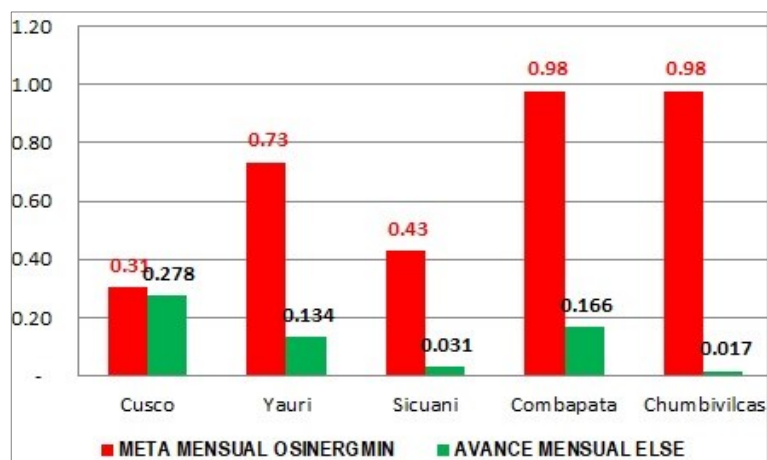
Elaboración: propia.

Figura N° 4.13: SAIFI mes de abril 2017.



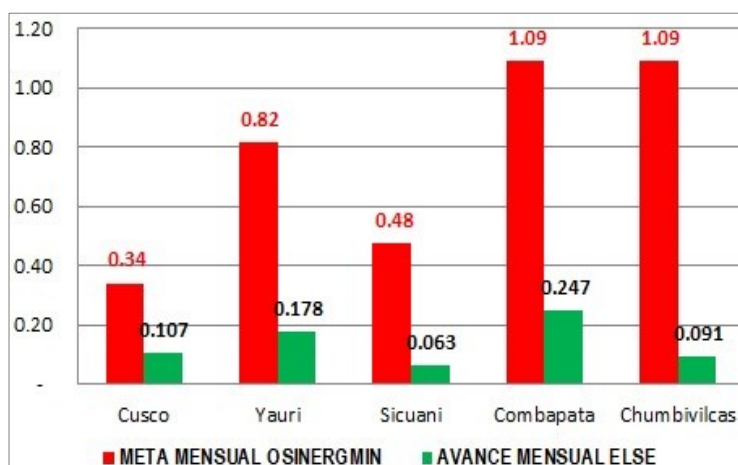
Elaboración: propia.

Figura N° 4.14: SAIFI mes de mayo 2017.



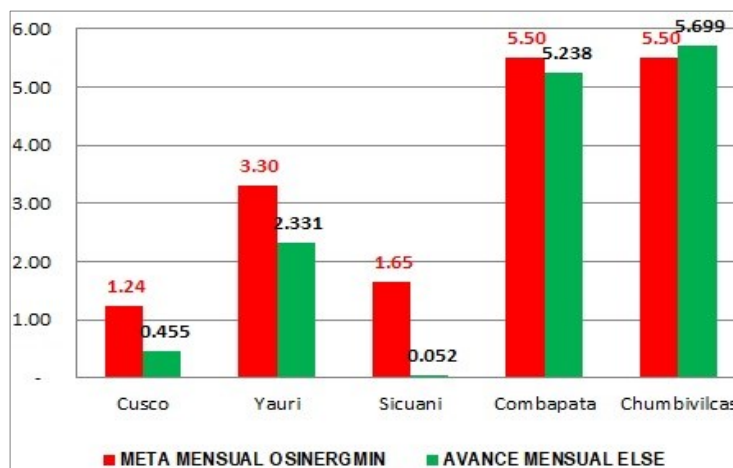
Elaboración: propia.

Figura N° 4.15: SAIFI mes de junio 2017.



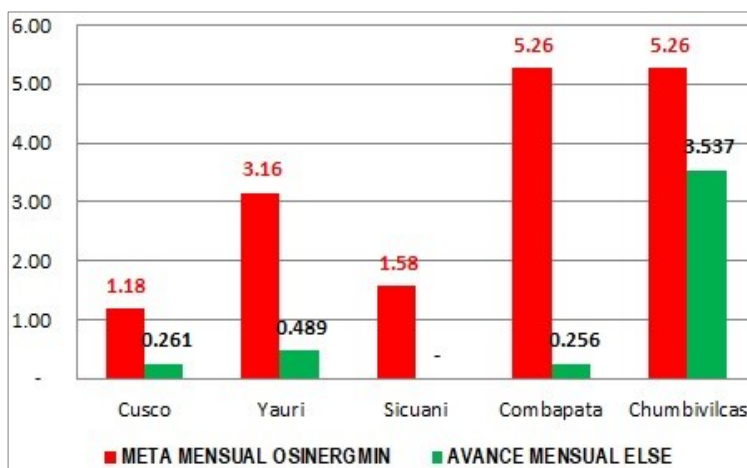
Elaboración: propia.

Figura N° 4.16: SAIDI mes de enero 2017.



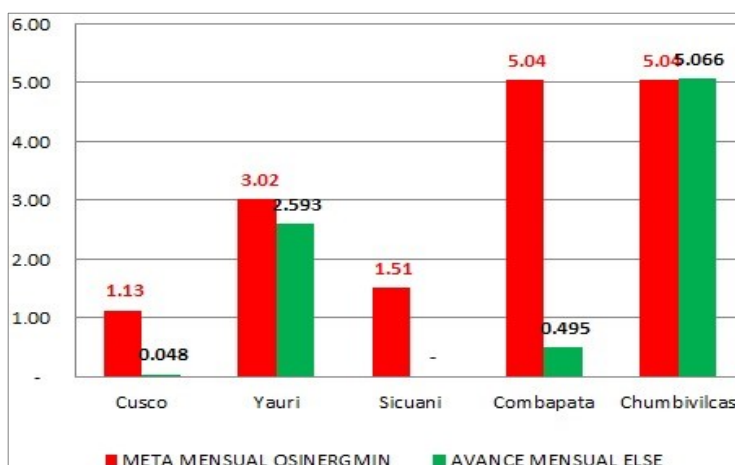
Elaboración: propia.

Figura N° 4.17: SAIDI mes de febrero 2017.



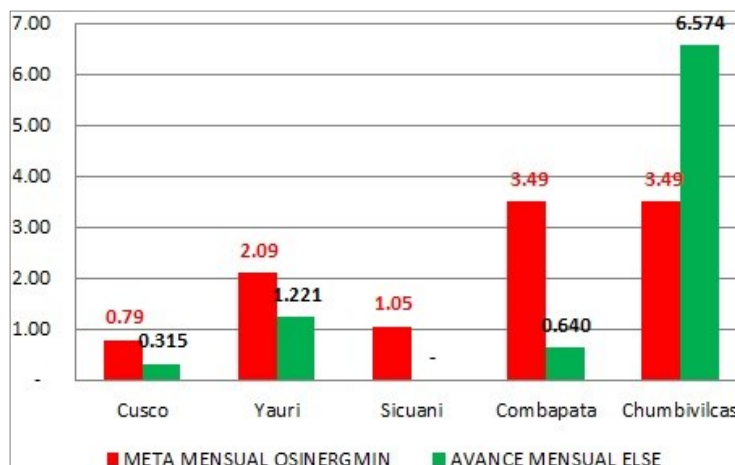
Elaboración: propia.

Figura N° 4.18: SAIDI mes de marzo 2017.



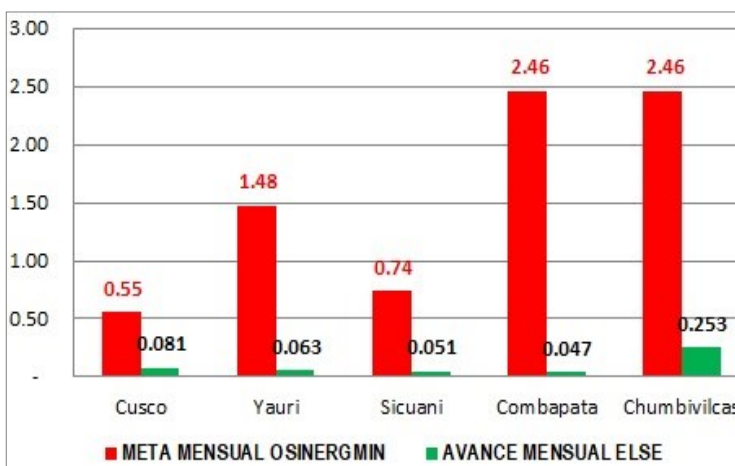
Elaboración: propia.

Figura N° 4.19: SAIDI mes de abril 2017.



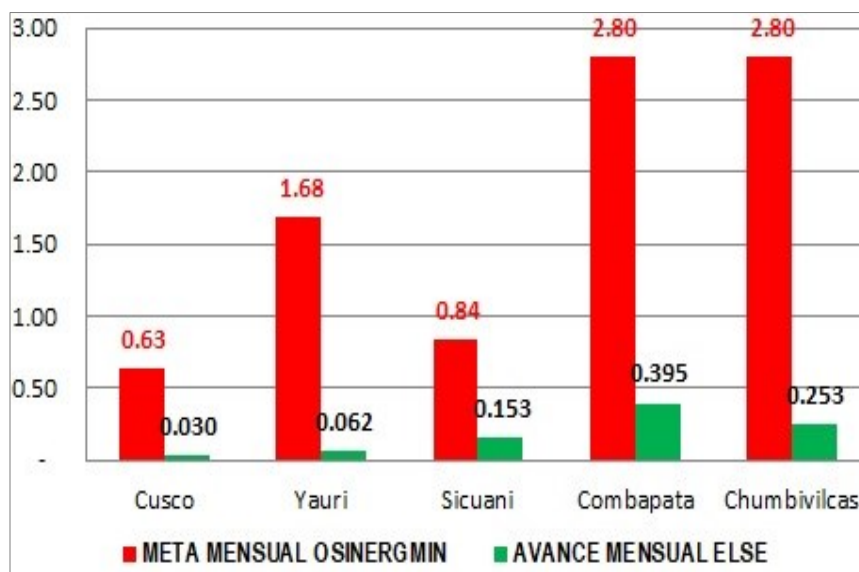
Elaboración: propia.

Figura N° 4.20: SAIDI mes de mayo 2017.



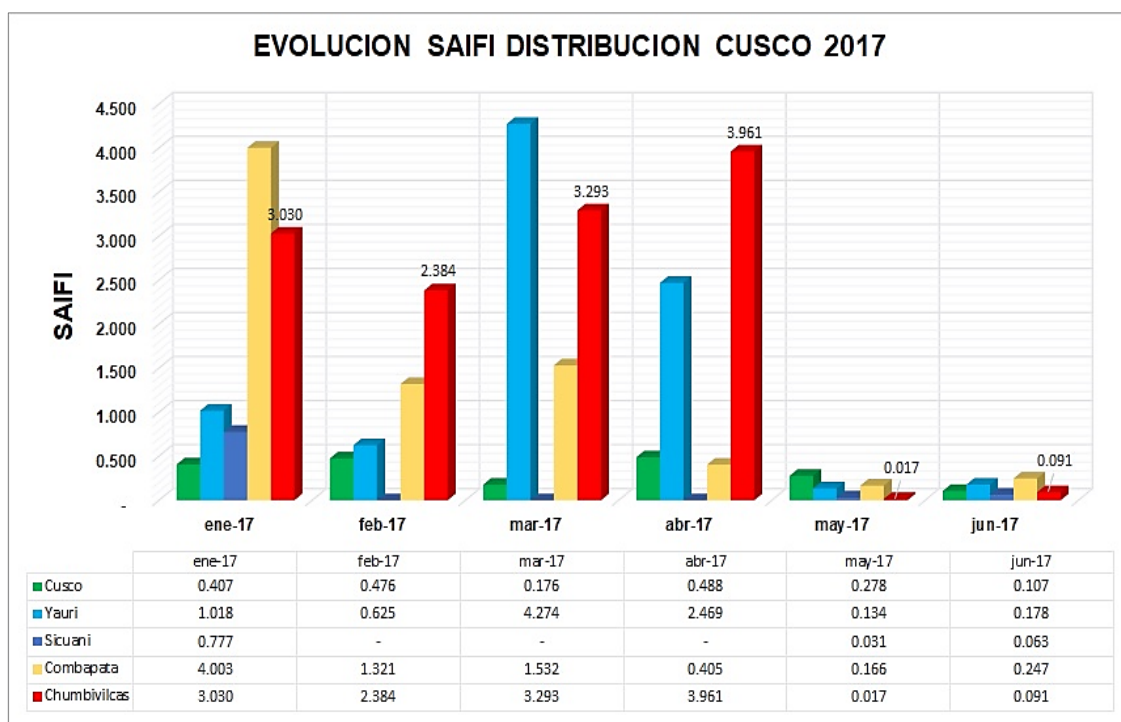
Elaboración: propia.

Figura N° 4.21: SAIDI mes de junio 2017.



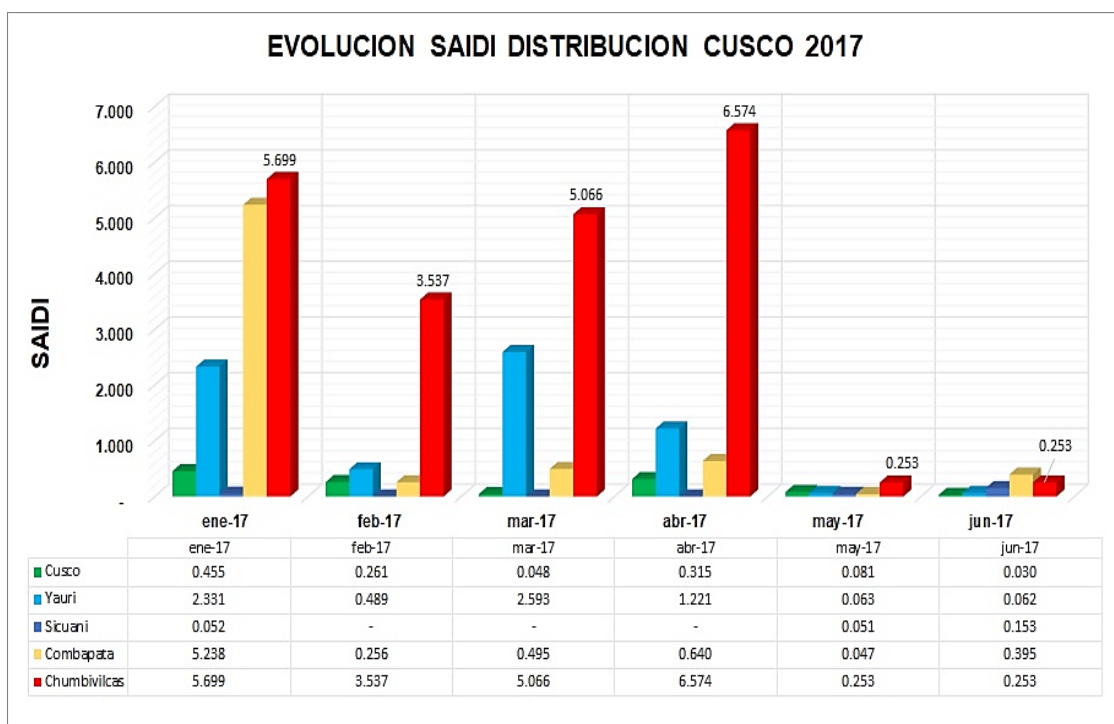
Elaboración: propia.

Figura N° 4.22: SAIFI semestre I acumulado 2017.



Elaboración: propia.

Figura N° 4.23: SAIDI semestre I acumulado 2017.



Elaboración: propia.

4.1.2. DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Para determinar el nivel de aislamiento de la línea de acuerdo a su diseño previo, se considera las siguientes premisas; como son cálculo de pararrayos, selección nivel de aislamiento, cálculo de aisladores para la protección de los dispositivos de apantallamiento y el conjunto de elementos instalados en la línea de distribución, frente a descargas atmosféricas.

4.1.2.1. Condiciones de operación del sistema eléctrico

El sistema eléctrico en estudio actualmente opera con las siguientes características.

- Tensión nominal del sistema: 229 KV.
- Tensión máxima de los equipos: 24 KV.

- Contaminación ambiental: ligero (Norma IEC-815)
- Altura máxima sobre el nivel del mar de operación: 4000 m.s.n.m.

4.1.2.2. Factor de corrección por altura

El factor de corrección por altura se calcula con la ecuación siguiente:

$$F_C = 1 + 1.25(h - 1000) * 10^{-4} \quad (\text{EC. 2.3})$$

Datos:

H : 4000 Altura sobre el nivel del mar.

F_c : Factor de corrección por altura.

$$F_C = 1 + 1.25(4000 - 1000) * 10^{-4}$$

$$F_C = 1.38$$

4.1.2.3. Selección de pararrayos

Esta alternativa de protección con pararrayos, se ubicarán de acuerdo a la configuración geométrica de los conductores. El montaje de los pararrayos será en todas las fases de la línea de distribución, los pararrayos deben cumplir con los requerimientos exigidos en la norma IEC – 60099-4.

Los criterios que se deben tomar en cuenta para la selección de los pararrayos son los siguientes:

4.1.2.3.1. Máxima tensión de operación continua (MCOV)

La máxima tensión de operación continua del pararrayo se calcula con la ecuación N.º 2.39.

$$\text{MCOV} \geq K_m * \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (\text{Ec. 2.39})$$

Datos:

$K_m = 1.05$: factor de seguridad para aislamiento externo.

$U_m = 24$ kV

Donde:

$$MCOV \geq 1.05 * \frac{24}{\sqrt{3}}$$

$$MCOV \geq 14.5492 \text{ KV} = 15\text{KV}$$

4.1.2.3.2. Sobretensiones temporales a frecuencia industrial (TOV)

Son sobretensiones oscilantes de duración larga entre algunos ciclos y varias horas. Se calcula con la ecuación 2.40:

$$TOV \geq K_e * \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (\text{Ec. 2.40})$$

Datos:

K_e : Factor de falla a tierra (IEC 60071-2)

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

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

$U_m = 24$ kV

Donde:

$$TOV \geq 1.73 * \frac{24}{\sqrt{3}}$$

$$TOV \geq 23.972\text{kV} = 24\text{KV}$$

4.1.2.3.3. Tensión máxima del pararrayo (U_r)

La tensión nominal del pararrayos U_r , se elige seleccionando el mayor valor entre U_o y U_e . Con las ecuaciones 2.41 y 2.42.

$$U_o = \frac{MCOV}{K_o} \quad (\text{Ec. 2.41})$$

$$U_e = \frac{TOV}{K_t} \quad (\text{Ec. 2.42})$$

Datos:

$K_0 = 0.8$: Es el factor de diseño según el fabricante.

$K_t = 1.15$: Para 1 segundo.

$K_t = 1.10$: Para 10 segundos.

$K_t = 0.95$: Para 2 horas.

➤ Hallando U_0 .

$$U_0 = \frac{14.549\text{kV}}{0.8}$$

$$U_0 = \mathbf{18.186KV}$$

➤ Hallando U_e .

$$U_e = \frac{23.972KV}{1.10}$$

$$U_e = \mathbf{21.793KV}$$

El mayor valor entre U_0 y U_e es 21.79KV, por consiguiente, la tensión nominal del pararrayo U_r es U_e multiplicado por la tolerancia de al menos de 5%:

$$U_r = 21.793 * 1.05 = 22.88KV$$

$$U_r = \mathbf{24KV}$$

De la ecuación 2.41 se determina el U_c o MCOV.

$$U_c = \text{MCOV} = k_0 * U_r = 24 * 0.8 = 19.2KV$$

4.1.2.3.4. Nivel de protección para impulso tipo atmosférico (NPR)

El NPR de impulso de rayo (10kA, 8/20 μ s) de un pararrayo de Óxido de Zinc (ZnO), según el fabricante para 10KA y una tensión máxima de servicio de 24KV. De acuerdo a la tabla del fabricante se tiene:

$$\text{NPR} = 76.02\text{KV}$$

El NPR de corriente empinada (10kA, 1/2 μ s)

$$\text{NPR} = 85.5\text{KV}$$

4.1.2.3.5. Nivel de protección para impulso de maniobra (NPM)

El NPM de impulso de maniobra (0.5kA, 30/60 μ s) de un pararrayo de Óxido de Zinc (ZnO), según el fabricante para 0.5KA y una tensión máxima de servicio de 24KV. De acuerdo a la tabla del fabricante se tiene:

$$\text{NPM} = 56.4\text{KV}$$

4.1.2.3.6. Longitud mínima de línea de fuga del pararrayo

La longitud mínima de línea de fuga del pararrayos considerando los diferentes niveles de aislamiento se calcula con la ecuación 2.34.

$$L_{\text{min fuga}} = L_{\text{min fuga especifica}} * V_{\text{max serv.}} * F_c \quad (\text{Ec. 2.34})$$

Datos:

$$L_{\text{min fuga especifica}} = 16\text{mm/kV}$$

$$U_{\text{max}} = 24\text{KV}$$

$$F_c = 1.38$$

$$L_{\text{min fuga}} = 16\text{mm/kV} * 24\text{kV} * 1.38$$

$$L_{\text{min fuga}} = 529.9 \cong 530 \text{ mm.}$$

4.1.2.3.7. Selección de aislamiento

Es el valor pico de tensión para sobretensiones impulso tipo atmosférico (rayo) y al impulso tipo maniobra, al cual se aplican un factor de seguridad el cual se calculan mediante las ecuaciones 2.1 y 2.2.

$$BIL = K_I * NPR \quad (\text{Ec. 2.1})$$

$$BSL = K * BIL_{\text{Normalizado}} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Es el factor que relaciona BSL/BIL.

$$K_F = \frac{BSL}{NPM} \quad (\text{Ec. 2.43})$$

$$K_F \geq K_M \quad (\text{Ec. 2.44})$$

Luego el valor de K_F tiene que ser mayor o igual que K_M para seleccionar el BIL de diseño.

Finalmente, el nivel básico de aislamiento para impulsos de tipo rayo es:

$$BIL_d = BIL * F_C \quad (\text{Ec. 2.45})$$

Donde:

BIL : Tensión soportada al impulso tipo rayo.

BSL : Tensión soportada al impulso tipo maniobra.

$BIL_{\text{normalizado}}$: Tensión soportada al impulso tipo atmosférico normalizado por norma IEC.

NPR : Nivel de protección de impulso tipo rayo.

NPM : Nivel de protección de impulso de maniobra.

K_I : Factor de seguridad para relacionar el NPR y el BIL (según norma IEC 71-2, es 1.4).

K_M : Factor de seguridad para relacionar el NPM y el BSL (según norma IEC 71-2, es 1.15).

K : Factor de seguridad que relaciona el BSL y el $BIL_{\text{normalizado}}$. (según norma IEC 71-2, es 0.65 para equipos aislados al aire).

K_F : Factor de seguridad relaciona BSL y NPM.

BIL_d : Nivel básico de aislamiento diseñado.

F_C : Factor de corrección por altura.

La línea en estudio es de nivel de tensión de 22.9 KV.

- Cálculo del nivel básico de aislamiento para impulso tipo atmosférico (BIL), se aplica el factor de seguridad K_i , y obtener el $BIL_{normalizado}$.

$$BIL = K_i * NPR \quad (\text{Ec. 2.1})$$

$$BIL = 1.4 * 76.2\text{kV}$$

$$BIL = 106.68\text{kV}$$

El BIL normalizado será:

$$BIL_{normalizado} = 125\text{kV}$$

- Cálculo del nivel de tensión soportada para impulso tipo maniobra; en la cual se aplica el factor de seguridad K para equipos aislados en aire.

$$BSL = K * BIL_{Normalizado} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

$$BSL = 0.65 * 125\text{kV}$$

$$BSL = 81.25\text{kV}$$

- El factor de seguridad K_F se obtiene al relacionar BSL y NPM.

$$K_F = \frac{BSL}{NPM} \quad (\text{Ec. 2.43})$$

$$K_F = \frac{81.25\text{kV}}{56.4\text{kV}}$$

$$K_F = 1.44$$

El valor de K_F tiene que ser mayor al valor de K_M

$$K_M = 1.15$$

$$K_F \geq K_M \quad (\text{Ec. 2.44})$$

$$1.44 \geq 1.15$$

Entonces el BIL normalizado seleccionado es correcto.

$$BIL_{\text{normalizado}} = 125\text{kV}$$

$$BIL = 125\text{kV}, \text{segun IEC} - 71 \text{ y DGE.}$$

- Finalmente, el nivel básico de aislamiento para impulso tipo atmosférico (rayo) es:

$$BIL_d = BIL * F_C \quad (\text{Ec. 2.45})$$

$$BIL_d = 125 * 1.38 = 172$$

$$BIL_d = 170\text{KV}$$

Los pararrayos serán de óxido de zinc (ZnO), clase distribución y serán conectadas directamente a la red, para una tensión nominal de 22.9 KV.

Tabla N° 4.14: Características del pararrayo.

Tension Nominal	22.9 kV
Max. Tension de Servicio	24 kV
Tension nominal del Pararrayo	24 kV
Corriente Nominal de Descarga	10 kA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Max. Tension de descarga con onda de corriente de 8/20 μs de	76.2 kV
Tensión de sostenimiento de impulso de descarga atmosférica	99 kV
Tensión de sostenimiento de frecuencia industrial, 1 minuto,	35 kV
Carga estática permisible en la cabeza	400 KN
Carga dinámica permisible en la cabeza	600 KN
Distancia minima de Fuga	530 mm
Instalacion	Aerea
Altura Maxima	4000

Elaboración: Propia.

4.1.2.4. Selección de aisladores

Los aisladores a utilizar para mejorar el nivel de aislamiento de la línea en estudio se seleccionarán de acuerdo a los siguientes criterios.

4.1.2.4.1. Longitud de fuga necesario por contaminación

Se refiere a la selección de los aisladores para operación bajo condiciones de contaminación, se especifica la correspondiente longitud mínima de línea de fuga de un aislador.

$$L_{\text{min fuga}} = L_{\text{min fuga especifica}} * V_{\text{max serv.}} * F_c \quad (\text{Ec. 2.34})$$

Datos:

$$L_{\text{min fuga especifica}} = 16\text{mm/kV}$$

$$U_{\text{max}} = 24\text{KV}$$

$$F_c = 1.38$$

Donde:

$$L_{\text{min fuga}} = 16\text{mm/kV} * 24\text{kV} * 1.38$$

$$L_{\text{min fuga}} = 529.9 \cong 530 \text{ mm.}$$

4.1.2.4.2. Aislamiento necesario para sobretensión tipo impulso atmosférico

Esta sobretensión se determina mediante la ecuación 2.35 que de describió en el capítulo 2 y se tiene:

$$V_i = \frac{BIL}{(1 - N * \sigma) * \delta} \quad (\text{Ec. 2.35})$$

La densidad relativa del aire se puede calcular utilizando la fórmula de Halley, ecuación 2.36 y se tiene:

$$\delta = \frac{3.92 * b}{273 + t} \quad (\text{Ec. 2.36})$$

La presión barométrica se relaciona con la altura de acuerdo a la ecuación 2.37 y se tiene:

$$\log b = \log 76 - \frac{\text{msnm}}{18336} \quad (\text{Ec. 2.37})$$

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

➤ **Calculo de la presión barométrica.**

En la ecuación 2.37.

Donde:

$$msnm = 4000$$

$$\log b = \log 76 - \frac{4000}{18336}$$

$$b = 45.99 \text{ cm. Hg}$$

➤ **Calculo de la densidad relativa.**

en la ecuación 2.36.

Donde:

$$b = 45.99 \text{ cm. Hg}$$

$$t = 12^{\circ}\text{C}$$

$$\delta = \frac{3.92 * 43.191}{273 + 12}$$

$$\delta = 0.633$$

➤ **Calculo de la tensión por sobretensión al impulso tipo rayo.**

En la ecuación 2.35.

Donde:

$$BIL = 170 \text{ kV}$$

$$N = 1.2$$

$$\sigma = 2\% \text{ (para rayos, IEC 60 - 1)}$$

$$V_i = \frac{170 \text{ kV}}{(1 - 1.2 * 0.02) * 0.633}$$

$$V_i = 275.17 \text{ kV}$$

4.1.2.4.3. Aislamiento necesario para sobretensión a frecuencia industrial

Esta sobretensión se calcula mediante la ecuación 2.38 que se describió en el capítulo 2 y se tiene:

$$V_{fi} = \frac{f_s * V_{max} * H}{\sqrt{3} * (1 - N * \sigma) * \delta^n * f_1} \quad (\text{Ec. 2.38})$$

➤ **Calculo de la presión barométrica.**

En la ecuación 2.37.

Donde:

$$msnm = 4000$$

$$\log b = \log 76 - \frac{4000}{18336}$$

$$b = 45.99 \text{ cm. Hg}$$

➤ **Calculo de la densidad relativa.**

En la ecuación 2.36.

Donde:

$$b = 45.99 \text{ cm. Hg}$$

$$t = 12^\circ\text{C}$$

$$\delta = \frac{3.92 * 43.191}{273 + 12}$$

$$\delta = 0.633$$

➤ **Calculo de la sobretensión a frecuencia industrial.**

En la ecuación 2.38.

Donde:

$$f_s = 1.5, \text{ factor de sobretension a frecuencia industrial}$$

$$U_{max} = 24\text{kV}, \text{ Tension maximo de servicio.}$$

$$H = 1, \text{ Factor de humedad.}$$

$$N = 1.2$$

$$\sigma = 2\% \text{ (para rayos, IEC 60 - 1)}$$

$$f_1 = 0.77$$

$$V_{fi} = \frac{1.5 * 24kV * 1}{\sqrt{3} * (1 - 1.2 * 0.02) * 0.633^1 * 0.77}$$

$$V_{fi} = 43.69 \text{ kV}$$

Tabla N° 4.15: Resumen de características de aisladores.

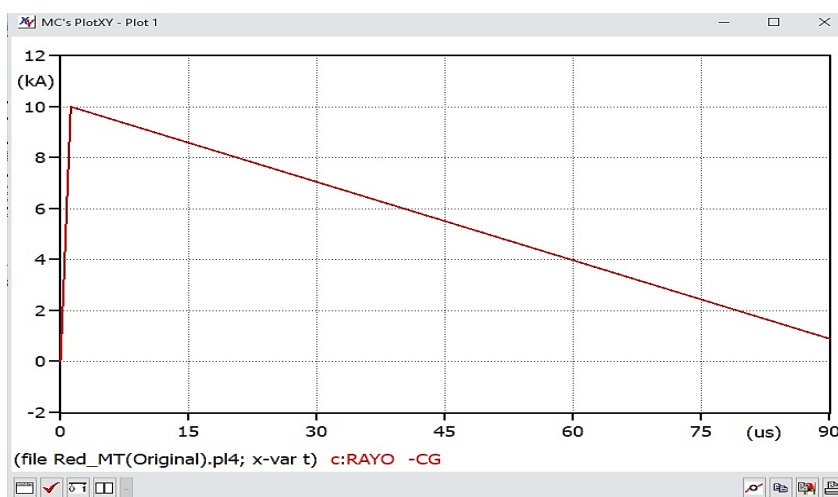
AISLADOR CLASE ANSI	LINEA DE FUGA [mm]	AISLAMIENTO NECESARIO POR SOBRETENSIONES AL IMPULSO ATMOSFERICO [kV]	AISLAMIENTO NECESARIO POR SOBRETENSIONES DE FRECUENCIA INDUSTRIAL [kV]
	530	275	44
56-2	432	225	70
56-3	533	265	80
56-4	685	310	95
52-3 /1U	292	130	50
52-3 /2U	584	255	90
52-3 /3U	876	355	130
RPP-25	650	265	95
DS-46	1091	290	165

Elaboración: propia.

4.1.3. CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN EN EL ATP

4.1.3.1. Modelo descarga atmosférica

El modelo de la descarga atmosférica se representa con una fuente de corriente disponible, que proporciona una forma de onda exponencial, similar a la corriente del rayo. La corriente que inyecta posee un frente de onda de 1.2 μs y un tiempo de cola de 50 μs.

Figura N° 4.24: Representación de la corriente del rayo en ATP.

Fuente: Simulación en el programa ATP.

4.1.3.2. Línea de distribución

La línea de distribución se representó en el ATP con la librería llamada "Line Constans" que permite calcular los parámetros de la línea de distribución. Las características eléctricas del conductor de la línea de distribución para su implementación en el programa son:

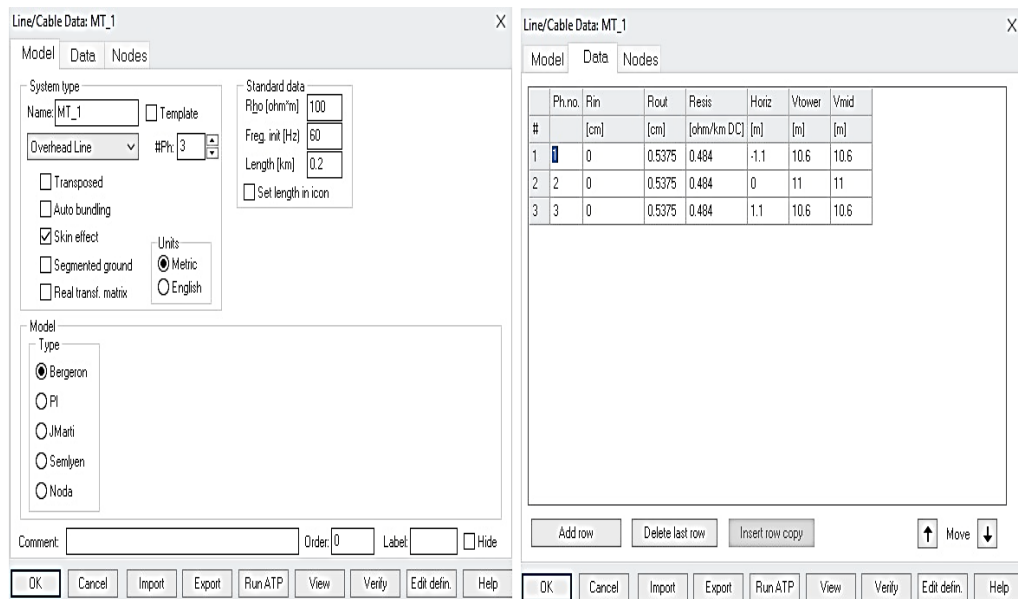
- Longitud : 172 km.
- Conductor : AAAC 70mm²
- Resistencia DC : 0.484 Ω/km
- Diámetro : 10.75 mm.

También se consideró las características eléctricas del conductor de guarda.

- Conductor : 25mm²
- Resistencia : 1.354 Ω/km
- Diámetro : 6.53 mm.

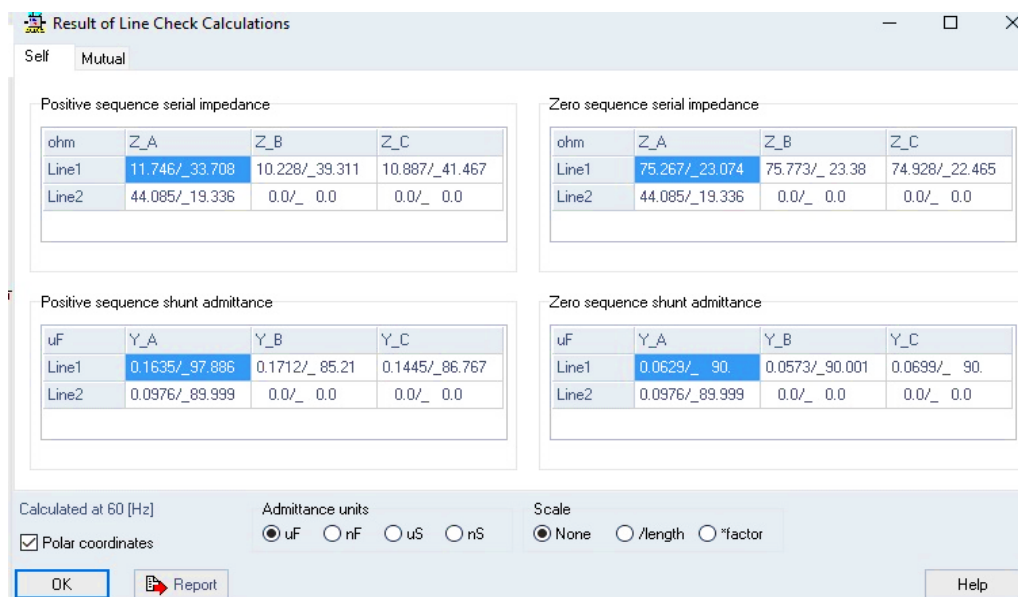
En la figura siguiente se muestra el modelo utilizado y los parámetros de la línea de distribución.

Figura N° 4.25: Representación de la línea de distribución.



Fuente: Simulación en el programa ATP.

Figura N° 4.26: Verificación de parámetros, línea de distribución.

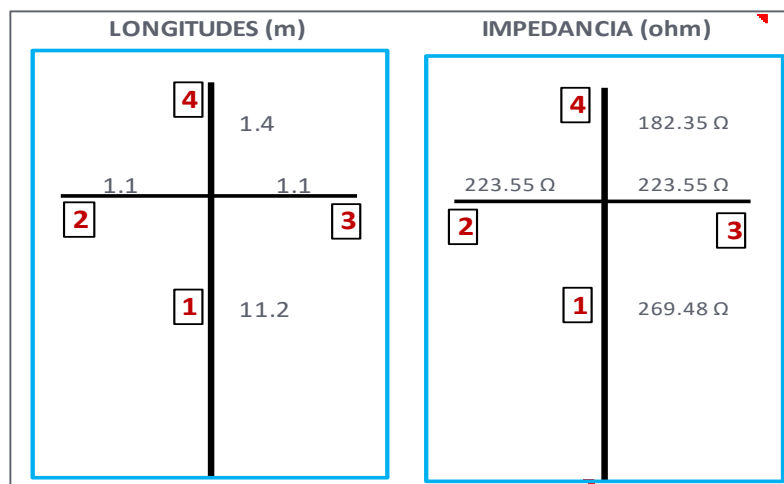


Fuente: Simulación en el programa ATP.

4.1.3.3. Estructuras

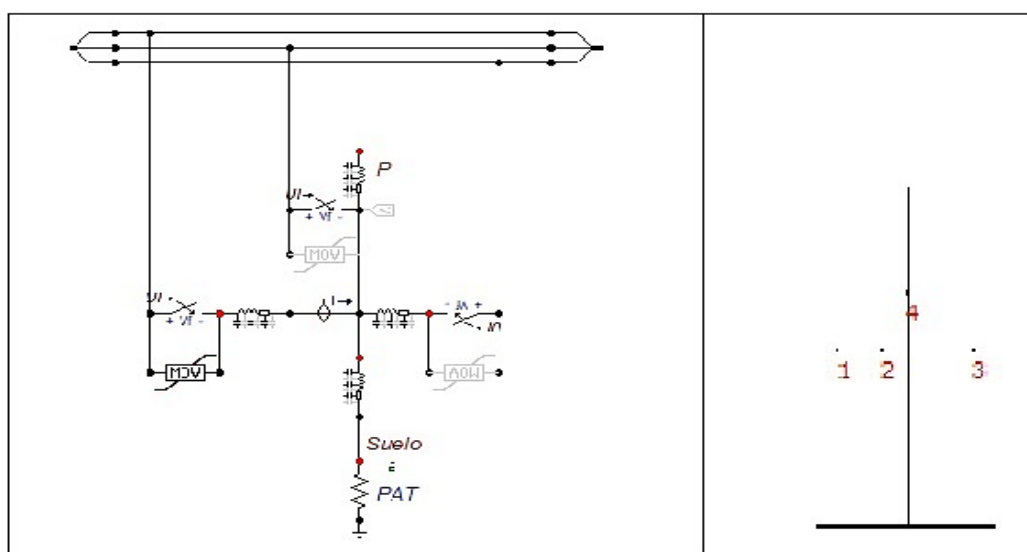
El modelo de la estructura se representa con una impedancia ideal sin pérdidas y está representada para el poste de concreto de 13 metros.

Figura N° 4.27: Geometría, longitudes e impedancia de la estructura para la línea de distribución.



Elaboración: propia.

Figura N° 4.28: Verificación de la geometría, línea de distribución.

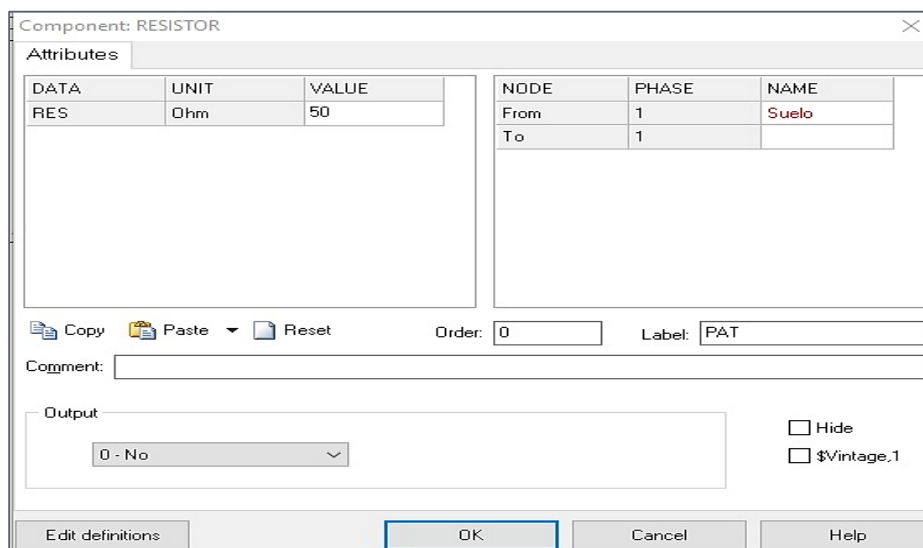


Elaboración: propia.

4.1.3.4. Resistencia de puesta a tierra

La implementación de la puesta a tierra, el ATP se tiene desarrollado un modelo para descargas, según mostrado en el capítulo II, a continuación, se muestra dicho modelo.

Figura N° 4.29: Representación de puesta a tierra, línea de distribución.

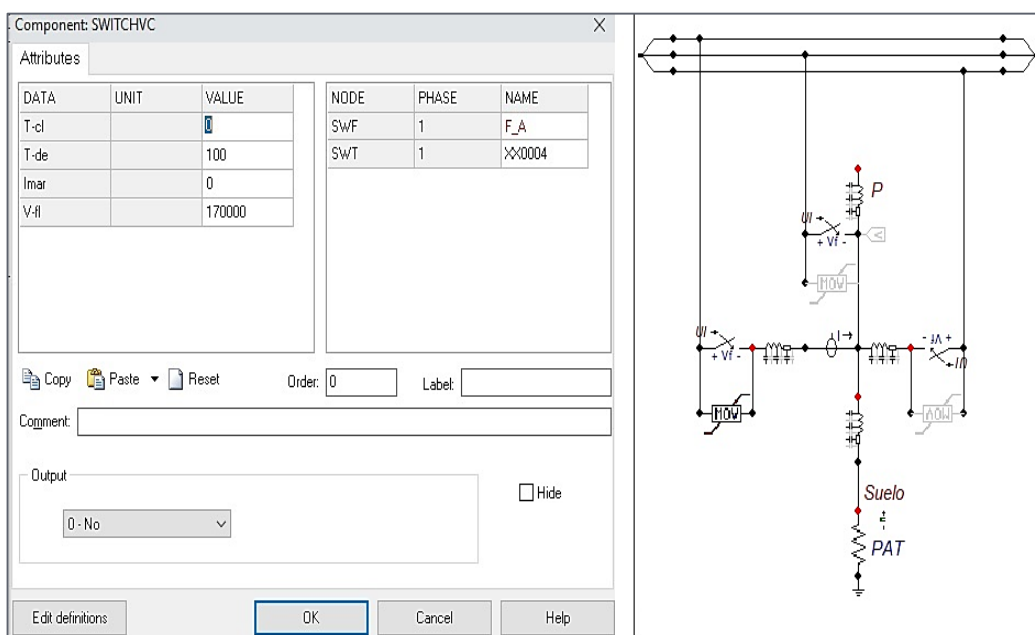


Fuente: programa ATP.

4.1.3.5. Aisladores

En el ATP el modelo de los aisladores se realiza de forma de interruptor controlado por tensión, y el parámetro requerido para el modelamiento el nivel de impulso tipo rayo del mismo.

Figura N° 4.30: Representación de aisladores en el ATP.

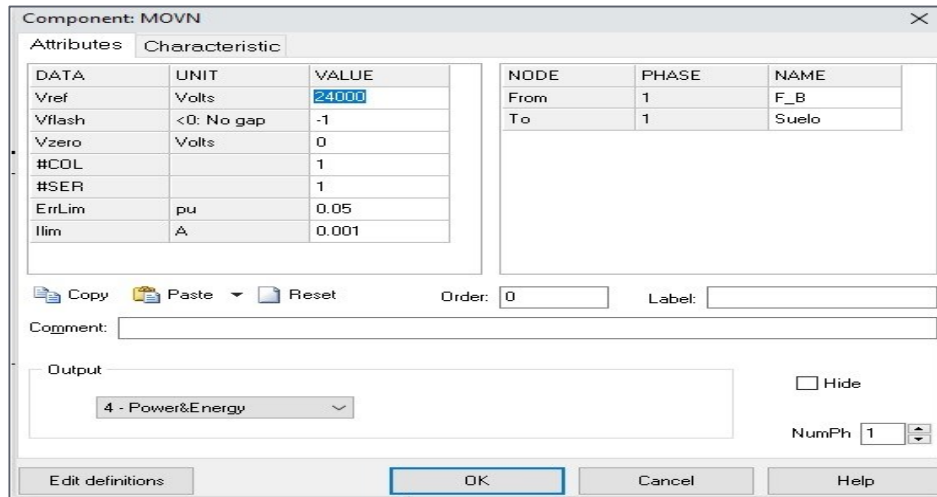


Elaboración: propia.

4.1.3.6. Pararrayos

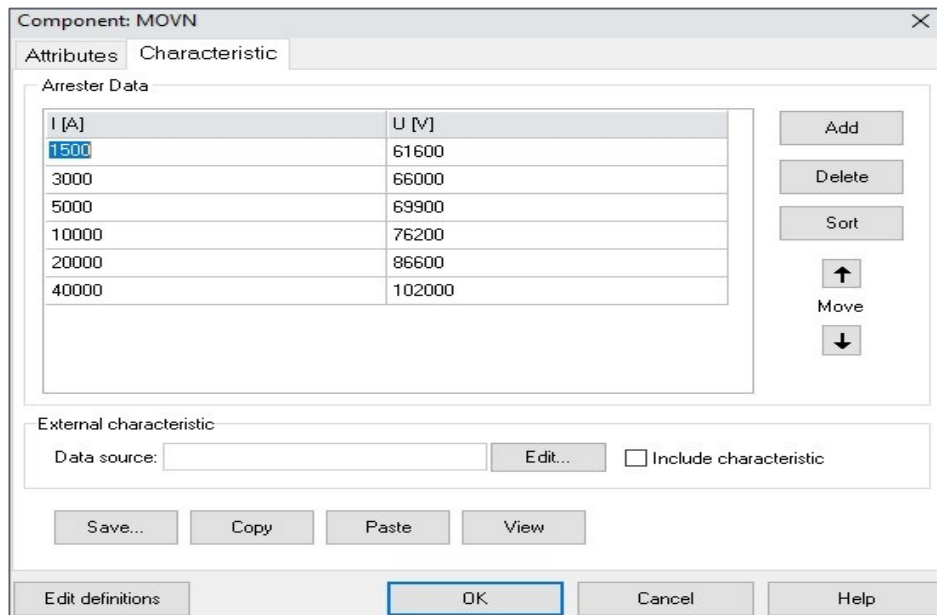
El modelo utilizado para representar el pararrayos es e MOV, tipo 92. La curva de la resistencia no lineal del pararrayo, se obtiene a través de los catálogos del fabricante (ZnO de 24 kV).

Figura N° 4.31: Representación de pararrayos en el ATP.



Fuente: programa ATP ingreso de datos.

Figura N° 4.32: Representación de las características del pararrayos.

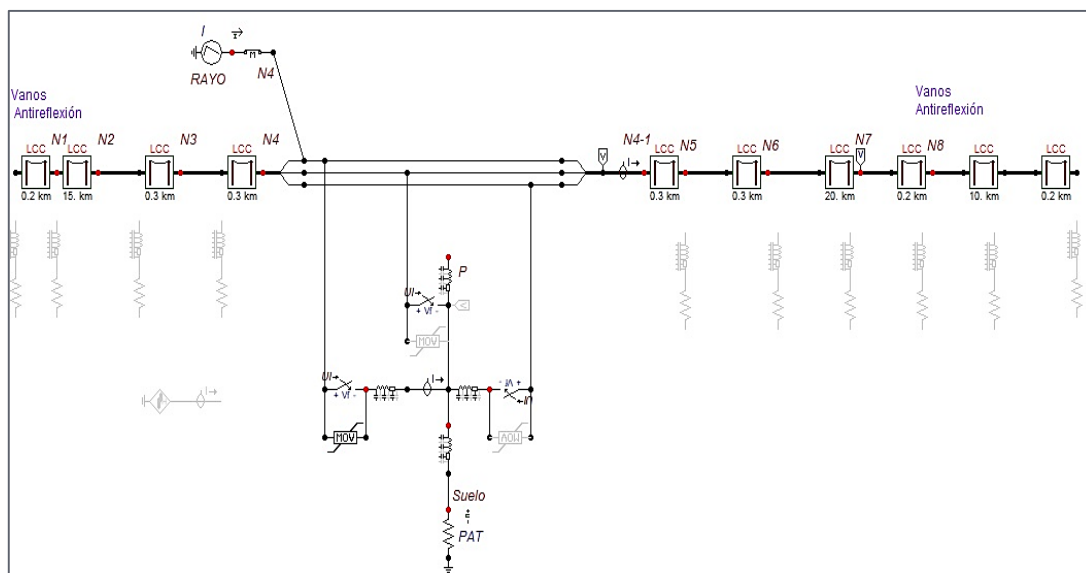


Fuente: programa ATP Ingreso de datos.

4.1.4. MODELO IMPLEMENTADO EN EL ATP/EMTP DE LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN

4.1.4.1. Modelo actual de la línea de distribución

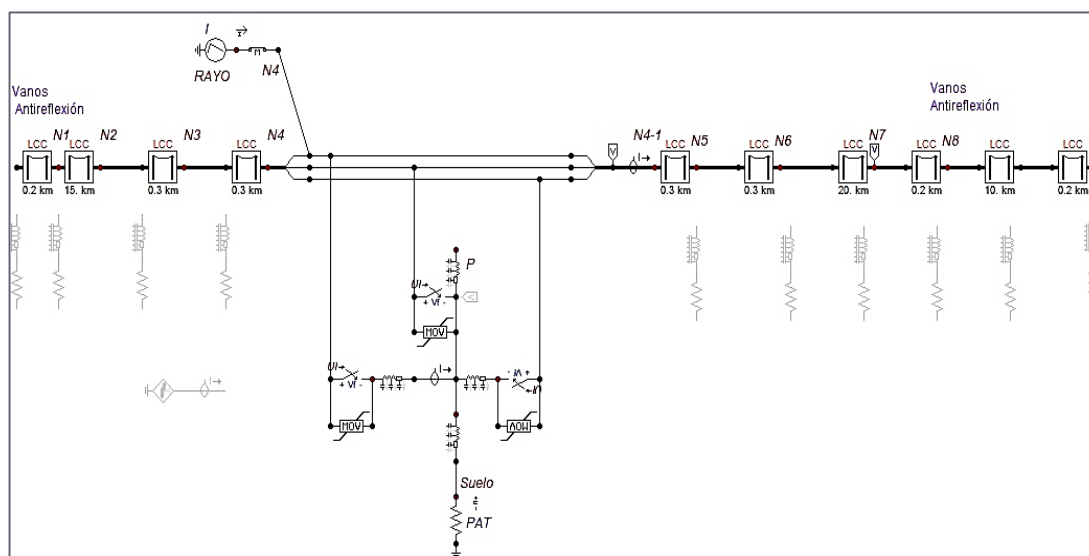
Figura N° 4.33: Representación actual de la línea de distribución.



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

4.1.4.2. Modelo de la línea implementado con pararrayos

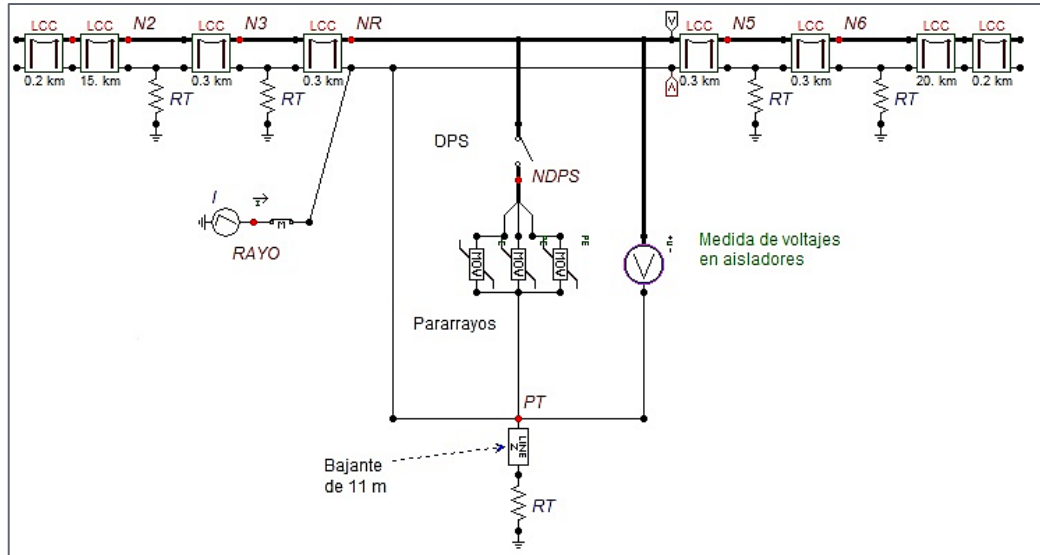
Figura N° 4.34: Representación de línea de distribución con pararrayos.



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

4.1.4.3. Modelo de la línea implementado con cable de guarda

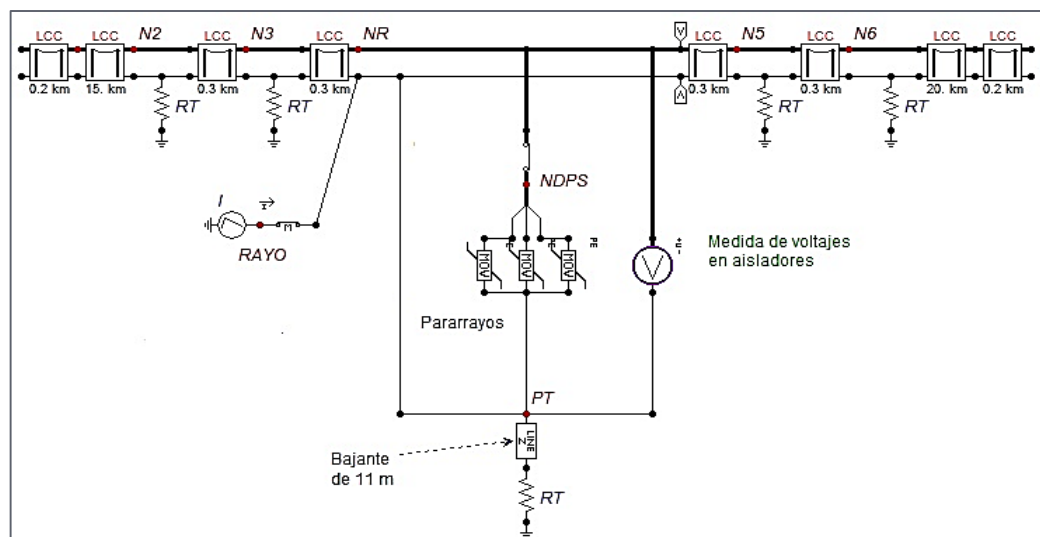
Figura N° 4.35: Representación línea de distribución con cable de guarda.



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

4.1.4.4. Modelo de la línea implementado con cable de guarda y pararrayos

Figura N° 4.36: Representación de línea de distribución con cable de guarda y pararrayos.



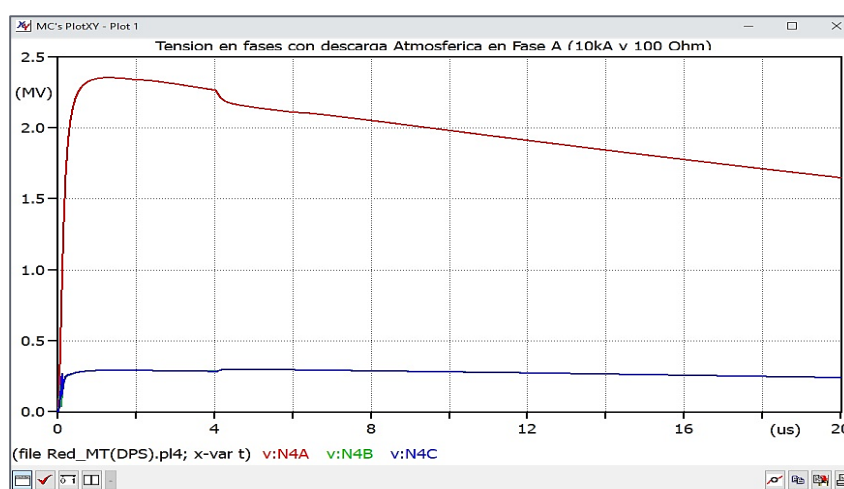
Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

4.1.5. SIMULACION DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL ATP/EMTP

4.1.5.1. Simulación descarga atmosférica en conductor de fase

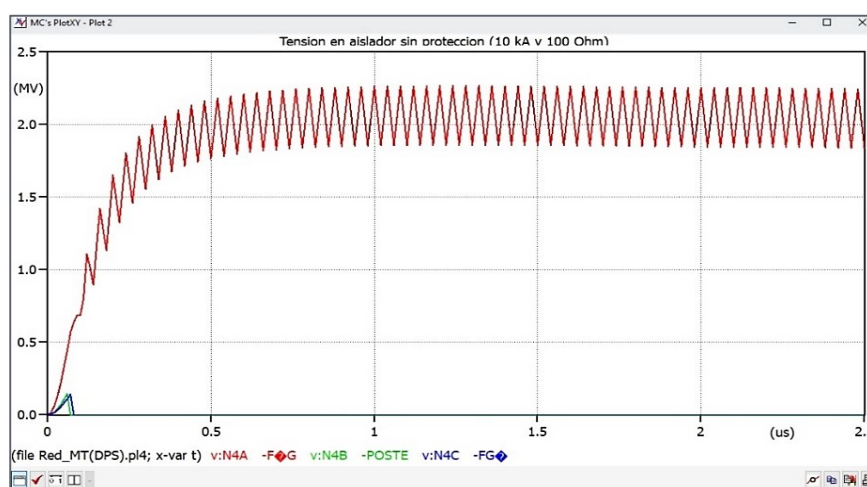
A continuación, se muestran gráficas de las formas de onda ante la descarga atmosférica en el conductor de fase A, para diferentes valores de corriente y resistencia de PAT.

Figura N° 4.37: Tensión en fases con descarga atmosférica de 10 kA y 100Ω de puesta a tierra.



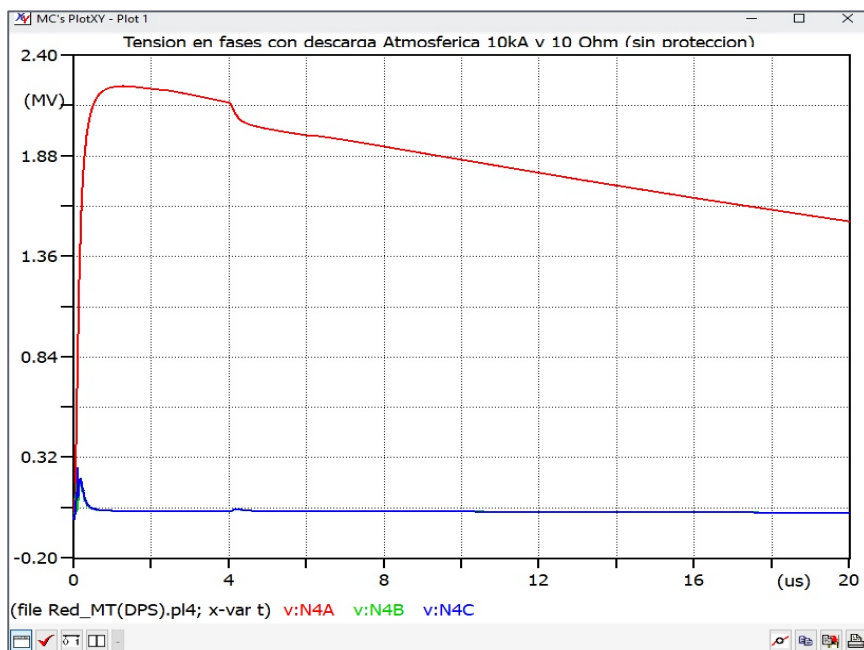
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.38: Tensión en Aisladores con descarga atmosférica de 10 kA y 100Ω de puesta a tierra.



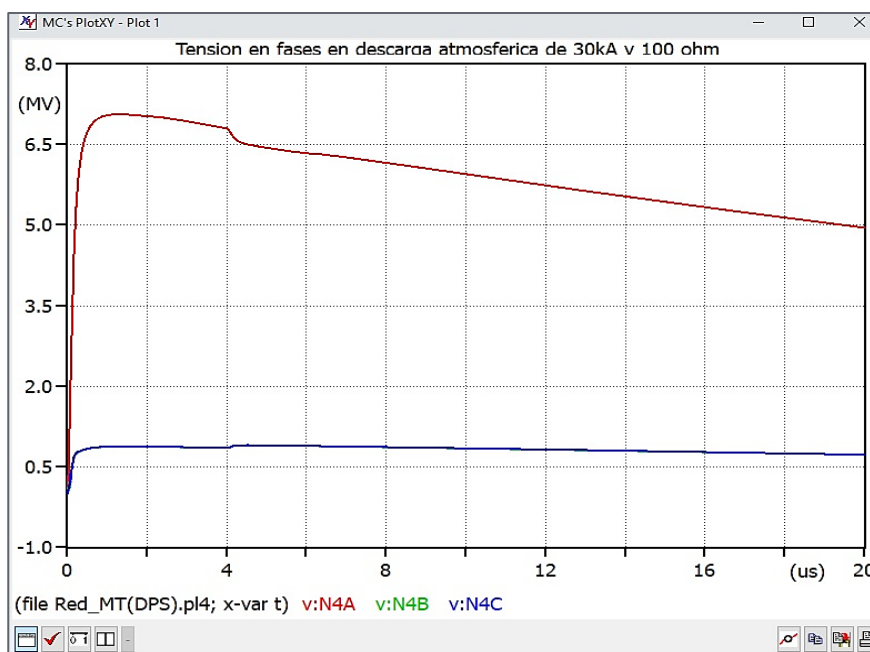
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.39: Tensión en fases con descarga atmosférica de 10 kA y 10Ω de puesta a tierra.



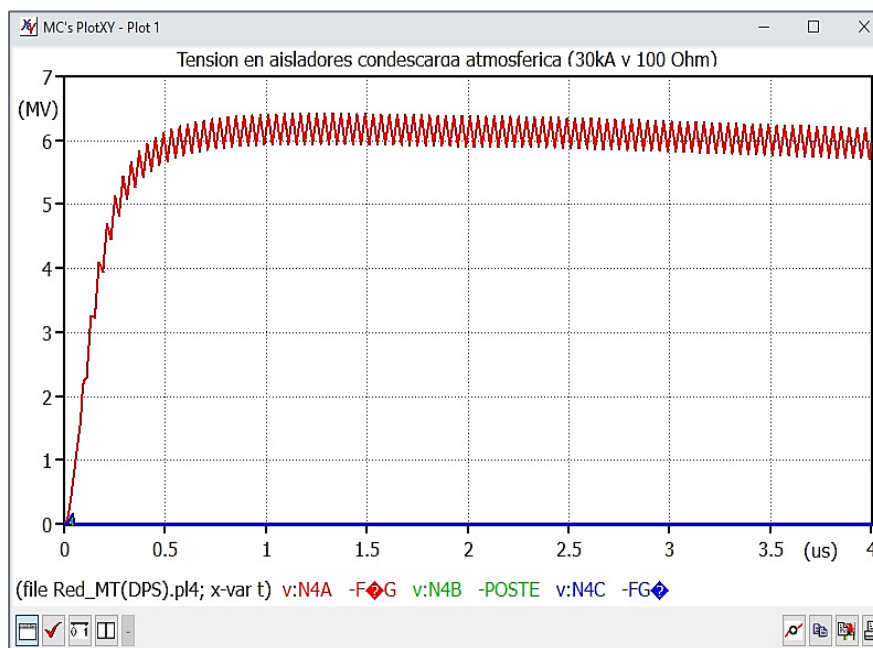
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.40: Tensión en fases con descarga atmosférica de 30 kA y 100Ω de puesta a tierra.



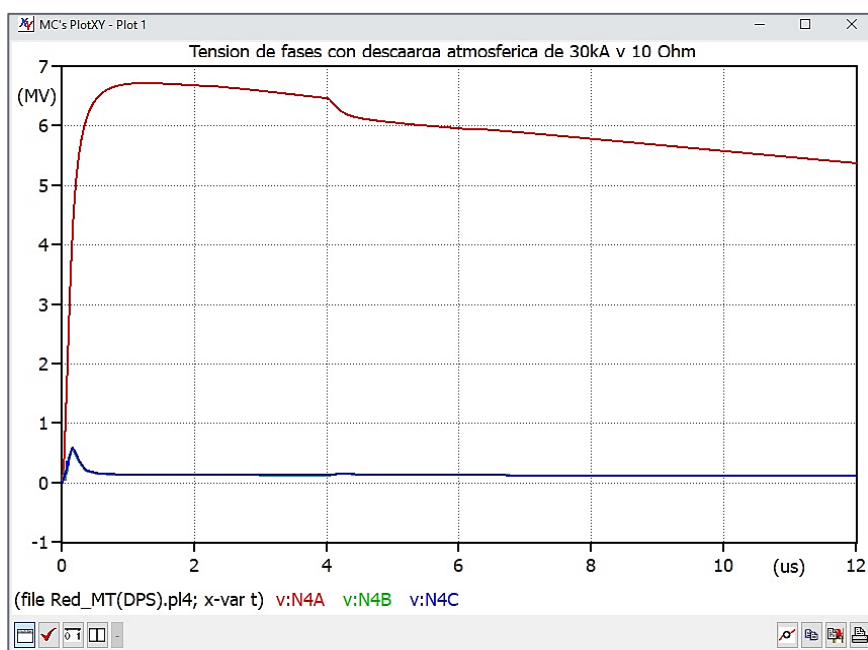
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.41: Tensión en aisladores con descarga atmosférica de 30 kA y 100Ω de puesta a tierra.



Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.42: Tensión en fases con descarga atmosférica de 30 kA y 10Ω de puesta a tierra.

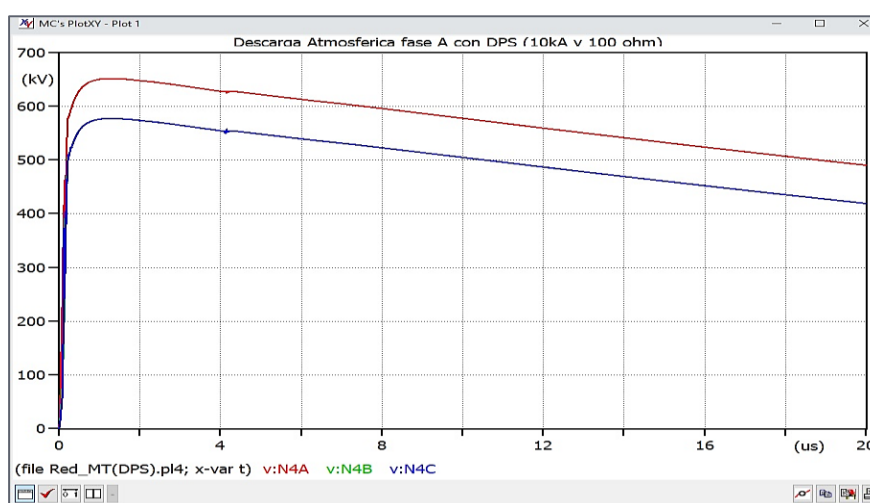


Elaboración: propia en el programa ATP.

4.1.5.2. Simulación descarga atmosférica en el conductor de fase con pararrayos

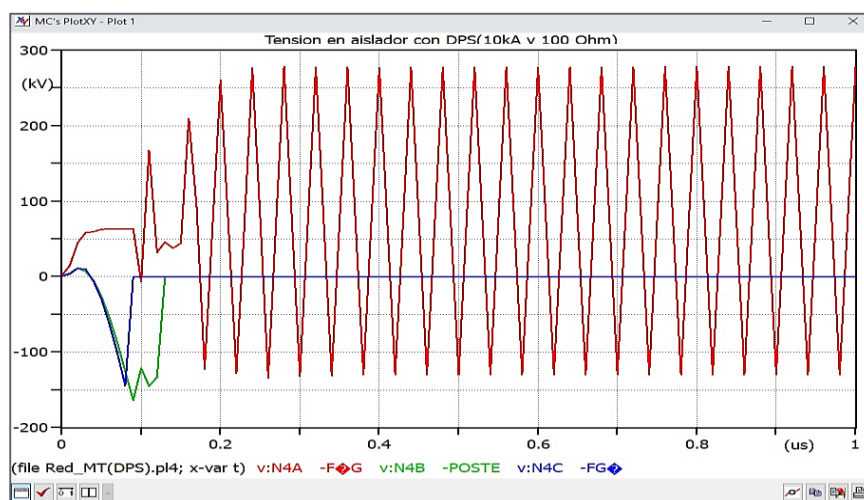
A continuación, se muestran en las siguientes figuras las formas de onda ante descarga atmosférica en la línea implementada con pararrayos, en el conductor de fase A. para diferentes valores de corriente y resistencia de puesta a tierra.

Figura N° 4.43: Tensión en fases con descarga atmosférica de 10 kA y 100Ω de puesta a tierra.



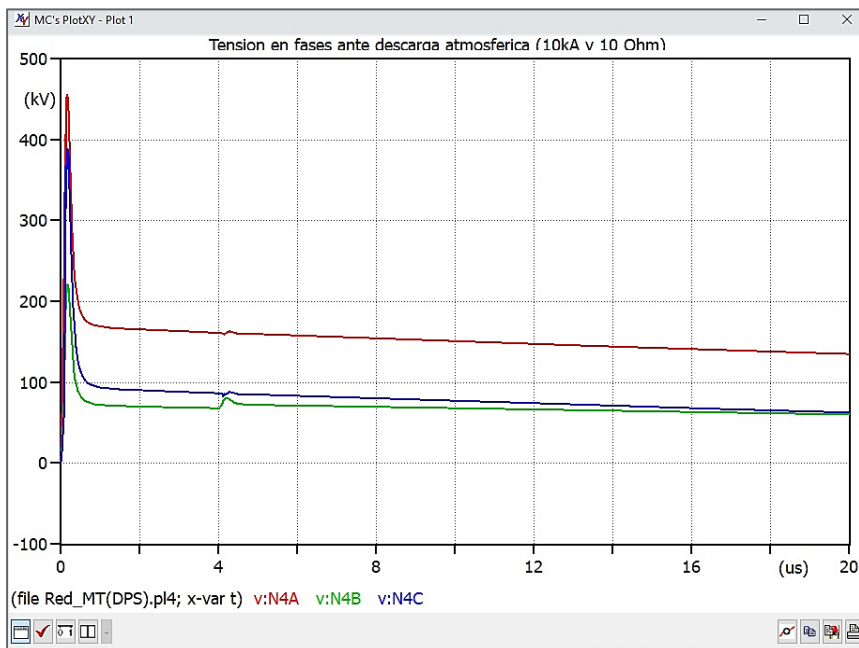
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.44: Tensión en aislador con descarga atmosférica de 10 kA y 100Ω de puesta a tierra.



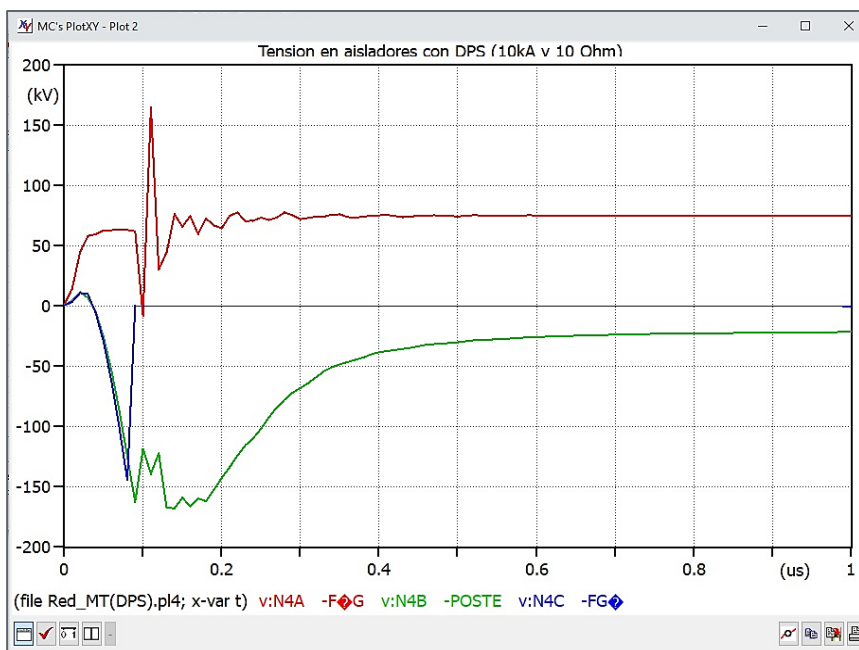
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.45: Tensión en fases con descarga atmosférica de 10 kA y 10Ω de puesta a tierra.



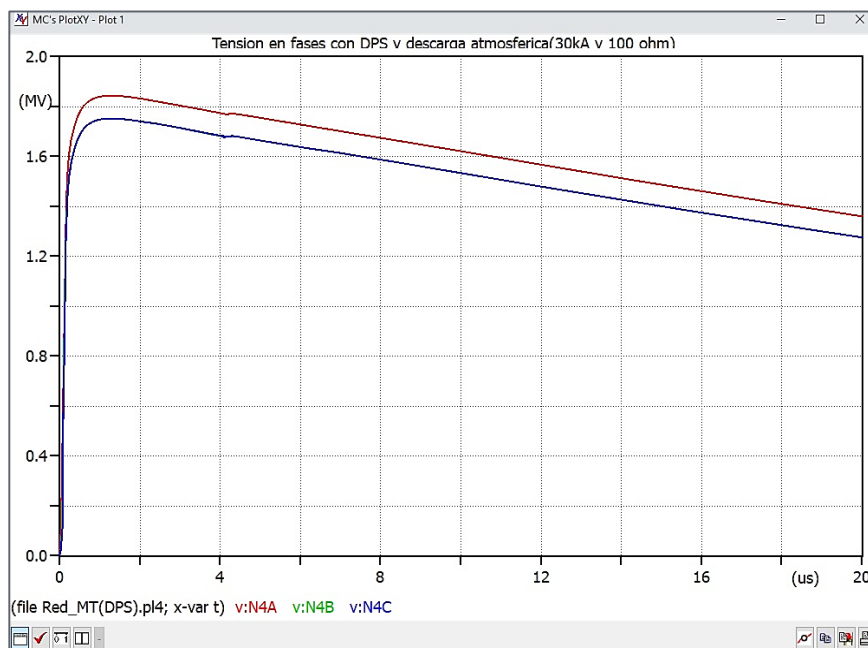
Elaboración propia en el programa ATP.

Figura N° 4.46: Tensión en aislador con descarga atmosférica de 10 kA y 10Ω de puesta a tierra.



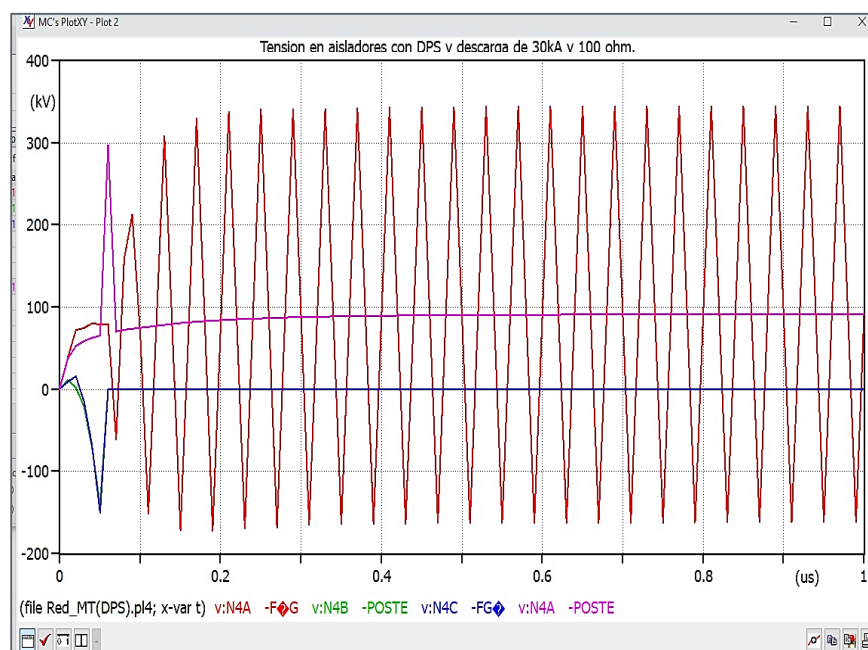
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.47: Tensión en fases con descarga atmosférica de 30 kA y 100Ω de puesta a tierra.



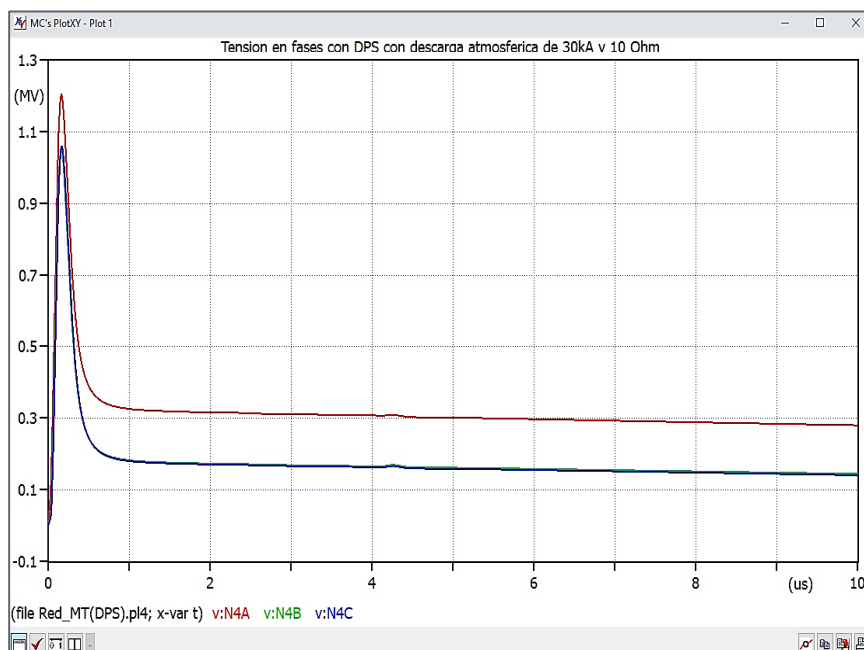
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.48: Tensión en aislador con descarga atmosférica de 30 kA y 100Ω de puesta a tierra.



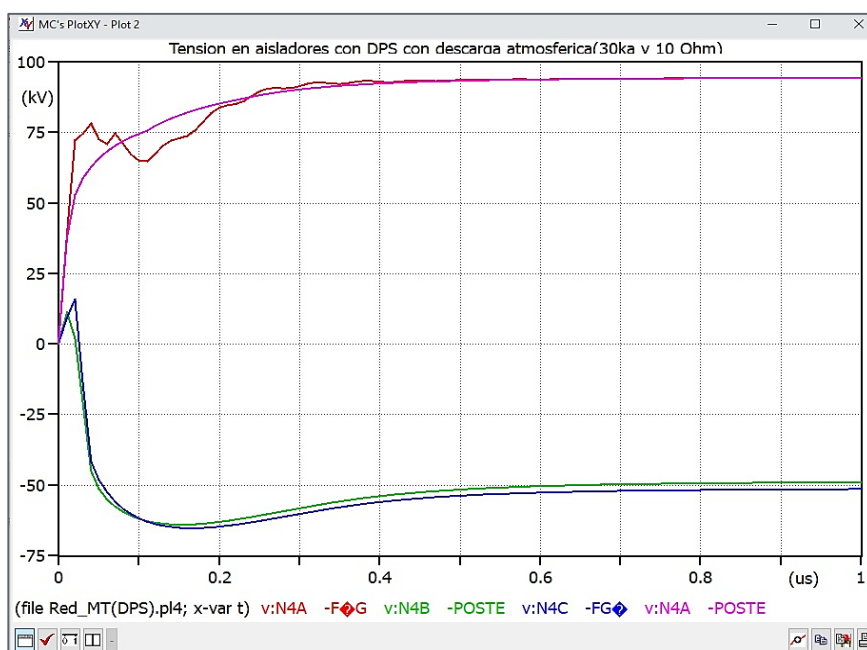
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.49: Tensión en fases con descarga atmosférica de 30 kA y 10Ω de puesta a tierra.



Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.50: Tensión en aislador con descarga atmosférica de 30 kA y 10Ω de puesta a tierra.

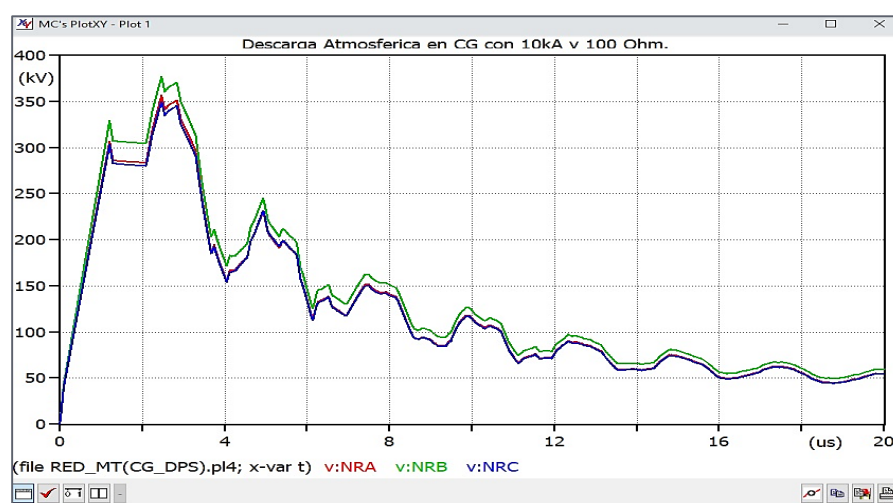


Elaboración: propia en el programa ATP.

4.1.5.3. Simulación descarga atmosférica en el sistema implementado con cable de guarda

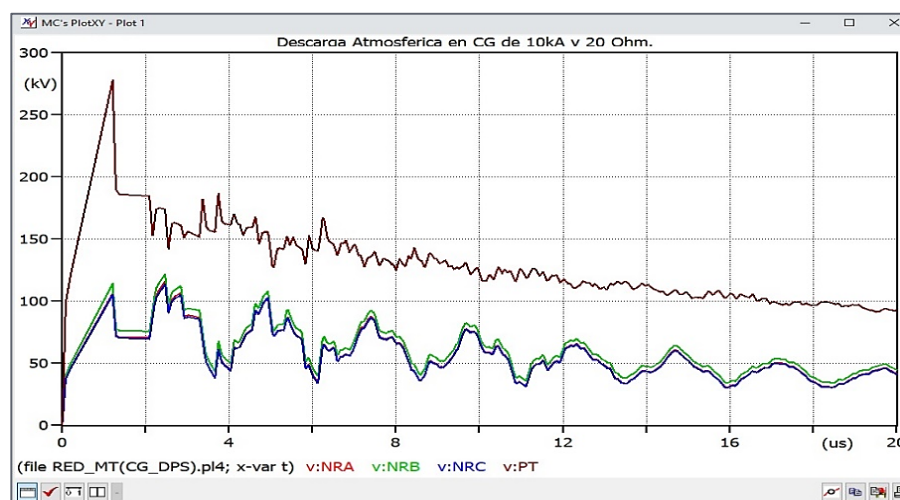
A continuación, se muestran en las figuras las formas de onda ante la descarga atmosférica en la línea implementada con cable de guarda. para diferentes valores de corriente y resistencia de puesta a tierra.

Figura N° 4.51: Tensión de fases con descarga atmosférica, de 10 kA y 100Ω de puesta a tierra.



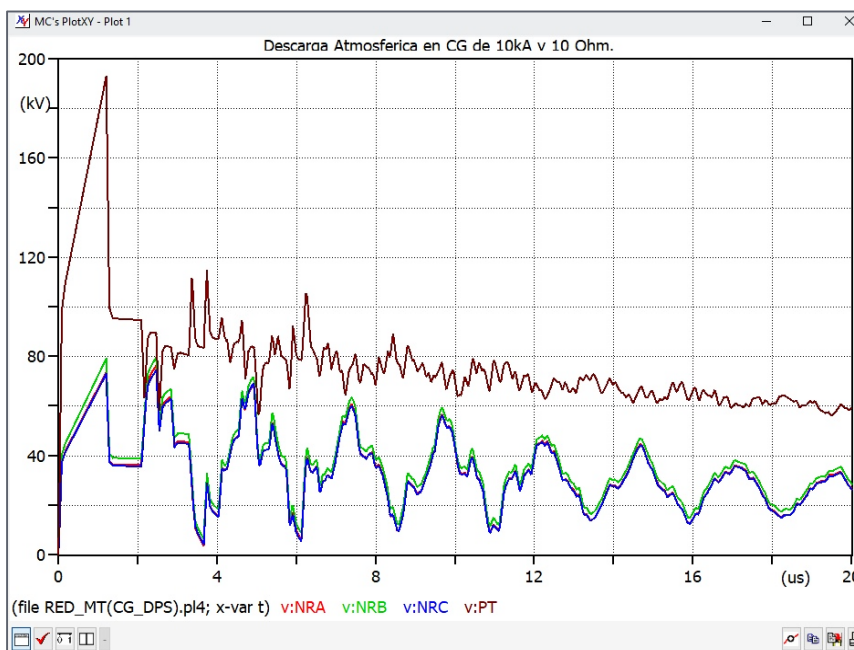
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.52: Tensión de fases con descarga atmosférica de 10 kA y 20Ω de puesta a tierra.



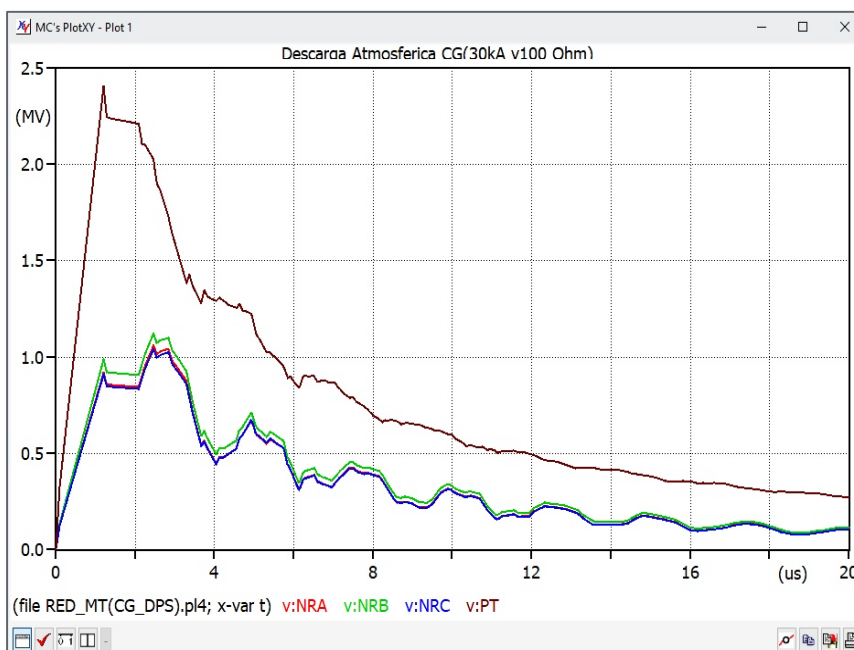
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.53: Tensión de fases con descarga atmosférica de 10 kA y 10Ω de puesta a tierra.



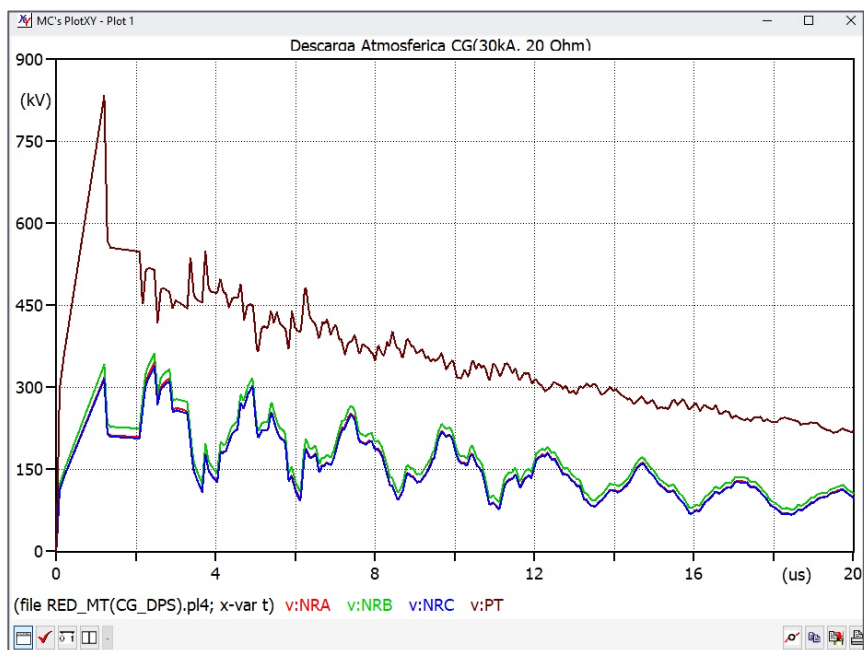
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.54: Tensión de fase con Descarga atmosférica, de 30 kA y 100Ω de puesta a tierra.



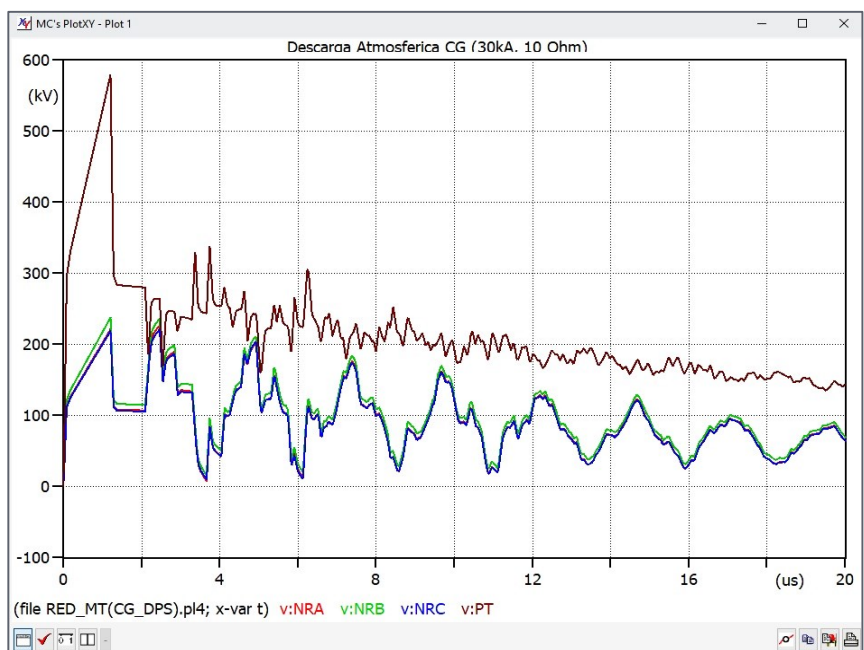
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.55: Tensión de fases con Descarga atmosférica de 30 kA y 20Ω de puesta a tierra.



Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.56: Tensión de fases con descarga atmosférica de 30 kA y 10Ω de puesta a tierra.

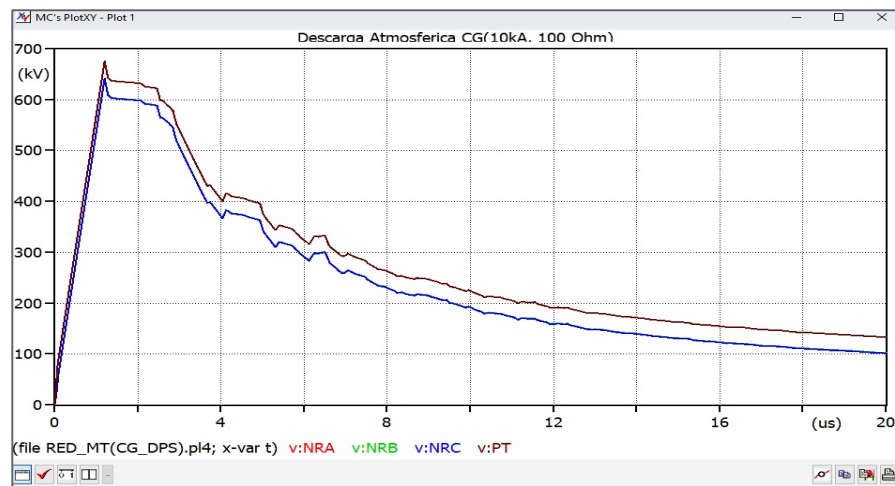


Elaboración: propia en el programa ATP.

4.1.5.4. Simulación descarga atmosférica en el sistema implementado con cable de guarda y pararrayos

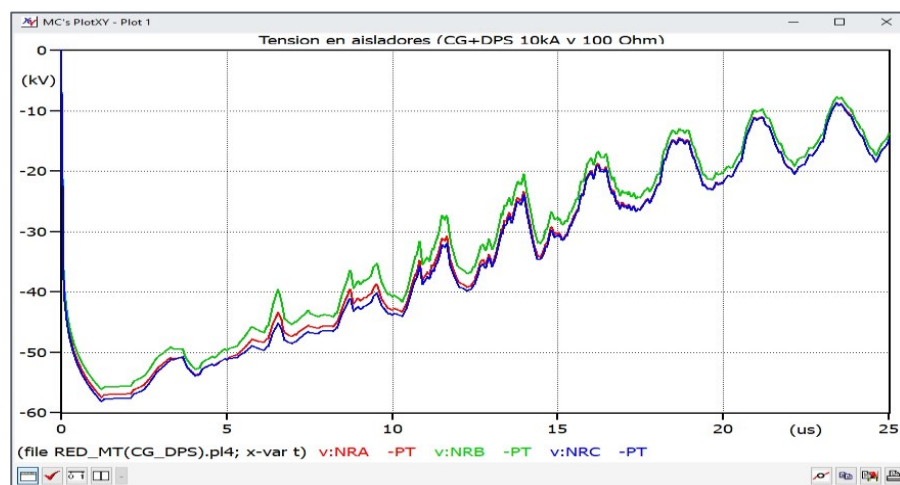
A continuación, en las siguientes figuras se muestra las formas de onda ante la descarga atmosférica en la línea implementada con cable de guarda y pararrayos, para diferentes valores de corriente y resistencia de puesta a tierra.

Figura N° 4.57: Tensión en fases con descarga atmosférica, de 10 kA y 100Ω de puesta a tierra.



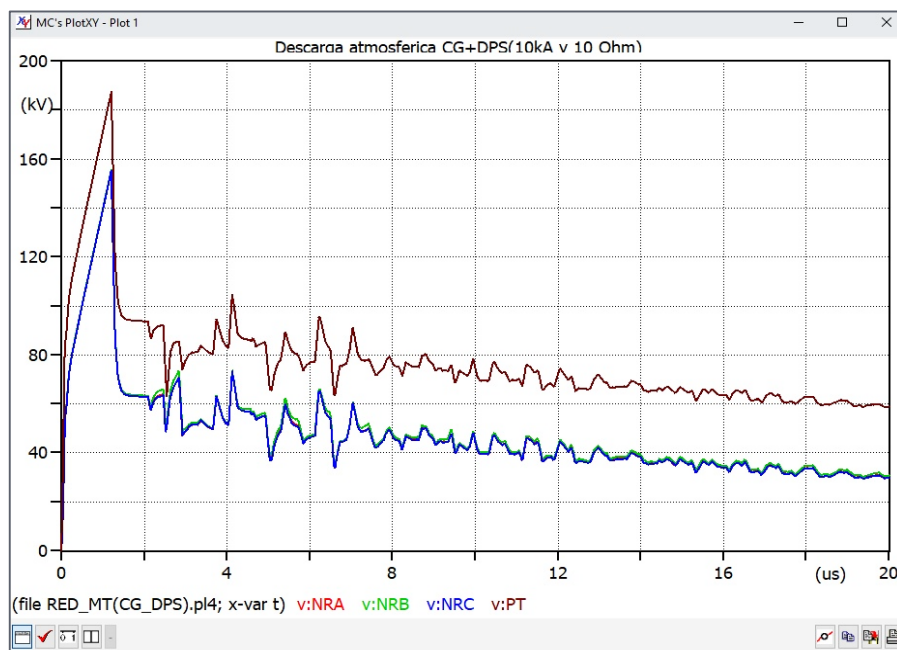
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.58: Tensión en aisladores con descarga atmosférica de 10 kA y 100Ω de puesta a tierra.



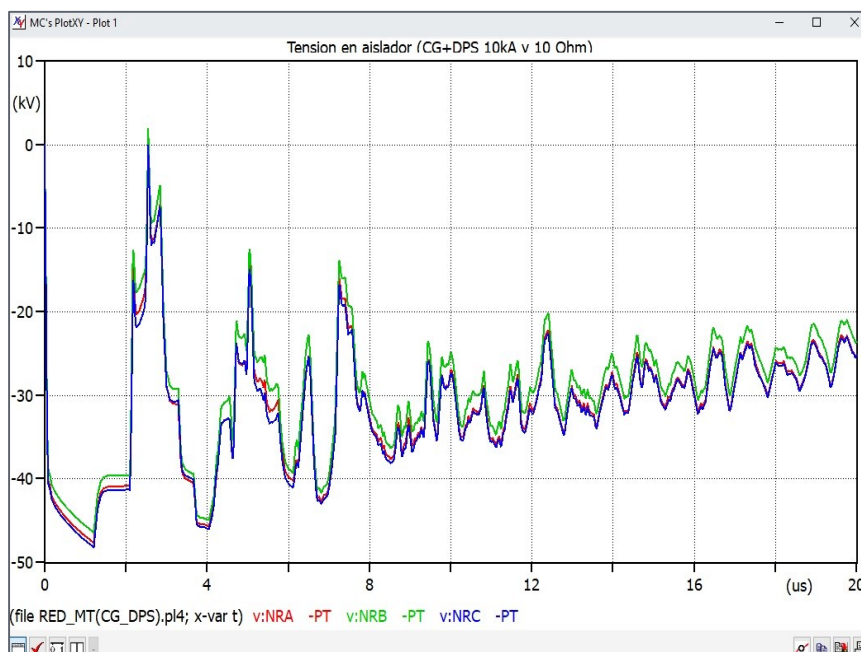
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.59: Tensión de fases con descarga atmosférica de 10 kA y 10Ω de puesta a tierra.



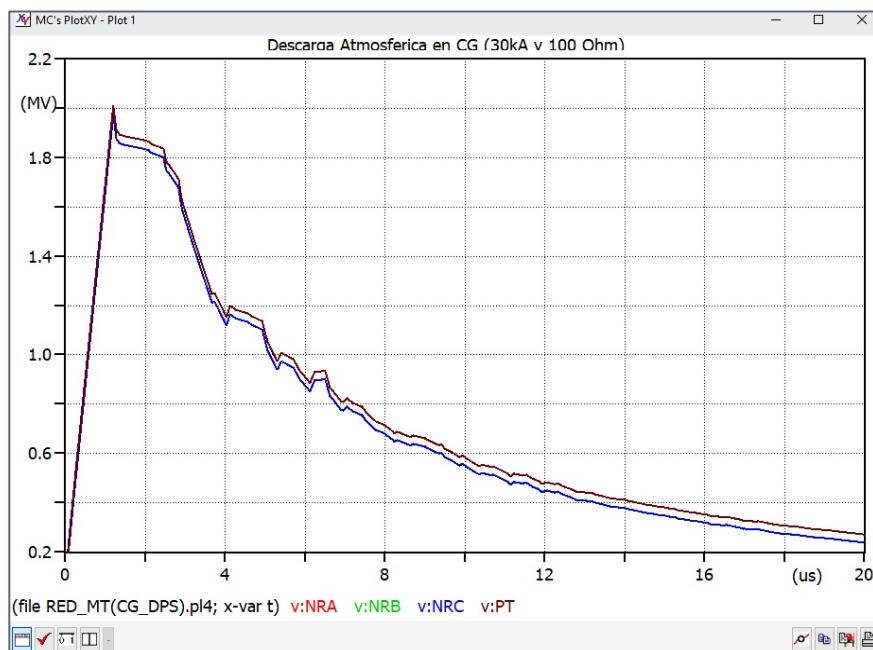
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.60: Tensión en aisladores con descarga atmosférica de 10 kA y 10Ω de puesta a tierra.



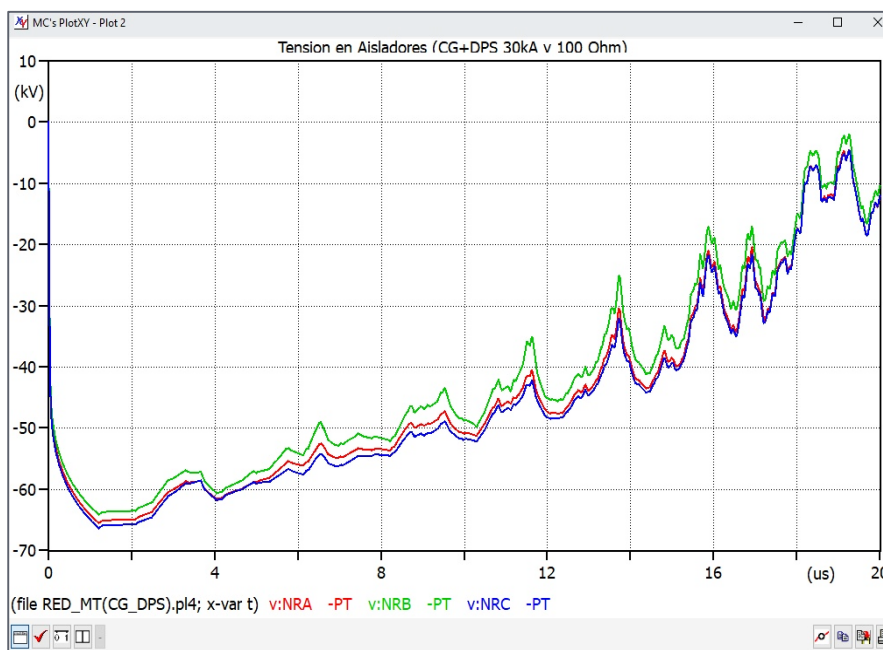
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.61: Tensión en fases con descarga atmosférica de 30 kA y 100Ω de puesta a tierra.



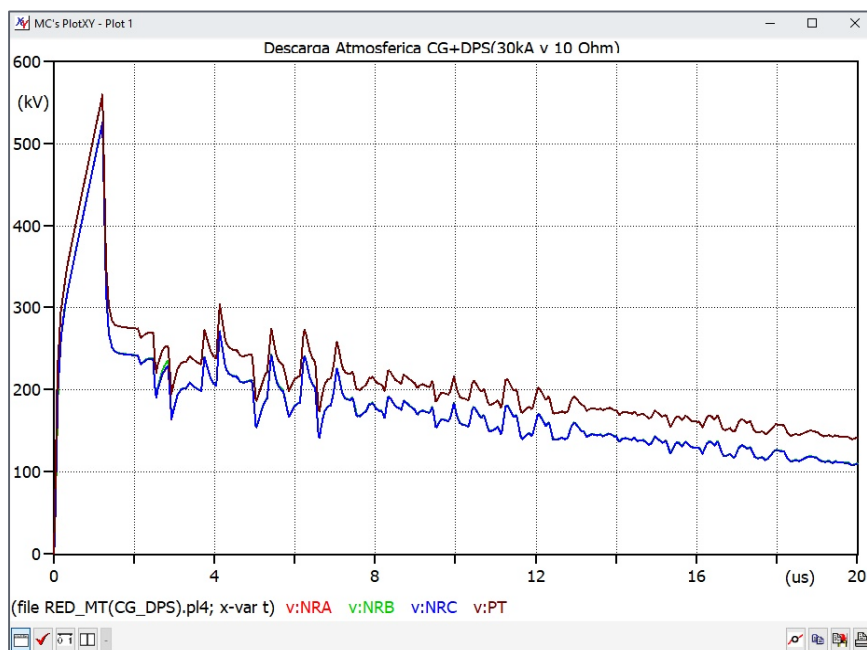
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.62: Tensión en aisladores con descarga atmosférica de 30 kA y 100Ω de puesta a tierra.



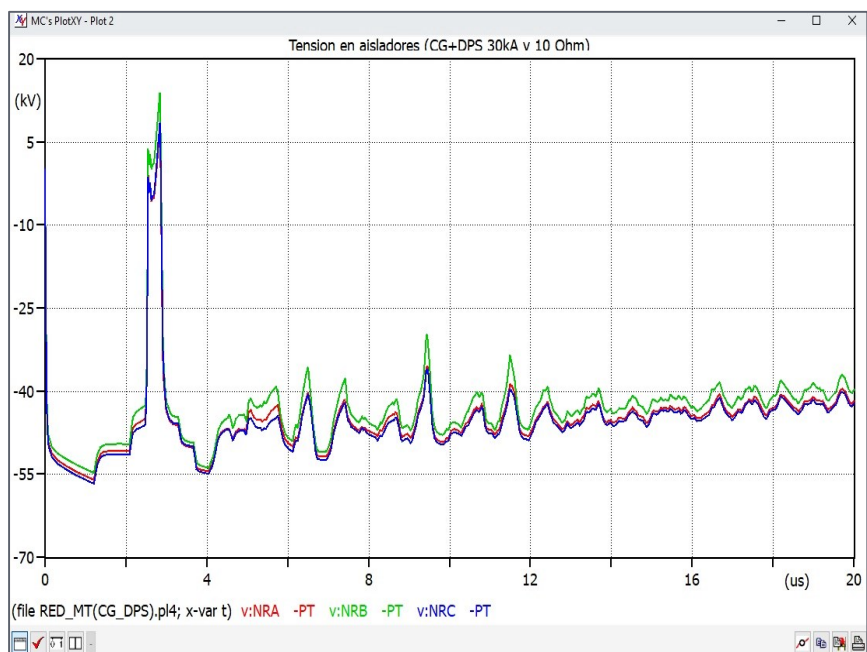
Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.63: Tensión en fases con descarga atmosférica de 30 kA y 10Ω de puesta a tierra.



Elaboración: propia en el programa ATP.

Figura N° 4.64: Tensión en aisladores con descarga atmosférica de 30 kA y 10Ω de puesta a tierra.



Elaboración: propia en el programa ATP.

Tabla N° 4.16: Resumen de valores de sobretensiones por descargas atmosféricas.

CORRIENTE DE DESCARGA ATMOSFERICA (kA)	SOBRETENSION POR DESCARGA DIRECTA EN CONDUCTOR DE FASE A				SOBRETENSION POR DESCARGA DIRECTA EN CONDUCTOR DE GUARDA			
	LINEA DE MEDIA TENSION SIN PROTECCION		LINEA IMPLEMENTADA CON PARARRAYOS		LINEA IMPLEMENTADA CON CABLE DE GUARDA		LINEA IMPLEMENTADA CON C.G. Y DPS	
	100 Ω	10 Ω	100 Ω	10 Ω	100 Ω	10 Ω	100 Ω	10 Ω
10	2.3 MV	2.1 MV	650 KV	450 KV	390 KV	90 KV	620 KV	140 KV
30	7.0 MV	6.5 MV	1.8 MV	1.2 MV	1.2 MV	250 KV	1.9 KV	500 KV

Elaboración: propia.

Tabla N° 4.17: Resumen de valores de sobretensiones por descargas atmosféricas en los aisladores.

CORRIENTE DE DESCARGA ATMOSFERICA (kA)	TENSION EN LOS AISLADORES							
	LINEA DE MEDIA TENSION SIN PROTECCION		LINEA IMPLEMENTADA CON PARARRAYOS		LINEA IMPLEMENTADA CON CABLE DE GUARDA		LINEA IMPLEMENTADA CON C.G. Y DPS	
	100 Ω	10 Ω	100 Ω	10 Ω	100 Ω	10 Ω	100 Ω	10 Ω
10	2.2 MV	2.1 MV	270 KV	170 KV	-450 KV	-120 KV	-57 KV	-47 KV
30	6.2 MV	6.5 MV	340 KV	95 KV	-1.4 MV	-350 KV	-66 KV	-56 KV

Elaboración: propia.

4.2. DISCUSIÓN

Actualmente la línea de distribución existe aisladores tipo PIN clase ANSI 56-2 y 56-3 con tensión crítica al impulso de 225 kV y 265 kV, no son los adecuados para dicha zona, ante un evento de descarga atmosférica esto produce una sobretensión de valores muy elevados que están en la escala de 1 a 3 MV, por consiguiente, esto provoca la salida forzada de la línea. Y el aislador más adecuado sería clase ANSI 56-4 que posee una tensión de crítica al impulso de 310 kV y línea de fuga de 685 mm. Según el cálculo realizado el nivel de aislamiento necesario por sobretensiones al impulso atmosférico es de 275 kV y línea de fuga es de 530 mm para 4000 m.s.n.m.

El reemplazo de los aisladores no indica que son una solución frente a eventos de descargas atmosféricas, pero si ayuda a atenuar de mejor manera las sobretensiones, también la implementación de pararrayos de línea (descargadores de sobretensión) realizando la correcta selección tomando en cuenta la zona con más incidencia de descargas atmosféricas (nivel isoceraunico), altura de operación y la contaminación ambiental existente de la zona, para ser instalados en diferentes tramos de la línea.

Los pararrayos se instalarán tomando el criterio de las zonas con más eventos de descargas atmosféricas en tramos de la línea y estarán espaciados a 1000 m, y en tramos de la línea con mayor incidencia se acortará la distancia entre pararrayos, con fines de atenuar las sobretensiones producidas por dichos eventos.

Otro punto importante para la correcta operación de los descargadores de sobretensión es las puestas a tierra que actualmente se encuentran en mal estado, al realizar las mediciones se encontró valores que no son aceptables según lo establecido por el código nacional de electricidad. Y es preciso realizar el mantenimiento correctivo de puestas a tierra a valores de 10Ω , que son los más adecuados para mejorar la coordinación de aislamiento en la zona.

Los resultados obtenidos en la simulación de la línea se observan que ante la descarga atmosférica directa en una de las fases provoca sobretensiones de valores de 2.5 MV, para valores de puesta a tierra de 100Ω , para el mismo evento y reduciendo la resistencia de puesta a tierra a 10Ω las sobretensiones que provocan en las fases son de 200 kV.

Para la simulación de la línea implementada con pararrayos se observa que para un evento de descargas atmosférica de 10 kA y una resistencia de puesta a tierra de 100 Ω , provocan sobretensiones en las fases de 650 kV y la tensión en los aisladores de 270 kV, para el mismo evento, pero con resistencia de PAT de 10 Ω , aparecen sobretensiones en las fases de 450 kV y en los aisladores son de 160 kV, con estos resultados se concluye que la resistencia de puesta a tierra es muy importante para la correcta operación de los pararrayos cuando mayor es la resistencia de PAT las sobretensiones son mayores en los aisladores lo que provocaría el contorneo y finalmente en la salida forzada de la línea. Sin embargo, si la puesta a tierra es relativamente menor (10 Ω) las tensiones que aparecen en los aisladores son menores y no dañan el aislamiento (dieléctrico) de los aisladores.

CONCLUSIONES

En este trabajo se propone una metodología para analizar y mitigar los transitorios electromagnéticos debido a descargas atmosféricas en líneas de distribución. Se utiliza como base criterios de simulación de diversos componentes del sistema eléctrico en los estudios de sobretensiones debido a descargas atmosféricas, y obtener valores aproximado mediante un adecuado modelado y simulación del sistema eléctrico en estudio.

Las conclusiones principales del presente trabajo son las siguientes:

PRIMERO: El método de instalar pararrayos de línea y la correcta selección del mismo ya que para la zona en estudio se requiere que cumplan con la máxima tensión de descarga normalizada según la norma IEC 60071-1, para el correcto funcionamiento del mismo y ayudar a reducir los daños causados por las descargas atmosféricas, resultando como protección para la línea y para los transformadores de distribución.

SEGUNDO: De las simulaciones realizadas al aplicar la metodología de instalación de pararrayos de línea, se concluye que el valor de resistencia de puesta a tierra en las estructuras a instalar resulta determinante para minimizar las corrientes de las descargas atmosféricas, cuando ocurre una descarga atmosférica directa en el conductor de fase y la resistencia de puesta a tierra es alta la corriente crítica de cebado del aislador también es mayor, los valores de resistencia de los pozos a tierra en las estructuras que están sometidas a estos eventos transitorios, vienen asociada a la necesidad de mantener niveles bajos a 10Ω . Para un eficiente funcionamiento y evitar

el contorneo de los aisladores (Backflashover) que ocasionan fallas permanentes con salidas de servicio.

TERCERO: Los datos obtenidos en campo nos dan un claro ejemplo que no existía una correcta coordinación de aislamiento ya que los materiales instalados no eran los requeridos para la zona, en el caso de los aisladores tipo PIN existentes se encontraron instalado aislador PIN clase ANSI 56-2, no cumplen con las características necesarias para tener una adecuada protección en caso de tormenta o lluvia, ya que solo tienen una línea de fuga de 432 mm. Y para la zona en estudio se requiere aisladores con una línea mínima de fuga de 530 mm. En cambio, los aisladores de clase ANSI 56-4 cumplen con la línea de fuga mínima que es de 685 mm. para la zona en estudio y se requieren cambiar por este tipo de aisladores para la adecuada coordinación de aislamiento.

CUARTO: El modelado de la línea en el programa ATPDraw presenta ventajas ya que se presentan de manera precisa las diferentes configuraciones que se pueden dar en las líneas de distribución, y simular eventos transitorios para diferentes valores de corriente de la descarga atmosférica y resistencia de puesta a tierra.

RECOMENDACIONES

Este trabajo puede ser utilizado como experiencia y mejorar algunos temas que se han avizorado, los cuales ameritan estudios adicionales para trabajos futuros. Las recomendaciones del presente trabajo son las siguientes:

PRIMERO: Se recomienda instalar pararrayos poliméricos en la línea y de igual manera en la subestación de distribución, colocar el pararrayo junto al transformador, con esto se cumple la protección del equipo y también mejorando la coordinación de aislamiento, evitando el efecto de lazos inductivos entre la estructura y el transformador, lo que permitirá independizar el seccionador del pararrayos, esto permitirá realizar el mantenimiento preventivo y correctivo al conjunto pararrayo – transformador sin tener que desenergizar el circuito.

SEGUNDO: Realizar el mantenimiento de mejoramiento de las puestas a tierra de acuerdo a la tabla 26, 27 y 28, para que el pararrayo realice una protección óptima, la resistencia de puesta a tierra debe ser $\leq 10 \Omega$, de no cumplir con ese valor es necesario subir el nivel básico de aislamiento (BIL) del equipo instalado; Determinar los límites físicos de aplicación para la disminución de la resistencia de la puesta a tierra, como técnica para mejorar el desempeño de las líneas eléctricas sometidos a eventos de descargas atmosféricas.

TERCERO: A partir del estudio es recomendable ampliar las investigaciones sobre la coordinación de aislamiento de subestaciones de distribución que están ubicados en zonas de alta densidad de descargas atmosféricas, con el objetivo de brindar mejor protección de los transformadores de distribución.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Norma IEC, STD 60071-1. (1993). “Insulation Coordination part 1”.
- [2] Norma IEC, STD 60071-1. (1993). “Insulation Coordination part 2”.
- [3] CADAFE NS-P-400. (1984). Especificación Técnica para la Coordinación de Aislamiento.
- [4] Norma IEC 60815. (1986). Guide for the Selection of Insulator in Respect of Polluted Conditions, IEC Technical Report.
- [5] Yanque J. (2004). Alta Tensión y Técnicas de Prueba de Laboratorio. Perú – UNI, Notas del Curso, FIEE - UNI.
- [6] Andrew R. Hileman, (1999). Insulation Coordination for Power System, Taylor & Francis Group, New York 1ST Ed.
- [7] Martínez Velasco J. (2002). Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión: España, Editorial McGraw – Hill, 1ra Edición.
- [8] Blandón J. (s.f.). Consideraciones sobre el Comportamiento de las Líneas de Distribución ante Descargas Atmosféricas, Trabajo de Investigación Electro porcelana GAMMA, Empresa de la Organización corona Sabaneta, Colombia.
- [9] Anderson J. G. Transmission Line Reference Book 345 kV and Above. (1982). 2nd Edition. Palo Alto, California EPRI (Electric Power Research Institute).
- [10] IEEE (1997). Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines. Standard IEEE 1410.
- [11] Mejía Villegas (2003). Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, 2da Edición, Cap. V. Colombia.

- [12] Bautista J. (s.f.). Aisladores para Líneas de transmisión Perú, Material de enseñanza UNI – Perú.
- [13] Becerra Peña C. y Horque la Torre C. (2008). Tesis de Estudio de Coordinación de Aislamiento de la Línea de Transmisión San Gabán-Mazuco-Puerto Maldonado; Perú.
- [14] Siegert L. (1997). Alta Tensión y Sistemas de Transmisión, Editorial Limusa, México.
- [15] Ramiro Herrera V. (s.f.). Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento, UNI – Perú.
- [16] Cardona L. (2012). Notas y Practicas de Coordinación de Aislamiento I. Colombia.
- [17] Fulchiron D. (1994). Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento. España, Cuaderno Técnico N° 151, Schneider Electric.
- [18] IEC 60099-4 (1991). Pararrayos de Oxido Metálico sin Explosores para Sistemas de Corriente Alterna. 1ra Edición, Madrid.
- [19] Linares Escobar J. (2009). Tesis Diseño de Subestaciones de Media Tensión, Universidad Autónoma del Occidente. Colombia.
- [20] García R. (1990). La Puesta a Tierra en Instalaciones Eléctricas y el R.A.T. Editorial Marcombo, Barcelona España.
- [21] László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista.
- [22] Reporte de Interrupciones Eléctricas de la Empresa Electro Sur Este S.A.A.
- [23] Base de Datos del GIS del Año 2016 – 2017, de la Empresa Electro Sur Este S.A.A.

- [24] Base de Datos Digsilent del SEIN 2016.
- [25] Jiménez, M. y Callo J. (2010) “Evaluación y propuesta de mejoramiento de la coordinación de aislamiento en el alimentador Combapata, Yanaoca y Acomayo (CO-03)”.
- [26] Curo, L. (2014) “Estudio de coordinación de aislamiento por sobretensiones de origen atmosférico en la línea Machupicchu – Quillabamba en 60 kV”.

ANEXOS

ANEXO A: REPORTE DE INTERRUPCIONES.

TABLA A.1: Reporte de interrupciones del alimentador LL-02.

Tipo	Equip	Hora Inicio	Hora Fin	Duraci	Usuari	Descripcion
No Programada - Fenomenos naturales	LL02	23/03/2017 8:29	23/03/2017 8:30	0.02	11598	DESCONECTA AMT LL02 POR FALLA A TIERRA FASE S DEBIDO A PORTAFUSIBLE SUELTO EN SECCIONADOR DERV QUIÑOTA
No Programada - Fenomenos naturales	L-6019	20/03/2017 17:45	20/03/2017 17:48	0.03	23211	DESCONECTA LINEA L6019 POR ACTUACION DEL RELE DE DISTANCIA A 36.2KM POR SOBRECORRIENTE EN LA FASE T SE ATRIBUYE A VIENTOS
No Programada - Fenomenos naturales	LL02	15/03/2017 6:45	15/03/2017 15:00	8.25	11594	DESCONECTO AMT LL02 POR FALLA FASE S A TIERRA DEBIDO A NEVADAS EN LA ZONA
No Programada - Fenomenos naturales	SET LL	15/03/2017 6:25	15/03/2017 6:27	0.03	23203	DESCONECTO TRANSFORMADOR SE LLUSCO ACTUOPROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE FASES R Y S
No Programada - Fenomenos naturales	L-6019	13/03/2017 15:57	13/03/2017 15:58	0.02	23197	DESCONECTA L-6019 POR FALLA ENTRE FASES S Y T A TIERRA DEBIDO DESCARGAS ATMOSFERICAS
Mantenimiento (programada)	LL02	02/03/2017 12:31	02/03/2017 13:43	1.2	1523	CORTE AMT LL02 PARA CERRAR CUELLOS EN NMT 19395 FIN DE TRABAJOS REUBICACION DE SED 0040341
Mantenimiento (programada)	LL02	02/03/2017 8:00	02/03/2017 13:43	5.72	1704	CORTE AMT LL02 PARA ABRIR CUELLOS EN NMT 19395 Y REALIZAR TRABAJOS DE REUBICACION DE SED 0040341
No Programada - Fenomenos naturales	SET LL	01/03/2017 17:38	01/03/2017 17:40	0.03	23204	DESCONECTA TRAF0 S.E. LL. APERTURA INTERRPTOR 66KV POR FALLA EN LL-01. PREVIO AL EVENTO EN LL01 SE REGISTRÓ VARIOS RECIERRES
No Programada - Fenomenos naturales	L-6019	01/03/2017 15:09	01/03/2017 15:11	0.02	23194	DESCONECTA L-6019 EN AMBOS EXTREMOS POR FALLA 1F FASE T. A 7.1 KM (8.3%) VISTO DE S.E. CO. CAUSA: D.A.
No Programada - Fenomenos naturales	SET LL	28/02/2017 17:39	28/02/2017 17:42	0.06	23198	DESCONECTO TRANSFORMADOR SE LLUSCO ACTUOPROTECCION PRINCIPAL DE SOBRECORRIENTE DEBIDO FALLA TRIFASICA EN EL AMT LL02
No Programada - Fenomenos naturales	LL02	25/02/2017 17:13	25/02/2017 17:15	0.03	11584	DESCONECTA AMT LL02 POR FALLA A TIERRA DEBIDO A CAUSAS POR DETERMINAR
No Programada - Fenomenos naturales	SET LL	16/02/2017 13:37	16/02/2017 13:39	0.03	23152	DESCONECTA TRAF0 S.E. LLUSCO EN LADO 66K Y 22.9 KV. POR FALLA AMT LL03
No Programada - Fenomenos naturales	SET LL	16/02/2017 13:31	16/02/2017 13:33	0.03	23152	DESCONECTA TRAF0 S.E. LLUSCO EN 66 Y 22.9 KV POR FALLA EN AMT LL03
Mantenimiento (programada)	LL02	02/02/2017 15:31	02/02/2017 17:00	1.48	1702	CORTE AMT LL02 PARA CERRAR CUELLOS FIN DE TRABAJOS DE REUBICACION DE SED 0040341 LLUSCO
Mantenimiento (programada)	LL02	02/02/2017 8:42	02/02/2017 15:30	6.8	1703	CORTE AMT LL02 PARA ABRIR CUELLOS EN NMT 19395 Y ABRIR SECCIONADOR NMT 18035 PARA REUBICACION DE SED 0040341 LLUSCO
Expansión y Reforzamiento (programada)	LL02	02/02/2017 7:01	02/02/2017 17:00	9.98	443	CORTE SECCIONADOR NMT 19091 PARA TRABAJOS DE CAMBIO DE CONDUCTOR ARMADOS Y EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO EN CHALHUAHUACHO
No Programada - Fenomenos naturales	SET LL	31/01/2017 18:45	31/01/2017 18:50	0.08	23118	DESCONECTA TRANSFORMADOR DE SET LLUSCO, POR FALLA TRIFASICA, POR DESCARGAS ATMOSFERICAS EN EL SECTOR
Expansión y Reforzamiento (programada)	LL02	31/01/2017 16:00	31/01/2017 17:00	1	1550	PUESTA EN SERVICIO DE LA LINEA MT EN PUENTE CHALLHUAHUACHO
Expansión y Reforzamiento (programada)	LL02	31/01/2017 6:31	31/01/2017 15:59	9.47	1550	PUESTA EN SERVICIO DE LA LINEA MT EN PUENTE CHALLHUAHUACHO

Tipo	Equip	Hora Inicio	Hora Fin	Duraci	Usuari	Descripcion
No Programada - Fenomenos naturales	LL02	19/01/2017 14:38	19/01/2017 15:43	1.08	9670	DESCONECTA RECLOSER LLO2 POR FALLA FASE S A TIERRA PRESENCIA DE DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA
No Programada - Fenomenos naturales	LL02	15/01/2017 21:55	15/01/2017 21:57	0.03	11624	DESCONECTA LLO2 POR FALLA 1F FASE S. CAUSA. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS
Mantenimiento (programada)	LL02	12/01/2017 14:05	12/01/2017 15:01	0.93	136	TRABAJOS DE CAMBIO DE TRANSFORMADOR
Expansión y Reforzamiento (programada)	LL02	12/01/2017 10:40	12/01/2017 11:50	1.17	186	TRABAJOS DE CONEXIONADO DE NUEVA SED
Mantenimiento (programada)	LL02	11/01/2017 9:00	11/01/2017 15:01	6.02	1699	TRABAJOS DE CAMBIO DE POSTE Y ARMADOS EN LLUSCO
No Programada - Accion de terceros	SET CO	11/01/2017 5:12	11/01/2017 6:22	1.17	25373	CORTE DE L-6001 DESDE S.E. CO, SOLICITADO POR REP. MOTIVO: RECARGA DE SF6 EN INTERRUPTOR DE 60KV DE L-6001 EN S.E. CO
No Programada - Fenomenos naturales	L-6019	10/01/2017 18:07	10/01/2017 18:09	0.03	23037	DESCONECTO LINEA L-6019 DE 60 KV POR FALLA BIFASICA FASES R Y T A TIERRA PRESENCIA DE DESCARGAS ATMOSFERICAS
No Programada - Fenomenos naturales	L-6019	10/01/2017 17:26	10/01/2017 17:29	0.05	18242	DESCONECTO LINEA L-6019 POR FALLA BIFASICA FASES R Y T A TIERRA PRESENCIA DE VIENTOS Y DESCARGAS EN LA ZONA
No Programada - Fenomenos naturales	LL02	08/01/2017 16:03	08/01/2017 16:05	0.03	11623	DESCONECTA AMT LLO2 POR FALLA A TIERRA FASE S
No Programada - Fenomenos naturales	L-6019	08/01/2017 15:23	08/01/2017 15:24	0.02	23036	DESCONECTA L-6019 POR FALLA ENTRE FASES R Y T A TIERRA DEBIDO A FUERTES VIENTOS EN EL SECTOR
No Programada - Fenomenos naturales	L-6019	08/01/2017 15:09	08/01/2017 15:11	0.03	23036	DESCONECTA L-6019 POR FALLA A TIERRA FASE T VISTO A 38.2 KM DEBIDO A FUERTES VIENTOS EN EL SECTOR
No Programada - Falla	SET LL	06/01/2017 14:15	06/01/2017 14:17	0.03	23036	APERTURA IN-615 DE S.E. LL INTERRUPTOR DE 66KV TRIP 51, S Y T. CAUSA: FALLA EN LL-02
No Programada - Fenomenos naturales	L-6019	02/01/2017 15:20	02/01/2017 15:23	0.05	23054	DESCONECTO LINEA L-6019 DE 60 KV POR FALLA FASE R A TIERRA ATRIBUIDO A DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA

RESUMEN:	
TIPO DE INTERRUPCION	NUMERO DE INTERRUPCIONES
Mantenimiento (programada)	6
Expansión y Reforzamiento (programada)	4
No Programada - Falla	1
No Programada - Fenomenos naturales	20
No Programada - Accion de terceros	1
TOTAL	32

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

ANEXO B: DESEMPEÑO ESPERADO Y METAS OSINERGMIN.

TABLA B.1: SAIDI y SAIFI, metas osinergmin.

SISTEMA ELECTRICO	SISTEMA ELECTRICO	SECTOR TIPICO	SAIFI			SAIDI		
			META OSINERGMIN	A JUNIO 2017	DESVIACION	META OSINERGMIN	A JUNIO 2017	DESVIACION
SE0032	Cusco	2	5.00	1.93	38.63%	9.00	1.19	13.22%
SE0033	Iberia	5	16.00	20.08	125.48%	40.00	6.24	15.60%
SE0034	Pto Maldonado	2	5.00	1.81	36.11%	9.00	0.78	8.71%
SE0035	Abancay	2	5.00	1.85	36.94%	9.00	1.08	11.96%
SE0036	La Convención	2	5.00	1.46	29.22%	9.00	1.16	12.94%
SE0038	Yauri	4	12.00	8.70	72.49%	24.00	6.76	28.16%
SE0039	Iñapari	3	7.00	24.00	342.86%	12.00	7.57	63.10%
SE0040	Valle Sagrado 1	4	12.00	2.46	20.53%	24.00	5.43	22.64%
SE0041	Valle Sagrado 2	5	16.00	4.84	30.27%	40.00	11.56	28.89%
SE0042	Andahuaylas	4	12.00	2.86	23.85%	24.00	3.53	14.73%
SE0241	Abancay Rural	6	16.00	5.38	33.65%	40.00	10.33	25.84%
SE0243	La Convención Rural	5	16.00	5.79	36.16%	40.00	8.17	20.42%
SE0244	Sicuani	3	7.00	0.87	12.45%	12.00	0.26	2.13%
SE0245	Valle Sagrado 3	6	16.00	5.97	37.29%	40.00	7.49	18.71%
SE1034	Pto Maldonado Rural	4	12.00	8.52	71.03%	24.00	17.71	73.79%
SE1036	Machupicchu	2	5.00	5.93	118.64%	9.00	20.33	225.91%
SE1042	Chacapunte	6	16.00	4.13	25.83%	40.00	7.64	19.09%
SE1242	Combapata	5	16.00	7.67	47.96%	40.00	7.07	17.68%
SE2034	Mazuko	3	7.00	5.22	74.51%	12.00	21.81	181.76%
SE2042	Chuquibambilla	6	16.00	5.35	33.44%	40.00	4.21	10.51%
SE3242	Chumbivilcas	5	16.00	12.78	79.85%	40.00	21.38	53.46%
SE4242	Sicuani Rural	6	16.00	8.42	52.62%	40.00	13.30	33.25%

Fuente: Gerencia de Operaciones Electro Sur Este S.A.A.

TABLA B.2: Performance osinergmin indicadores SAIFI.

	SISTEMA ELECTRICO	ST	SAIFI	META OSINERGMIN SAIFI											
				ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
SE0032	Cusco	2	1.93	0.76	0.65	0.61	0.48	0.31	0.34	0.35	0.43	0.55	0.66	0.66	0.71
SE0036	La Convención	2	1.46	0.76	0.65	0.61	0.48	0.31	0.34	0.35	0.43	0.55	0.66	0.66	0.71
SE0038	Yauri	4	8.699	1.82	1.56	1.47	1.15	0.73	0.82	0.85	1.03	1.31	1.57	1.58	1.71
SE0040	Valle Sagrado 1	4	2.463	1.82	1.56	1.47	1.15	0.73	0.82	0.85	1.03	1.31	1.57	1.58	1.71
SE0041	Valle Sagrado 2	5	4.844	2.43	2.08	1.96	1.53	0.98	1.09	1.14	1.37	1.75	2.10	2.10	2.28
SE0243	La Convención Rural	5	5.786	2.43	2.08	1.96	1.53	0.98	1.09	1.14	1.37	1.75	2.10	2.10	2.28
SE0244	Sicuani	3	0.871	1.06	0.91	0.86	0.67	0.43	0.48	0.50	0.60	0.76	0.92	0.92	1.00
SE0245	Valle Sagrado 3	6	5.97	2.43	2.08	1.96	1.53	0.98	1.09	1.14	1.37	1.75	2.10	2.10	2.28
SE1036	Machupicchu	2	5.93	0.76	0.65	0.61	0.48	0.31	0.34	0.35	0.43	0.55	0.66	0.66	0.71
SE1042	Chacapunte	6	4.13	2.43	2.08	1.96	1.53	0.98	1.09	1.14	1.37	1.75	2.10	2.10	2.28
SE1242	Combapata	5	7.674	2.43	2.08	1.96	1.53	0.98	1.09	1.14	1.37	1.75	2.10	2.10	2.28
SE2034	Mazuko	3	5.216	1.06	0.91	0.86	0.67	0.43	0.48	0.50	0.60	0.76	0.92	0.92	1.00
SE2042	Chuquibambilla	6	5.35	2.43	2.08	1.96	1.53	0.98	1.09	1.14	1.37	1.75	2.10	2.10	2.28
SE3242	Chumbivilcas	5	12.776	2.43	2.08	1.96	1.53	0.98	1.09	1.14	1.37	1.75	2.10	2.10	2.28
SE4242	Sicuani Rural	6	8.42	2.43	2.08	1.96	1.53	0.98	1.09	1.14	1.37	1.75	2.10	2.10	2.28
ELSE	EMPRESARIAL		4.204	1.62	1.39	1.31	1.02	0.65	0.73	0.76	0.91	1.17	1.40	1.40	1.52

Fuente: Gerencia de Operaciones Electro Sur Este S.A.A.

TABLA B.3: Performance osinergmin indicadores SAIDI.

	SISTEMA ELECTRICO	ST	SAIDI	META OSINERGMIN SAIDI											
				ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
SE0032	Cusco	2	1.19	1.24	1.18	1.13	0.79	0.55	0.63	0.65	0.78	1.18	1.07	1.15	1.35
SE0036	La Convención	2	1.16	1.24	1.18	1.13	0.79	0.55	0.63	0.65	0.78	1.18	1.07	1.15	1.35
SE0038	Yauri	4	6.759	3.30	3.16	3.02	2.09	1.48	1.68	1.72	2.09	3.15	2.84	3.06	3.60
SE0040	Valle Sagrado 1	4	5.432	3.30	3.16	3.02	2.09	1.48	1.68	1.72	2.09	3.15	2.84	3.06	3.60
SE0041	Valle Sagrado 2	5	11.556	5.50	5.26	5.04	3.49	2.46	2.80	2.87	3.49	5.26	4.74	5.10	5.99
SE0243	La Convención Rural	5	8.167	5.50	5.26	5.04	3.49	2.46	2.80	2.87	3.49	5.26	4.74	5.10	5.99
SE0244	Sicuani	3	0.256	1.65	1.58	1.51	1.05	0.74	0.84	0.86	1.05	1.58	1.42	1.53	1.80
SE0245	Valle Sagrado 3	6	7.49	5.50	5.26	5.04	3.49	2.46	2.80	2.87	3.49	5.26	4.74	5.10	5.99
SE1036	Machupicchu	2	20.33	1.24	1.18	1.13	0.79	0.55	0.63	0.65	0.78	1.18	1.07	1.15	1.35
SE1042	Chacapunte	6	7.64	5.50	5.26	5.04	3.49	2.46	2.80	2.87	3.49	5.26	4.74	5.10	5.99
SE1242	Combapata	5	7.072	5.50	5.26	5.04	3.49	2.46	2.80	2.87	3.49	5.26	4.74	5.10	5.99
SE2034	Mazuko	3	21.811	1.65	1.58	1.51	1.05	0.74	0.84	0.86	1.05	1.58	1.42	1.53	1.80
SE2042	Chuquibambilla	6	4.21	5.50	5.26	5.04	3.49	2.46	2.80	2.87	3.49	5.26	4.74	5.10	5.99
SE3242	Chumbivilcas	5	21.383	5.50	5.26	5.04	3.49	2.46	2.80	2.87	3.49	5.26	4.74	5.10	5.99
SE4242	Sicuani Rural	6	13.30	5.50	5.26	5.04	3.49	2.46	2.80	2.87	3.49	5.26	4.74	5.10	5.99
ELSE	EMPRESARIAL		5.689	3.29	3.15	3.01	2.09	1.47	1.68	1.72	2.09	3.14	2.83	3.05	3.58

Fuente: Gerencia de Operaciones Electro Sur Este S.A.A.

TABLA B.4: Avance de indicadores SAIFI ELSE del primer semestre 2017.

	SISTEMA ELECTRICO	ST	SAIFI	AVANCE SAIFI					
				ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17
SE0032	Cusco	2	1.93	0.407	0.476	0.176	0.488	0.278	0.107
SE0036	La Convención	2	1.46	-	0.468	0.467	-	0.526	-
SE0038	Yauri	4	8.699	1.018	0.625	4.274	2.469	0.134	0.178
SE0040	Valle Sagrado 1	4	2.463	0.136	0.176	0.575	0.531	0.313	0.733
SE0041	Valle Sagrado 2	5	4.844	0.482	1.467	1.170	0.708	0.204	0.812
SE0243	La Convención Rural	5	5.786	1.036	1.845	1.620	0.338	0.847	0.100
SE0244	Sicuani	3	0.871	0.777	-	-	-	0.031	0.063
SE0245	Valle Sagrado 3	6	5.97	0.977	0.122	2.331	1.596	0.733	0.207
SE1036	Machupicchu	2	5.93	3.967	0.983	-	0.982	-	-
SE1042	Chacapunte	6	4.13	1.795	0.759	0.260	0.507	0.172	0.639
SE1242	Combapata	5	7.674	4.003	1.321	1.532	0.405	0.166	0.247
SE2034	Mazuko	3	5.216	1.440	0.558	2.169	0.155	0.743	0.150
SE2042	Chuquibambilla	6	5.35	2.061	1.915	1.208	0.097	-	0.069
SE3242	Chumbivilcas	5	12.776	3.030	2.384	3.293	3.961	0.017	0.091
SE4242	Sicuani Rural	6	8.42	1.113	1.333	3.415	0.887	1.354	0.316
ELSE	EMPRESARIAL		4.204	0.928	0.760	1.104	0.779	0.356	0.278

Fuente: Gerencia de Operaciones Electro Sur Este S.A.A.

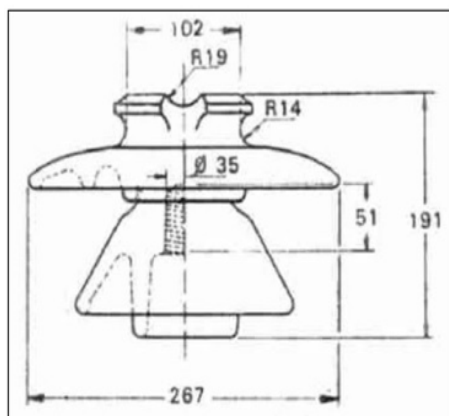
TABLA B.5: Avance de indicadores SAIDI ELSE del primer semestre 2017.

	SISTEMA ELECTRICO	ST	SAIDI	AVANCE SAIDI					
				ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17
SE0032	Cusco	2	1.19	0.455	0.261	0.048	0.315	0.081	0.030
SE0036	La Convención	2	1.16	-	0.429	0.490	-	0.245	-
SE0038	Yauri	4	6.759	2.331	0.489	2.593	1.221	0.063	0.062
SE0040	Valle Sagrado 1	4	5.432	0.733	1.100	0.683	1.806	0.402	0.708
SE0041	Valle Sagrado 2	5	11.556	1.886	4.216	1.924	1.499	0.091	1.940
SE0243	La Convención Rural	5	8.167	0.395	2.169	4.537	0.035	0.478	0.552
SE0244	Sicuani	3	0.256	0.052	-	-	-	0.051	0.153
SE0245	Valle Sagrado 3	6	7.49	1.445	0.208	2.400	1.501	1.333	0.598
SE1036	Machupicchu	2	20.33	12.450	3.859	-	4.023	-	-
SE1042	Chacapunte	6	7.64	2.260	2.131	2.169	0.616	0.416	0.043
SE1242	Combapata	5	7.072	5.238	0.256	0.495	0.640	0.047	0.395
SE2034	Mazuko	3	21.811	2.039	0.467	16.581	0.501	1.828	0.395
SE2042	Chuquibambilla	6	4.21	1.573	1.225	0.925	0.237	-	0.247
SE3242	Chumbivilcas	5	21.383	5.699	3.537	5.066	6.574	0.253	0.253
SE4242	Sicuani Rural	6	13.30	1.526	1.792	6.809	1.038	0.938	1.197
ELSE	EMPRESARIAL		5.689	1.288	1.112	1.621	1.013	0.280	0.375

Fuente: Gerencia de Operaciones Electro Sur Este S.A.A.

ANEXO C: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE AISLADORES Y PARARRAYOS.

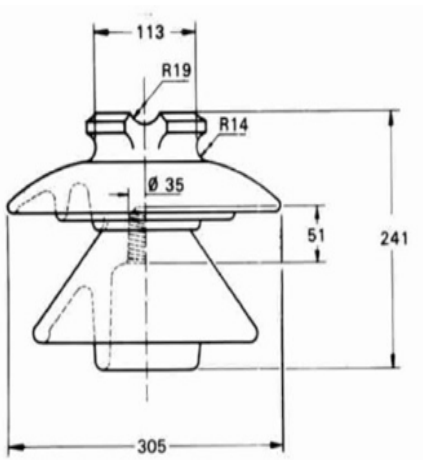
FIGURA C.1: Características de aisladores tipo PIN 56-3



Tipo Aislador	ANSI 56-3
Tensión Nominal	38 kV
Línea de fuga	533 mm
Distancia de arco seco	241 mm
Tensión crítica de impulso (1.2/50 uS)	200 kV (positiva)
	265 kV (negativa)
Tensión disruptiva a frecuencia industrial	125 kV (seco)
	80 kV (húmedo)

Fuente: catálogo de fabricante marca Corona GAMMA.

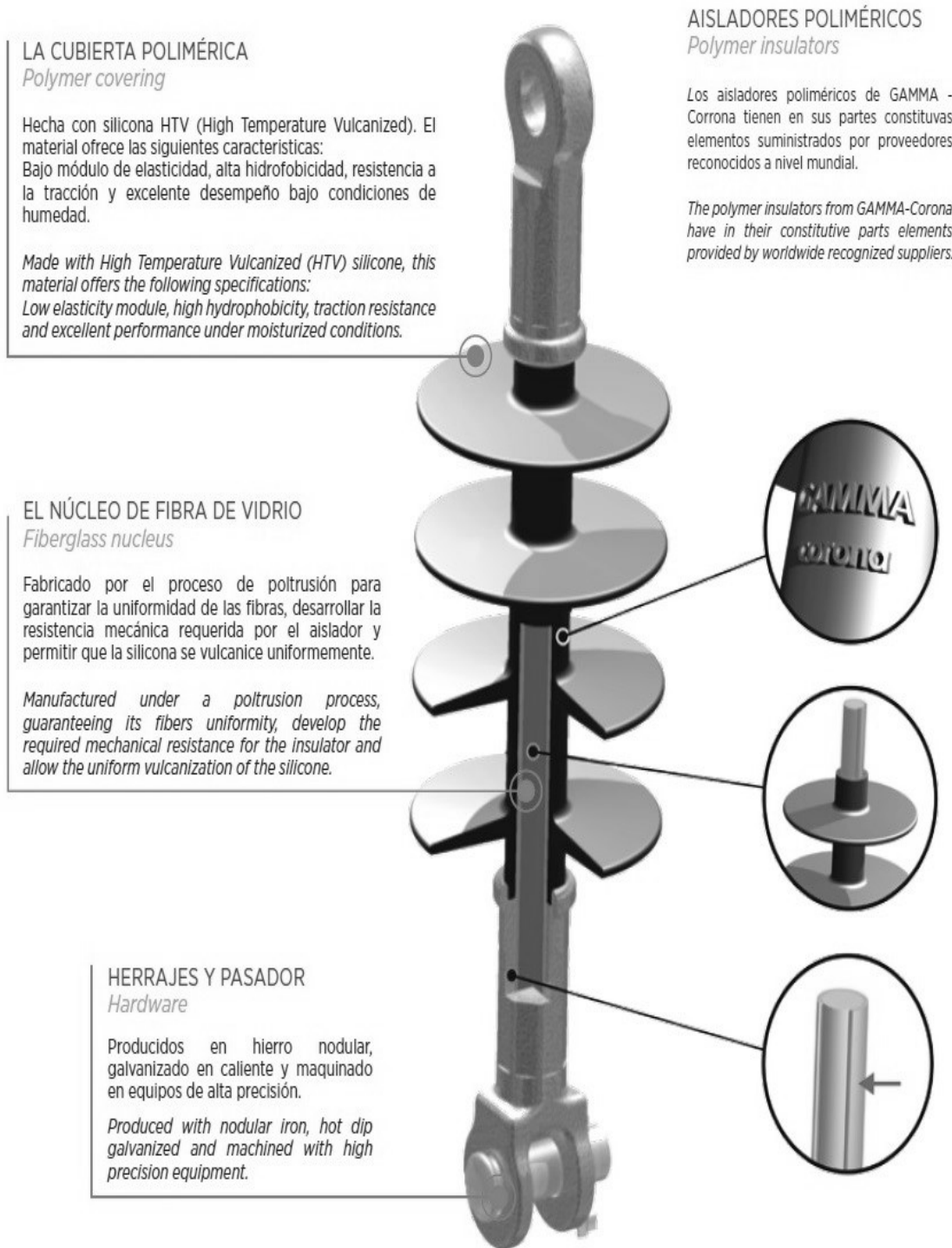
FIGURA C.2: Características de aisladores tipo PIN 56-4



Tipo Aislador	ANSI 56-4
Tensión Nominal	38/46 kV
Línea de fuga	686 mm
Distancia de arco seco	286 mm
Tensión crítica de impulso (1.2/50 uS)	225 kV (positiva)
	310 kV (negativa)
Tensión disruptiva a frecuencia industrial	140 kV (seco)
	95 kV (húmedo)

Fuente: catálogo de fabricante marca Corona GAMMA.

FIGURA C.3: Características de aisladores poliméricos tipo suspensión.

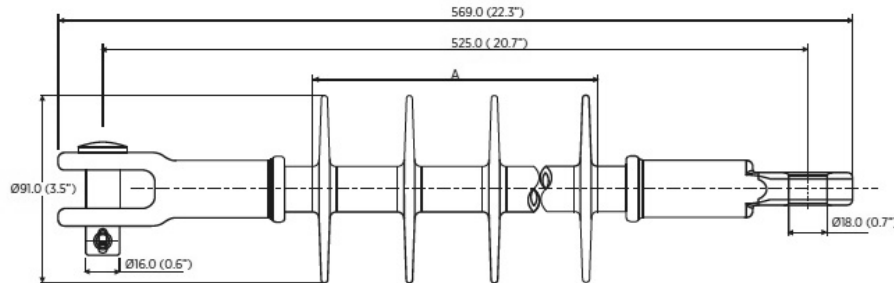


Fuente: catálogo de fabricante marca Corona GAMMA.

TABLA C.2: Características de aisladores polimérico RPP-25



AISLADORES POLIMÉRICOS, Clevis - Lengüeta
 Polymer dead ends, Clevis - Tongue



PS0350011

NÚMERO DE CATÁLOGO	PS0350011
Clase ANSI (C29.13-2000)	DS-35
IEC	61109
DISTANCIAS CRÍTICAS, mm	
Distancia de arco	390
Distancia de fuga	915
VALORES MECÁNICOS	
Carga mecánica nominal (SML) lb (kN)	15,736 (70)
Carga mecánica de rutina (RTL) lb (kN)	7,868 (35)
Carga mecánica a la torsión, lb.ft (N.m)	35 (47)
VALORES ELÉCTRICOS, kV	
Voltaje típico de aplicación	35
Flameo de baja frecuencia en seco	160
Flameo de baja frecuencia en húmedo	150
Flameo crítico al impulso positivo	265
Nivel básico de aislamiento, NBA	255
RADIO INFLUENCIA	
Voltaje de prueba, kV	30
RIV máximo a 1,000 kHz, μV	<10
DIMENSIONES SEGÚN ESQUEMA	
Número de campanas, A	9

CATALOG NUMBER	PS0350011
ANSI CLASS (C29.13 -2000)	DS-35
IEC	61109
CRITICAL DISTANCES, mm	
Dry arcing distance	390
Leakage Distance	915
MECHANICAL VALUES	
Specified mechanical load (SML) pounds (kN)	15,736 (70)
Routine test load (RTL) pounds (kN)	7,868 (35)
Torsional load, lb.ft (N.m)	35 (47)
ELECTRICAL VALUES, kV	
Typical application voltage	35
Low-frequency dry flashover	160
Low-frequency wet flashover	150
Critical impulse flashover positive	265
Basic insulation level (BIL)	255
RADIO INFLUENCE DATA	
Test voltage, kV	30
Maximum RIV 1,000 kHz, μV	<10
DIMENSIONS ACCORDING TO DRAWING	
Number of sheds, A	9

Nota: Medidas en mm (pulgadas).
Núcleo: Fibra de vidrio en matriz de resina epoxi (Eglass), o ECR (Corrosion resistant).
Cubierta: Silicona "high voltage" vulcanizada a alta temperatura.
Herrajes: Hierro nodular galvanizado en caliente.
Pasador: Acero forjado galvanizado en caliente.
Chaveta: Acero inoxidable.

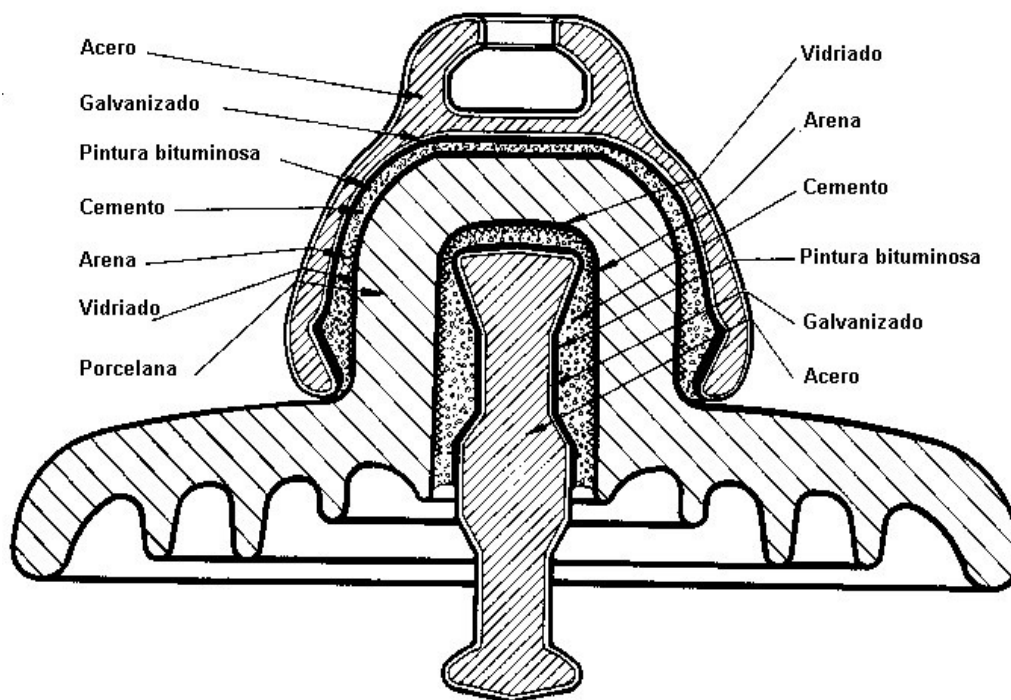
Note: Dimensions in mm (in).
Core: Fiberglass FRP (Eglass).
Housing: HTV Silicone.
Fittings: Casting steel hot dip galvanized.
Pin: Hot dip galvanized.
Cotter key: Stainless steel.

corona

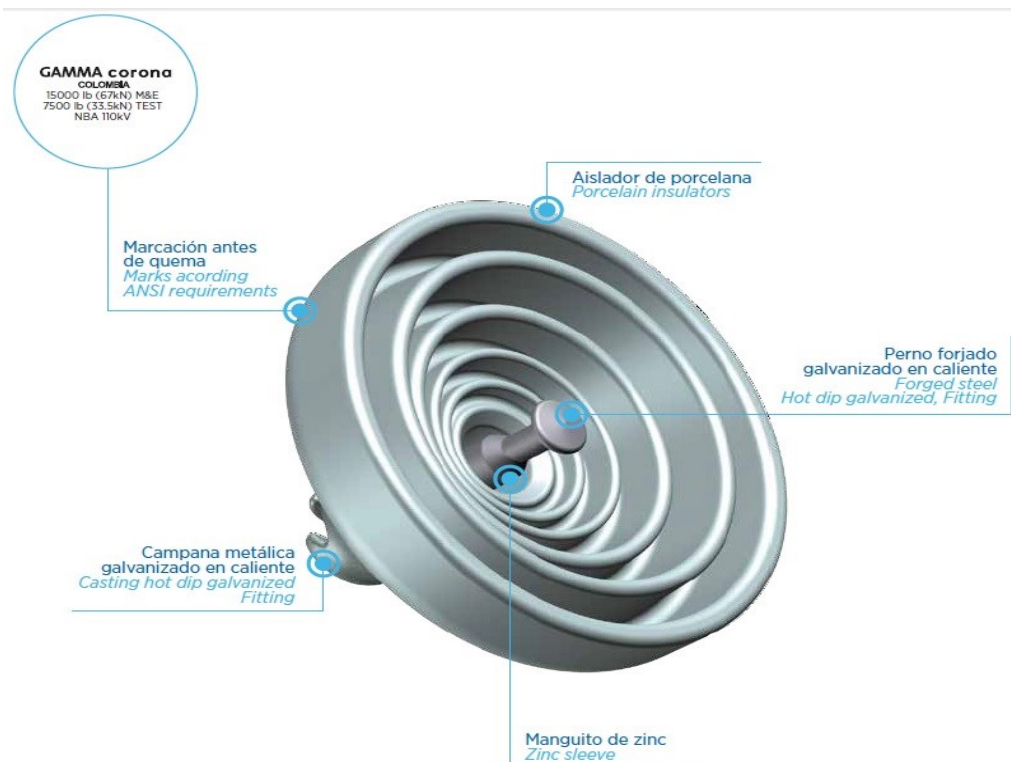
GAMMA

Fuente: catálogo de fabricante marca Corona GAMMA.

FIGURA C.4: Características de los aisladores de porcelana tipo suspensión.

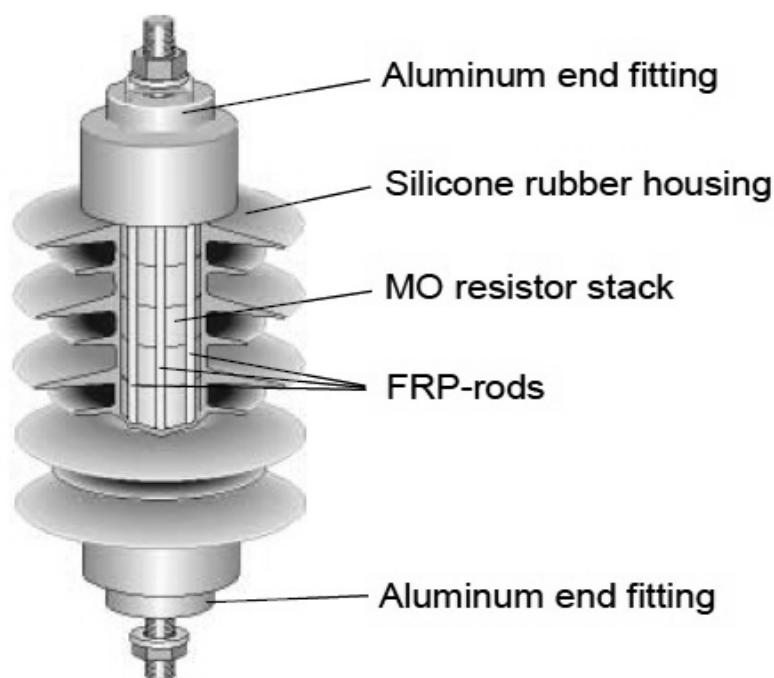


Fuente: catálogo de fabricante marca Corona GAMMA.



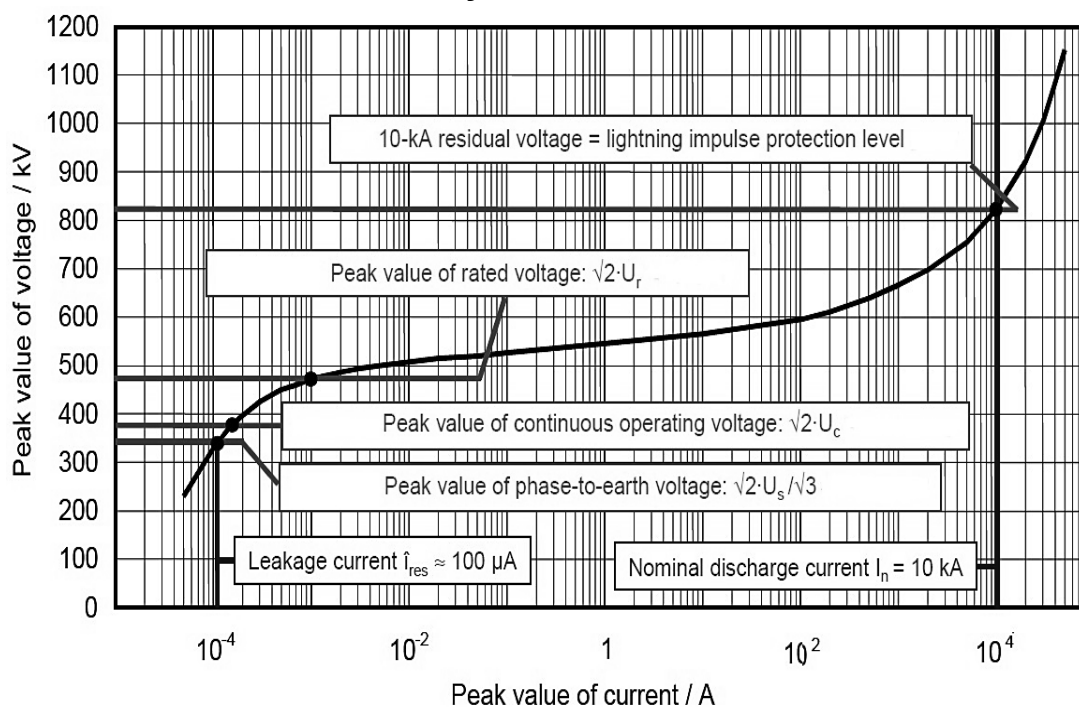
Fuente: catálogo de fabricante marca Corona GAMMA.

FIGURA C.5: Características de los descargadores de sobretensión (DPS).



Fuente: catálogo de fabricante marca OHIO BRASS.

FIGURA C.6: Característica V-I de un descargador de OM típico conectado entre fase y tierra en un sistema.



Fuente: catálogo de fabricante marca OHIO BRASS.

TABLA C.4: Característica eléctricas de los pararrayos (datos de fábrica)

TABLE: PDV-100 OPTIMA ARRESTERS ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Rated Voltage Ur KV	Continuous Operating Voltage Uc KV	Catalog Number		Residual Voltage KV							
		Imperial Harware	Metric Hardware	0.5 μ s Steep Front	8/20 Impulse Wave						Switching Surge
					10KA	1.5 KA	3 KA	5 KA	10 KA	20 KA	
3	2.55	213703	294203	11.5	8.0	8.6	9.1	9.9	11.2	13.3	7.3
6	5.1	213705	294205	22.4	16.0	17.1	18.2	19.8	22.5	26.5	14.7
9	7.65	213708	294208	32.7	23.5	25.1	26.6	29.0	32.9	38.8	21.5
10	8.4	213709	294209	35.5	25.6	27.4	29.0	31.6	35.9	42.3	23.4
12	10.2	213710	294210	42.1	30.4	32.6	34.5	37.6	42.7	50.3	27.8
15	12.7	213713	294213	53.8	38.7	41.4	43.8	47.8	54.3	64.0	35.4
18	15.3	213715	294215	63.1	45.6	48.8	51.7	56.4	64.1	75.5	41.7
21	17	213717	294217	71.0	51.4	55.0	58.2	63.5	72.1	85.0	47.0
24	19.5	213720	294220	85.5	61.6	66.0	69.9	76.2	86.6	102.0	56.4
27	22	213722	294222	95.9	69.2	74.0	78.4	85.5	97.1	114.5	63.3
30	24.4	213724	294224	105.2	76.0	81.4	86.2	94.0	106.8	125.9	69.6
36	29	213729	294229	126.3	91.3	97.8	103.5	112.9	128.3	151.2	83.5
42	34	213734	294234	135.2	97.1	103.9	110.0	120.0	136.3	160.7	94.0

Fuente: Catalogo de fabricante OHIO BRASS-PDV100.

TABLA C.5: Dimensiones de los pararrayos

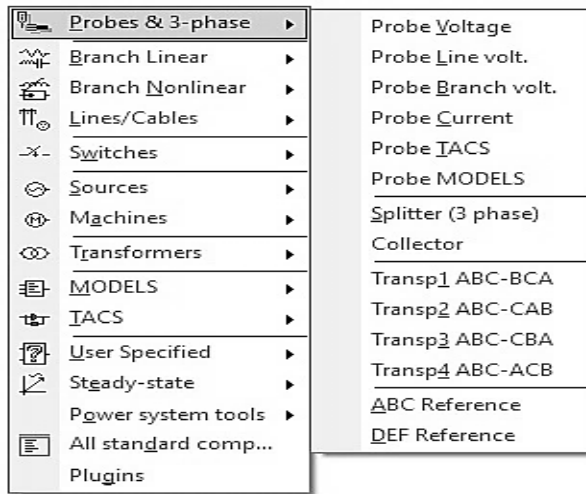
TABLE: PDV-100 OPTIMA DIMENSIONS, CLEARANCES AND INSULATION WITHSTANDS

Rated Voltage Ur KV	Continuous Operating Voltage Uc KV	Imperial Catalog Number	Arrester Only Height	Minimum Leakage Distance	Minimum Strike Distance	Recommended Clearances		Weight	Actual BIL Arrester Only	48-62 Hz Wet WS Arrester Only
						Phase-Phase	Phase-Ground			
						mm	mm			
3	2.55		173	215	141	127	76	1.3	12.8	8.7
6	5.1		193	287	161	137	86	1.5	25.7	17.4
9	7.65		221	365	190	152	102	1.7	37.7	25.5
10	8.4		221	365	190	157	107	1.7	41.1	27.8
12	10.2		236	431	212	191	140	2.0	48.9	33.1
15	12.7		295	640	268	216	165	2.5	62.1	42.1
18	15.3		295	640	268	241	191	2.5	73.3	49.6
21	17		315	713	291	254	203	2.8	82.5	55.9
24	19.5		389	927	360	305	254	3.8	99.1	67.1
27	22		417	1005	385	330	279	4.0	111	75.2
30	24.4		429	1079	400	356	305	4.2	122	82.7
36	29		490	1280	456	419	368	4.7	147	99.4
42	34		533	1428	500	488	500	5.3	165	111.8

Fuente: Catalogo de fabricante OHIO BRASS-PDV100.

ANEXO D: ELEMENTOS BÁSICOS DEL PROGRAMA ATPDRAW.

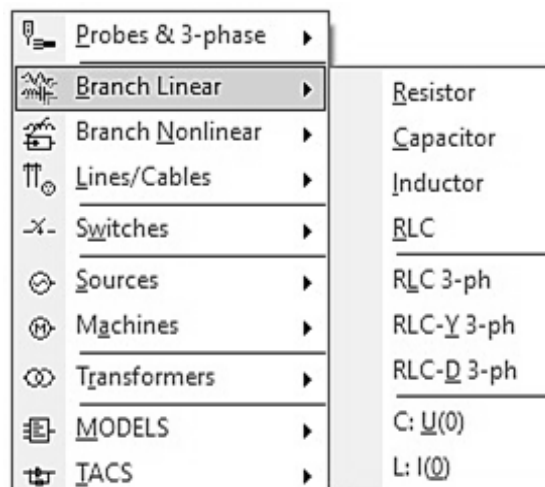
FIGURA D.1: Componentes de medición y prueba del ATPDRAW



Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista

- Probe Voltage: voltímetro, mide la tensión respecto a tierra.
- Probe Line volt: Voltímetro, mide la tensión entre fases.
- Probe Branch Volt: Voltímetro, mide la tensión entre 2 puntos.
- Probe Current: Amperímetro, para calcular la corriente que circula a través de una rama del circuito eléctrico.
- Spliter: Transformación de un nodo trifásico a tres nodos monofásicos.

FIGURA D.2: Branch Linear



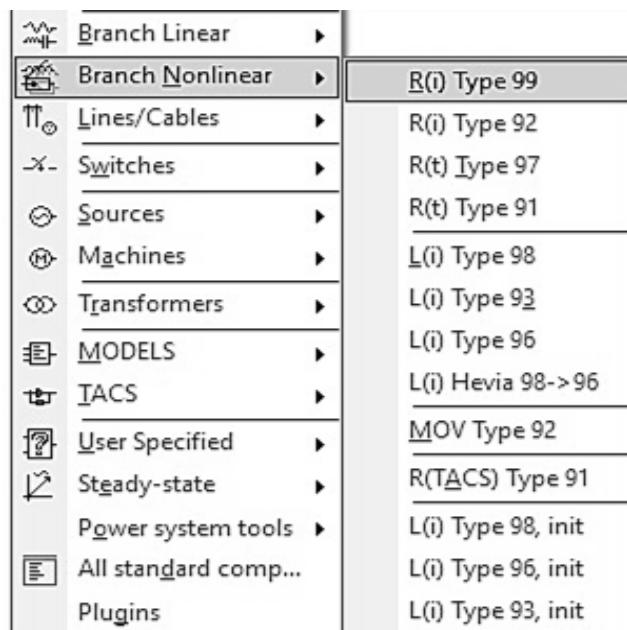
Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista

TABLA D.1: Branch Linear

SELECCION	NOMBRE	ICONO	ATP DRAW	DESCRIPCION
<i>Resistor</i>	RESISTOR		BRANCH type 0	Resistencia pura en ohm.
<i>Capacitor</i>	CAP_RS		BRANCH type 0	Condensador con resistencia de amortiguacion
<i>Inductor</i>	IND_RP		BRANCH type 0	Inductor con resistencia de amortiguacion.
<i>RLC</i>	RLC		BRANCH type 0	R, L y C en serie. icono dinamico.
<i>RLC 3-ph</i>	RLC3		BRANCH type 0	Carga trifasica R, L y C en serie, Valores independientes en las fases.
<i>RLC-Y 3-ph</i>	RLCY3		BRANCH type 0	Carga trifasica R,L y C en serie, con acoplamiento en estrella.
<i>RLC-D 3-ph</i>	RLCD3		BRANCH type 0	Carga trifasica R, L y C en serie con acoplamiento en delta.
<i>C : U(0)</i>	CAP_U0		BRANCH + initial condition	Capacitor con condicion inicial.
<i>L : I(0)</i>	IND_I0		BRANCH + initial condition	Inductor con condicion inicial.

Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista

FIGURA D.4: Branch Nonlinear



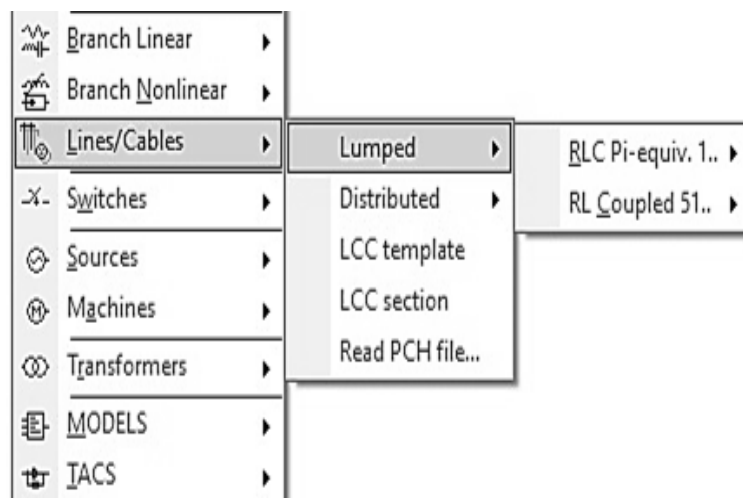
Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista

TABLA D.2: Branch Nonlinear

SELECCION	NOMBRE	ICONO	ATPDRAW	DESCRIPCION
<i>R(i) Type 99</i>	NLINRES		BRANCH type 99	Resistencia dependiente de la corriente
<i>R(i) Type 92</i>	NLRES92		BRANCH type 92	Resistencia dependiente de la corriente.
<i>R(t) Type 97</i>	NLINR_T		BRANCH type 97	Resistencia dependiente del tiempo.
<i>R(t) Type 91</i>	NLRES91		BRANCH type 91	Resistencia dependiente del tiempo.
<i>L(i) Type 98</i>	NLININD		BRANCH type 98	Inductor dependiente de la corriente.
<i>L(i) Type 93</i>	NLIND93		BRANCH type 93	Inductor no lineal dependiente de la corriente.
<i>L(i) Type 96</i>	NLIND96		BRANCH type 96	Inductor pseudo no lineal con histeresis.
<i>L(i) Hevia 98-> 96</i>	HEVIA98		BRANCH type 98	Inductor pseudo no lineal con histeresis.
<i>MOV Type 92</i>	MOV		BRANCH type 92	Resistencia dependiente de la corriente de forma exponencial.
<i>MOV Type 3-ph</i>	MOV_3		BRANCH type 92	Resistencia trifasica dependiente de la corriente de forma exponencial.
<i>R(TACS) Type 91</i>	TACSRES		BRANCH type 91	TACS/MODELS resistencia controlada dependiente del tiempo.
<i>L(i) Type 98, init</i>	NLIN98_I		BRANCH type 98	Inductor dependiente de la corriente, con flujo inicial.
<i>L(i) Type 96, init</i>	NLIN96_I		BRANCH type 96	Inductor pseudo no lineal con histeresis, con flujo inicial.
<i>L(i) Type 93, init</i>	NLIN93_I		BRANCH type 93	Inductor no lineal dependiente de la corriente con flujo inicial.

Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista

FIGURA D.5: Lineas (Lines/Cables)



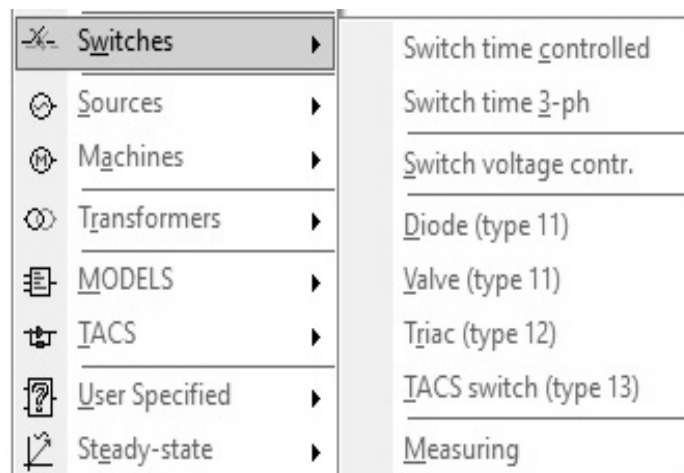
Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista

TABLA D.3: Lineas (Lines/Cables)

SELECCION	NOMBRE	ICONO	ATPDRAW	DESCRIPCION
<i>Transposed lines + 1 phase</i>	LINEZT_1		BRANCH type -1	Linea monofasica con parametros distribuidos, modelo de Clarke.
<i>Transposed lines + 2 phase</i>	LINEZT_2		BRANCH type -1.. -2	Linea Bifasica, parametros distribuidos, linea transpuesta. modelo de Clarke.
<i>Transposed lines + 3 phase</i>	LINEZT_3		BRANCH type -1.. -3	Linea trifasica parametros distribuidos, linea transpuesta. modelo de Clarke.
<i>Transposed lines + 6 phase</i>	LINEZT6N		BRANCH type -1.. -6	Linea 6 fases con parametros distribuidos, linea transpuesta. modelo de Clarke.
<i>Transposed lines + 6 phase mutual</i>	LINEZT_6		BRANCH type -1.. -6	Linea de 2x3 fases, con parametros distribuidos, con acoplamiento mututo entre los circuitos.
<i>Transposed lines + 9 phase</i>	LINEZT_9		BRANCH type -1.. -9	Linea de 9 fases parametros distribuidos, linea transpuesta. Modelo de Clarke.
<i>Untransposed lines (KCLee)+ 2 phase</i>	LINEZU_2		BRANCH	Modelo de Linea bifasica con parametros distribuidos. no transpuesto (KCLee). con matriz de transformacion compleja.
<i>Untransposed lines (KCLee)+ 3 phase</i>	LINEZU_3		BRANCH	Modelo de linea trifasica con parametros distribuidos. no transpuesta (KCLee). con matriz de transformacion compleja.
<i>LCC</i>	LCC_1..24		\$Include	Modelo de linea LCC. Linea aerea con cables de un solo nucleo son de tipos Bergeron/PI/JMarti/Semlyen/Noda.

Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalen, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista

FIGURA D.5: Interruptores (Switches)



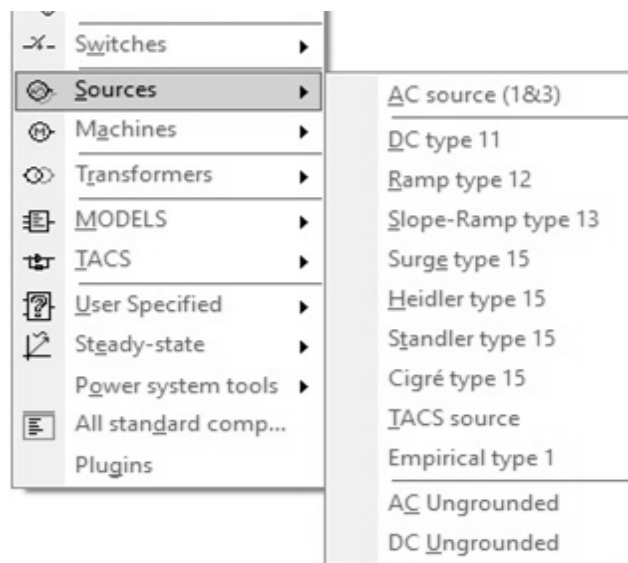
Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalen, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista

TABLA D.4: Interruptores (Switches)

SELECCION	NOMBRE	ICONO	ATPDRAW	DESCRIPCION
<i>Switch time controlled</i>	TSWITCH		SWITCH type 0	Comutados controlado por tiempo de una o 3 fases. Apertura y cierre multiple. abrir y cerrar.
<i>Switch time 3-ph</i>	SWIT_3XT		SWITCH type 0	Interruptor controlado por tiempo de tras fases, operacion independiente de fase.
<i>Switch voltage contr.</i>	SWITCHVC		SWITCH type 0	Interruptor controlado por tension.
<i>Diode (type 11)</i>	DIODE		SWITCH type 11	Diodo. Interruptor tipo 11. Sin control.
<i>Valve (type 11)</i>	SW_VALVE		SWITCH type 11	Valvula/Tiristor. interruptor tipo 11. TACS/MODELS - controlados GIFU.
<i>Triac (type 12)</i>	TRIAC		SWITCH type 12	Doble TACS/MODELS, Interruptor controlado
<i>TACS switch (type 13)</i>	SW_TACS		SWITCH type 13	TACS/MODELS, interruptor controlado GIFU.
<i>Measuring</i>	SWMEAS		SWITCH type 0	Interruptor de medicion. Mediciones de Corrientes.
<i>Statistic switch</i>	SW_STAT		SWITCH	Interruptor estadistico. Ver ATP/Settings/Switch/UM.
<i>Systematic switch</i>	SW_SYST		SWITCH	Interruptor sistematico. Ver ATP/Settings/Switch/UM.
<i>Nonlinear diode</i>	DIODEN		SWITCH BRANCH	Resistencia ideal no lineal.

Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista

FIGURA D.6: Fuentes (Sources)



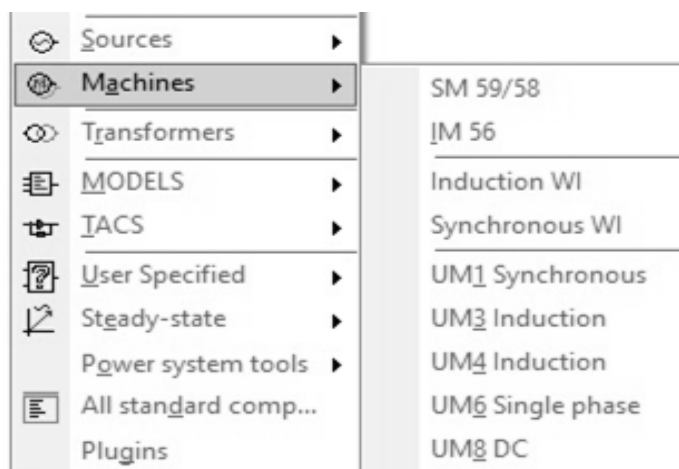
Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista

TABLA D.5: Fuentes (Sources)

SELECCION	NOMBRE	ICONO	ATPDRAW	DESCRIPCION
<i>AC source (1&3)</i>	ACSOURCE		SOURCE type 14	Fuente de tension AC o corriente. Monofasico o trifasico desconectado o con conexion a tierra. tension entre fases y escala rms.
<i>DC type 11</i>	DC1PH		SOURCE type 11	Fuente DC de tension o corriente.
<i>Ramp type 12</i>	RAMP		SOURCE type 12	Fuente Rampa. voltaje o corriente.
<i>Slope-Ramp type 13</i>	SLOPE_RA		SOURCE type 13	Fuentes de rampa de pendiente. Tension o corriente.
<i>Surge type 15</i>	SURGE		SOURCE type 15	Fuente de tipo exponencial doble tipo 15. Tension o corriente.
<i>Heidler type 15</i>	HEIDLER		SOURCE type 15	Fuente de tipo Heidler. Tension o corriente.
<i>Standler</i>	STANDLER		SOURCE type 15	Fuente tipo Standler. Tension o corriente.
<i>Cigre</i>	CIGRE		SOURCE type 15	Fuente tipo CIGRE. Tension o corriente.
<i>TACS source</i>	TACSSOUR		SOURCE type 60	Fuente controlada TACS/MODELS. Tension o corriente.
<i>Empirical type1</i>	SOUR_1		SOURCE type 1	Fuente con caracteristica de tiempo definido por el usuario.
<i>AC Ungrounded</i>	AC1PHUG		SOURCE type 14+18	Fuente AC sin conexion a tierra. solo tension.
<i>DC Ungrounded</i>	DC1PHUG		SOURCE type 11+18	Fuente DC sin conexion a tierra. Solo Tension.

Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista

FIGURA D.7: Maquinas (Machines)



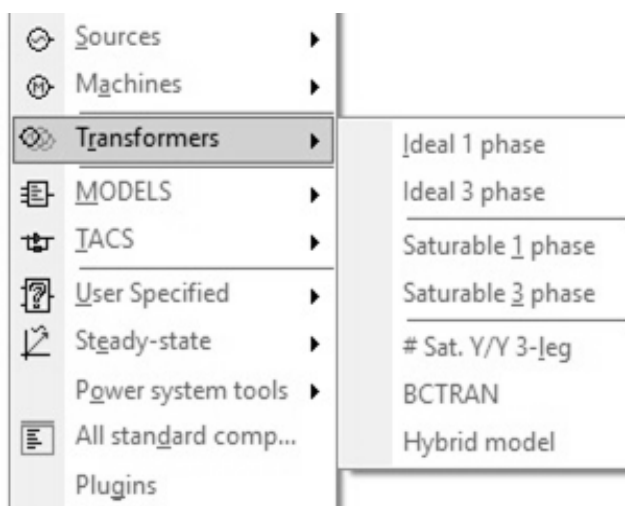
Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista

TABLA D.6: Maquinas (Machines)

Selection	Object name	Icon	ATP card	Description
<i>SM 59</i> <i>+ No control</i>	SM59_NC		MACHINE type 59	Maquina Sincrona. sin control TACS. Armadura trifasica.
<i>SM 59</i> <i>+ 8 control</i>	SM59_FC		MACHINE type 59	Maquina sincrona. Max. 8 TACS de control. Armadura trifasica.
<i>IM 56</i>	IM56A		MACHINE Type 56	Maquina de Induccion con multiples controles, Armadura trifasica.
<i>Windsyn</i>	WISIND/ WISSYN		UM-MACHINE Type 1, 3, 4	Maquina universal con entrada de datos de lo fabricantes.
<i>UM1</i> <i>Synchronous</i>	UM_1		UM-MACHINE type 1	Sincronico. Establecer inicializacion en ATP/Settings/Switch/UM.
<i>UM3</i> <i>Induction</i>	UM_3		UM-MACHINE type 3	Induccion. Establecer inicializacion en ATP/Settings/Switch/UM.
<i>UM4</i> <i>Induction</i>	UM_4		UM-MACHINE type 4	Induccion. Establecer inicializacion en ATP/Settings/Switch/UM.
<i>UM6 Single phase</i>	UM_6		UM-MACHINE type 6	Monofasico. Inicializacion en ATP/Settings/Switch/UM.
<i>UM8 DC</i>	UM_8		UM-MACHINE type 8	Maquina DC. Inicializacion en ATP/Settings/Switch/UM.

Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista

FIGURA D.8: Transformadores



Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista

TABLA D.7: Transformadores

SELECCION	NOMBRE	ICONO	ATPDRAW	DESCRIPCION
<i>Ideal 1 phase</i>	TRAFO_I		SOURCE type 18	Transformador monofasico ideal.
<i>Ideal 3 phase</i>	TRAFO_I3		SOURCE type 18	Transformador trifasico ideal.
<i>Saturable 1 phase</i>	TRAFO_S		BRANCH TRANSFORMER	Transformador monofasico saturable.
<i>Saturable 3 phase</i>	SATTRAFO		BRANCH TRANSFORMER	Transformador general saturable trifasico de 2 o 3 devanados.
<i># Sat. Y/Y 3-leg</i>	TRAYYH_3		BRANCH TRANSFORMER THREE PHASE	Transformador saturable trifasico. Alto recambio homopolar. Procesamiento de datos del fabricante.
<i>BCTRAN</i>	BCTRAN		BRANCH Type 1...9	Soporte Directo del modelado de matrices de transformadores BCTRAN.
<i>Hybrid model</i>	XFMR		BRANCH	Resistencia de bobinado, inductancia de fuga, nucleo topologicamente correcto, capacitancia. Informe de prueba. datos de diseño o tipicos.

Fuente: László Prikler, Hans Kristian Hoidalén, (November 2009). Users' Manual ATPDRAW, Versión 5.6, for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista.

FIGURA D.9: Configuración básica del ATP

• Paso de integración en "ms"
 • Tiempo de simulación.
 • Tipo de simulación:
 Dominio del tiempo
 Escaneo de Frecuencia
 Fuentes armónicas.
 • Si $X_{opt}=0$ → Inductancias en "mH"
 • Si $X_{opt} \neq 0$ → X_{opt} en "ohm" y $X = 2 \cdot \pi \cdot X_{opt} \cdot L$
 • Si $C_{opt}=0$ → Capacidades en "uF"
 • Si $C_{opt} \neq 0$ → C_{opt} en "uS" y $B = 2 \cdot \pi \cdot C_{opt} \cdot C$
 • Parámetro de tolerancia, cercano a cero, utilizado para chequear la singularidad de la matriz nodal de conductancia [G]

Elaboración: propia

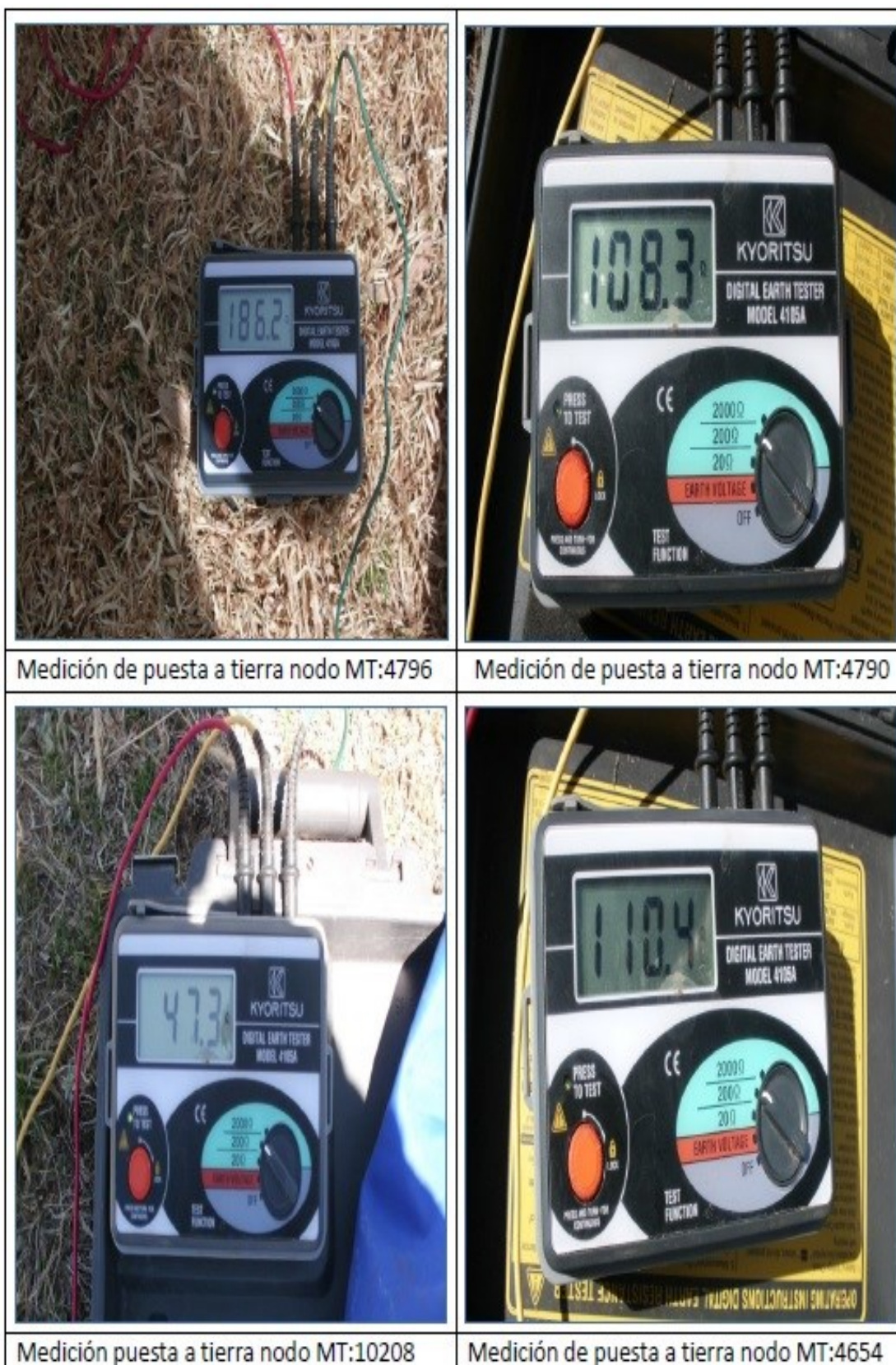
ANEXO E: MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA EN ESTRUCTURAS.

FIGURA E.1: Mantenimiento de puestas a tierra



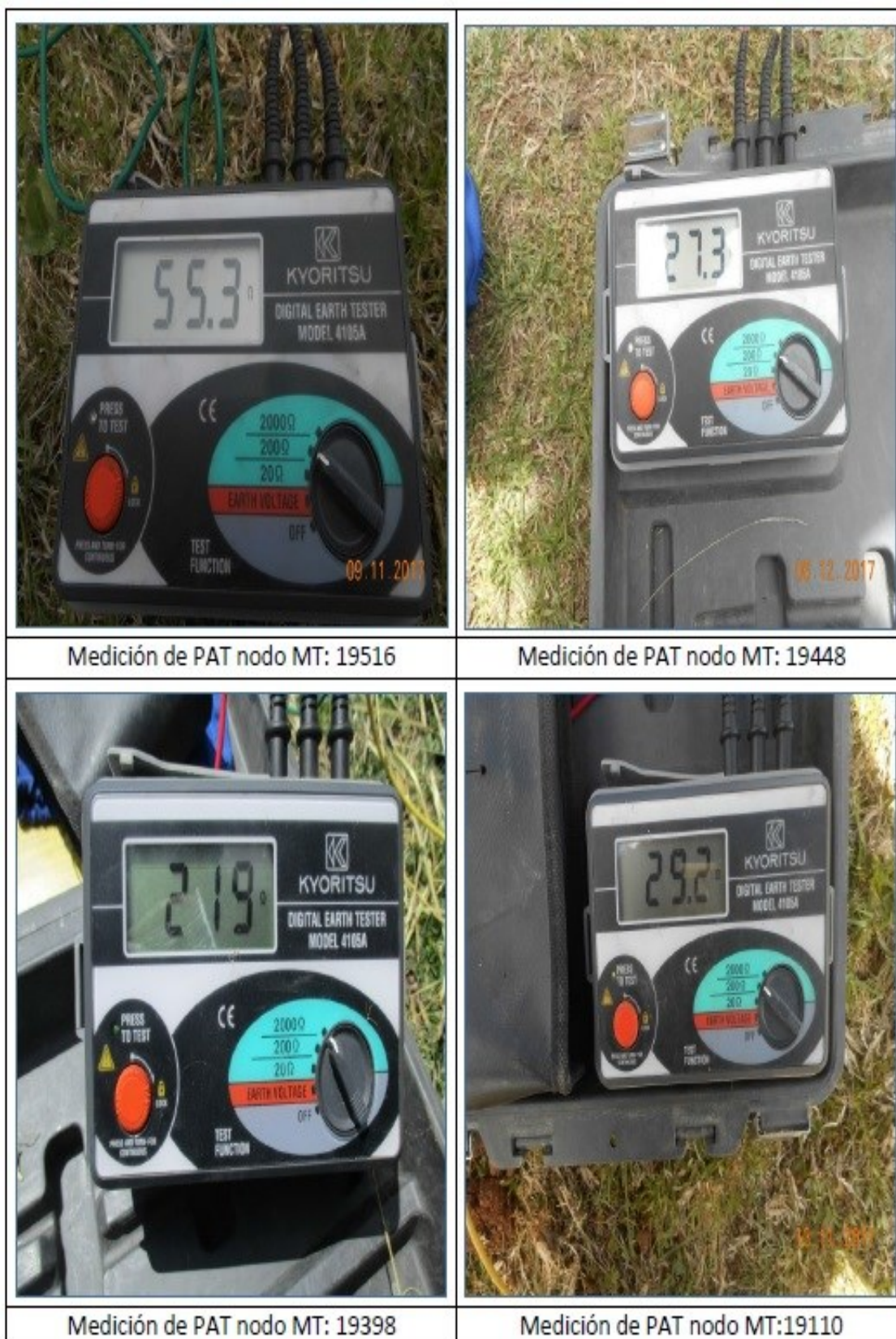
Elaboración: propia

FIGURA E.2: Medición de puesta a tierra del alimentador LL-01.



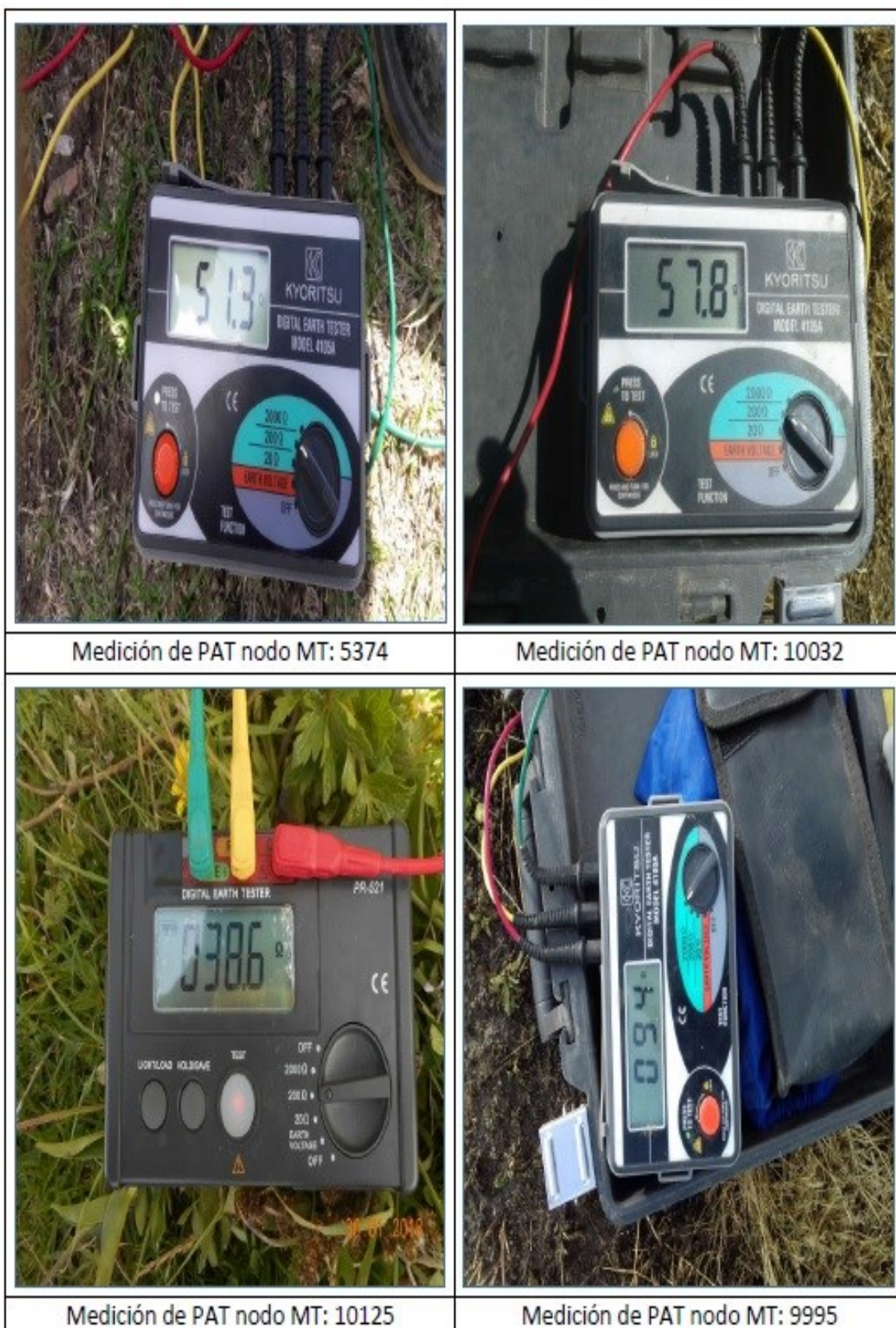
Elaboración: propia

FIGURA E.3: Medición de puesta a tierra del alimentador LL-02.



Elaboración: propia

FIGURA E.4: Medición de puesta a tierra del alimentador LL-03.



Elaboración: propia.

ANEXO F: INSPECCIÓN Y CAMBIO DE AISLADORES EN ALIMENTADOR

LL-02.

FIGURA F.1: Cambio de aisladores alimentador LL-02.

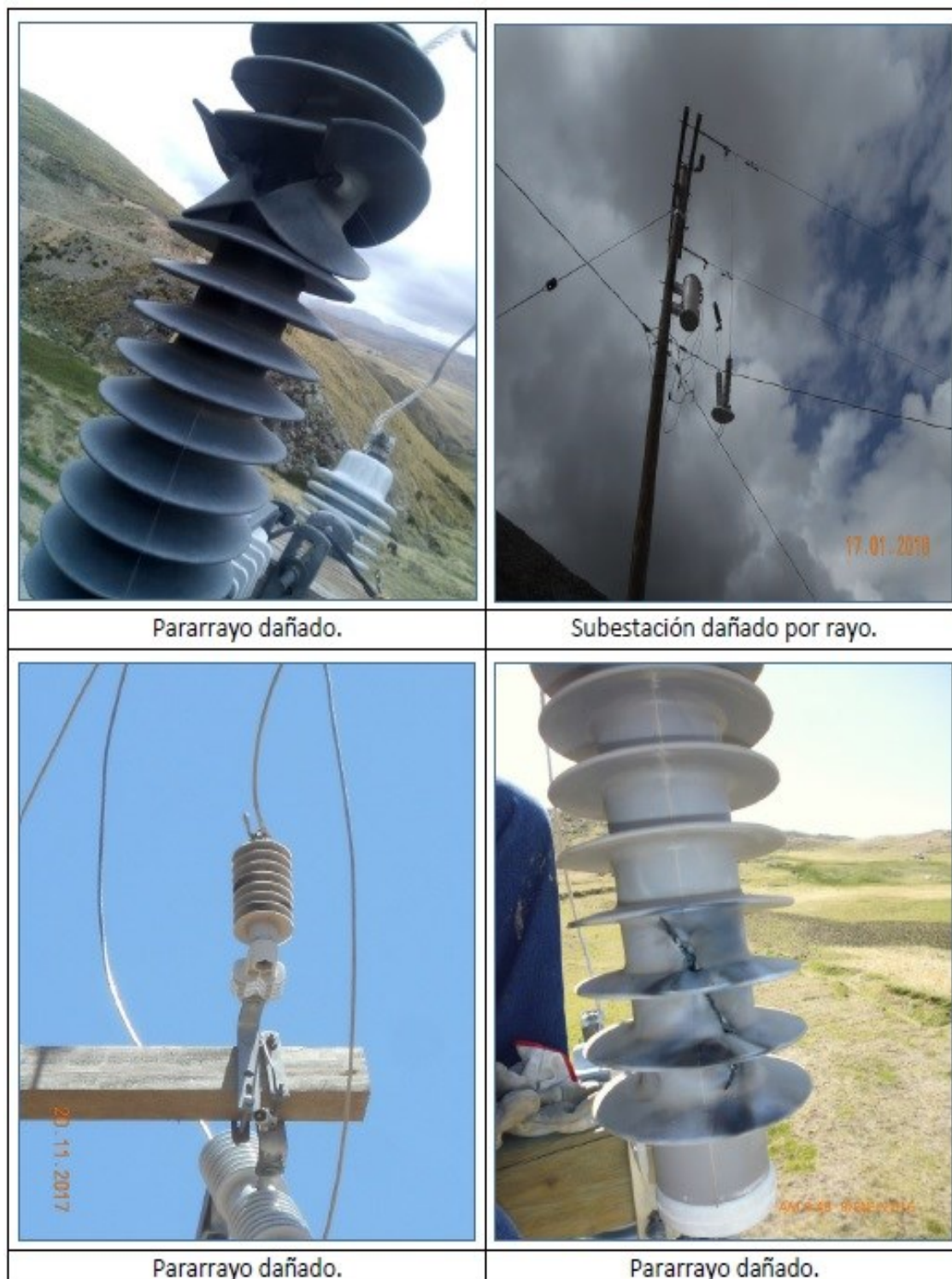


Elaboración: propia.

ANEXO G: INSPECCIÓN Y CAMBIO DE PARARRAYOS EN ALIMENTADOR LL-02.

LL-02.

FIGURA G.1: Cambio de pararrayos alimentador LL-02.



Elaboración: propia



Cambio de pararrayo de línea.



Cambio de pararrayo de línea.



Cambio de pararrayo de línea.



Medicion de PAT de Pararrayo.

Elaboración: propia



Instalación de pararrayos de línea.



Instalación de pararrayos en subestación.



Instalación de pararrayos de línea.



Instalación de pararrayos de línea.

Elaboración: propia