



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO

ESCUELA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



TESIS

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV
AZÁNGARO – ANTAUTA ANTE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS
UTILIZANDO ATPDRAW, PERIODO 2018-2022**

PRESENTADA POR:

FRANCISCO JAVIER RAMOS HUALLPA

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:

**MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA
CON MENCIÓN EN: GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE
SISTEMAS ELÉCTRICOS**

PUNO, PERÚ

2024



10% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- ▶ Bibliografía
- ▶ Texto citado
- ▶ Texto mencionado
- ▶ Coincidencias menores (menos de 12 palabras)

Fuentes principales

- 10% Fuentes de Internet
- 1% Publicaciones
- 3% Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alerta de integridad para revisión

- Texto oculto**
19 caracteres sospechosos en N.º de páginas
El texto es alterado para mezclarse con el fondo blanco del documento.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

JOSE MANUEL RAMOS CUTIPA
ING MECANICO ELECTRICISTA
CIP 78419





FRANCISCO JAVIER RAMOS HUALLPA

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV AZÁNGARO - ANTAUTA ANTE SOBRETENSIONES TRANSI...

 Universidad Nacional del Altiplano

Detalles del documento

Identificador de la entrega
trn:oid::8254:415560393

146 Páginas

Fecha de entrega
12 dic 2024, 4:09 p.m. GMT-5

31,014 Palabras

Fecha de descarga
12 dic 2024, 4:21 p.m. GMT-5

163,775 Caracteres

Nombre de archivo
EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV AZÁNGARO - ANTAUTA ANTE SOB....docx

Tamaño de archivo
28.0 MB



JOSE MANUEL RAMOS CUTIPA
ING MECANICO ELECTRICISTA
CIP 78419





UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
ESCUELA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA

TESIS

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV
AZÁNGARO – ANTAUTA ANTE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS
UTILIZANDO ATPDRAW, PERIODO 2018-2022**



PRESENTADA POR:

FRANCISCO JAVIER RAMOS HUALLPA

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:

**MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA
CON MENCIÓN EN: GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE
SISTEMAS ELÉCTRICOS**

APROBADA POR EL JURADO SIGUIENTE:

PRESIDENTE

.....
D.Sc. MATEO ALEJANDRO SALINAS MENA

PRIMER MIEMBRO

.....
M.Sc. ARMANDO TITO CRUZ CABRERA

SEGUNDO MIEMBRO

.....
M.Sc. OMAR LUIS NEIRA CUTIPA

ASESOR DE TESIS

.....
Mtro. JOSE MANUEL RAMOS CUTIPA

Puno, 15 de noviembre de 2024

ÁREA: Ciencias de la Ingeniería Mecánica Eléctrica.

TEMA: Evaluación del desempeño línea de transmisión 60 kv Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias utilizando ATPdraw periodo, 2018-2022.

LÍNEA: Mantenimiento de Sistemas Eléctricos.



DEDICATORIA

Dedico este trabajo de investigación a mis queridos padres, Pedro y Sila, quienes, con su amor incondicional, paciencia infinita y sacrificio constante, han sido una fuente de inspiración en cada paso de mi vida. Gracias a sus enseñanzas y al ejemplo que me han brindado, he aprendido valiosas lecciones que han moldeado mi carácter y mi visión del mundo. Siempre llevaré en mi corazón el orgullo de ser su hijo, y este logro es tanto mío como de ellos.

Quiero dedicar este logro a mi querida esposa, Ana Edid y mis hijos Abigail y Diego, quienes siempre creyeron en mí, mostrándome con su ejemplo lo que significa la verdadera superación y entrega. Gracias a ti, amor, he podido alcanzar esta meta, ya que en los momentos más difíciles de mi carrera siempre estuviste a mi lado, brindándome el apoyo y la motivación necesarios para seguir adelante. Tu orgullo por mí ha sido la fuerza que me impulsó a no rendirme, a luchar hasta el final. Este logro es tanto tuyo como mío, porque admiro profundamente tu fortaleza y todo lo que has hecho por mí. Por ti, por todo lo que eres y representas en mi vida, esta dedicación es con todo mi amor y gratitud.

Francisco Javier Ramos Huallpa.



AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer profundamente a Dios, quien ha sido mi faro y fuente inagotable de inspiración, protegiéndome y guiándome en cada paso de este camino. Su presencia constante me ha dado la fortaleza necesaria para superar los desafíos. Además, deseo expresar mi sincero agradecimiento al Ing. Danny Machaca Cuba, quien no solo me ofreció su sabio consejo, sino que también me brindó un apoyo incondicional en la concepción y desarrollo de este trabajo. Sin su orientación y respaldo, este logro no habría sido posible.

Quiero expresar mi gratitud a los distinguidos docentes, magísteres y doctores, del programa de Maestría en Gestión de Operación y Mantenimiento de Sistemas Eléctricos, de la Escuela de Posgrado. Su dedicación, conocimientos y enseñanzas han sido fundamentales en mi formación y en la realización de este proyecto.

Francisco Javier Ramos Huallpa.



ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
ÍNDICE GENERAL	iii
ÍNDICE DE TABLAS	v
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE ANEXOS	ix
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN	3

CAPÍTULO I

REVISIÓN DE LITERATURA

1.1	Marco teórico	4
1.1.1	Rayos	4
1.1.2	Sobretensiones en sistemas de alta tensión	4
1.1.3	Tipologías de impacto de un rayo	4
1.1.4	Modelo electrogeométrico	5
1.1.5	Métodos para limitar los sobrevoltajes de rayo	15
1.1.6	Modelos de línea de transmisión	15
1.1.7	Paquete de simulación ATP	23
1.1.8	El principio del 80/20	30
1.1.9	Modelo de Criticidad Semicuantitativo Criticidad Total por Riesgo (CTR)	30
1.2	Antecedentes	33
1.2.1	Internacionales	33
1.2.2	Nacionales	37

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1	Identificación del problema	40
2.2	Enunciados del problema	42
2.2.1	Problema general	42
2.2.2	Problemas específicos	42
2.3	Justificación	43

iii



2.4	Objetivos	43
2.4.1	Objetivo general	43
2.4.2	Objetivos específicos	43
2.5	Hipótesis	43
2.5.1	Hipótesis general	43
2.5.2	Hipótesis específicas	44
CAPÍTULO III		
MATERIALES Y MÉTODOS		
3.1	Lugar de estudio	45
3.2	Población	46
3.3	Muestra	46
3.4	Método de investigación	46
3.5	Descripción detallada de métodos por objetivos específicos	46
3.5.1	Descripción de variables analizadas en los objetivos específicos	46
3.5.2	Descripción detallada del uso de materiales, equipos, instrumentos, insumos, entre otros	48
3.5.3	Aplicación de prueba estadística inferencial	51
CAPÍTULO IV		
RESULTADOS Y DISCUSIÓN		
4.1	Resultados	52
4.1.1	Evaluación de la influencia del apantallamiento.	53
4.1.2	Evaluación de la influencia de las puestas a tierra.	61
4.1.3	Evaluación de la influencia de los descargadores de sobretensión.	75
4.2	Discusión de los resultados obtenidos.	77
	CONCLUSIONES	79
	RECOMENDACIONES	80
	BIBLIOGRAFÍA	81
	ANEXOS	86

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
1. Distribución de la intensidad máxima de corriente pico producida por descargas atmosféricas.	13
2. Cantidad de interrupciones del servicio en la línea de transmisión de 60 kV Azángaro-Antauta.	41
3. Cantidad de horas de interrupción del servicio en la línea de transmisión de 60 kV Azángaro-Antauta.	41
4. Características técnicas de la línea de transmisión L-6021 en 60 kV Azángaro – Antauta.	49
5. Blindaje de la línea	50
6. Cálculo de parámetros para evaluar la efectividad del sistema de apantallamiento de la línea de transmisión L-6021.	53
7. Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo PS de la línea de transmisión L-6021.	54
8. Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo PRH de la línea de transmisión L-6021.	55
9. Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo SA de la línea de transmisión L-6021.	55
10. Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo AF de la línea de transmisión L-6021.	56
11. Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo HTE de la línea de transmisión L-6021	56
12. Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo AT de la línea de transmisión L-6021	57
13. Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo RGV de la línea de transmisión L-6021	58
14. Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo T2+3 (terminal) de la línea de transmisión L-6021	58
15. Criticidad Total por Riesgo en Estructuras y Aisladores.	64
16. Aisladores con Flameo Inverso bajo Impacto de Rayos.	70
17. Simulación en ATPDraw del Desempeño de Descargadores de Sobretensión	75
18. Valores de la Resistencia de PAT líneas L-6021 en 60 kV Azángaro – Antauta	97



19.	Informe de Aisladores con contorno detectado	105
20.	Reporte de interrupciones de la línea L-6021.	107

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
1. Modelo geométrico para diseño de nivel aislamiento.	8
2. Distribuciones acumulativas de corrientes máximas de rayos	12
3. Línea de transmisión con parámetros distribuidos	15
4. Clasificación de Modelos de Línea para Transitorios Electromagnéticos.	16
5. Esquema equivalente del modelo PI.	17
6. Esquema equivalente del modelo PI en configuración cascada.	19
7. Modelo de línea con parámetros constantes distribuidos	20
8. Modelo de J. Martí en el dominio de la frecuencia.	23
9. Forma de la onda de impulso del rayo y elemento Heidler tipo 15.	25
10. Cuadro de diálogo Datos ATPDraw	25
11. Simulación de aislador utilizando SWITCHVC	29
12. Descargador de sobretensión en ATPDraw	29
13. Configuración de datos de operación	30
14. Matriz de Criticidad modelo CTR	33
15. Ubicación de la línea de transmisión en 60 kV Azángaro – Antauta.	45
16. Diagrama implementado en el software ATPDraw E:1-27	66
17. Diagrama implementado en el software ATPDraw E:28-56	67
18. Diagrama implementado en el software ATPDraw E:57-73	68
19. Diagrama implementado en el software ATPDraw E:74-90-341	69
20. Armado estructura tipo PS	87
21. Armado estructura tipo PRH.	88
22. Armado estructura tipo SA	89
23. Armado estructura tipo AF	90
24. Armado estructura tipo HTE	91
25. Armado estructura tipo AT	92
26. Armado estructura tipo RGV	93
27. Armado estructura tipo Terminal T2	94
28. Armado tipo PAT-1	95
29. Armado tipo PAT-2	96
30. Mapa cerámico estructuras 1 al 28	110
31. Mapa cerámico estructuras 28 al 60	111
32. Mapa cerámico estructuras 60 al 93	112



33.	Mapa cerámico estructuras 93 al 128	113
34.	Mapa cerámico estructuras 123 al 155	114
35.	Mapa cerámico estructuras 155 al 193	115
36.	Mapa cerámico estructuras 193 al 235	116
37.	Mapa cerámico estructuras 235 al 270	117
38.	Mapa cerámico estructuras 268 al 298	118
39.	Mapa cerámico estructuras 298 al 327	119
40.	Mapa cerámico estructuras 315 al 345	120
41.	Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 50% excede 31 kA	121
42.	Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 20% excede 53 kA	121
43.	Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 5% excede 90 kA	122
44.	Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 50% excede 31 kA, con PAT de 25 Ohmios	123
45.	Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 20% excede 53 kA, con PAT de 25 Ohmios	124
46.	Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 5% excede 90 kA, con PAT de 25 Ohmios	125
47.	Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 50% excede 31 kA, con PAT actual	126
48.	Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 20% excede 53 kA, con PAT actual	127
49.	Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 5% excede 90 kA, con PAT actual	128



ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
1. Matriz de Consistencia	86
2. Lámina de tipo de Armados y puestas a tierras de la línea de transmisión L-6021	87
3. Valores de la Resistencia de las puestas a tierras de la línea de transmisión L-6021	97
4. Reporte de interrupciones de la línea L-6021 periodos 2018-2022	107
5. Sobreposición de las estructuras de la línea L-6021 en el mapa de descargas atmosféricas de OSINERGMIN	110
6. Muestra de resultados de la simulación debido a impacto de rayo	121
7. Muestra de resultados de la simulación debido a impacto de rayo, con el escenario de valor de puesta a tierra de 25ohmios	123
8. Muestra de resultados de la simulación debido a impacto de rayo, con el escenario descargadores de sobretensión implementados.	126
9. Manual del equipo para descargas sobretensión modelo JSC “POLIMER – APPARAT” PA-SL-11172-0/2	129
10. Declaración jurada de autenticidad de tesis	131
11. Autorización para el depósito de tesis en el Repositorio Institucional	132



ACRÓNIMOS

ATP	: Alternative Transients Program
CFO	: Critical Flashover
CIGRE	: Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos
CNE	: Código Nacional de Electricidad
COES SINAC	: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
COV	: Tensión a Operación Continua
ELPU	: Electro Puno S.A.A.
IEC	: International Electrotechnical Commission
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
Im	: Intensidad máxima de fallo de apantallamiento
INDISL	: Indisponibilidad de Línea de Transmisión
OSINERGMIN	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
STI	: Sobretensión Impulsional
TFL	: Tasa de Fallas de Línea de Transmisión.
TOV	: Sobretensión Temporal
UNE-EN	: Una Norma Española - Norma Europea
Ur	: Tensión Nominal

RESUMEN

La investigación aborda el desempeño de la línea de transmisión Azángaro - Antauta de 60 kV frente a sobretensiones transitorias, proponiendo medidas para su optimización. El objetivo principal es determinar estrategias efectivas que mejoren el apantallamiento, la conexión a tierra y la mitigación de sobretensiones mediante descargadores. La investigación se enmarca en un enfoque cuantitativo y descriptivo no probabilístico. Se utilizó el modelo electrogeométrico para evaluar el apantallamiento, simulaciones en ATPDraw para analizar valores de puesta a tierra, y el análisis de Pareto, criticidad total de riesgo para optimizar la cantidad y ubicación de descargadores. Los resultados muestran que el modelo electrogeométrico permitió optimizar el ángulo de apantallamiento en estructuras críticas, mejorando valores como los de 82.79° a 15.63° en estructuras de soporte de anclaje de 59.87° a 16.25° , en el soporte de suspensión de 62.18° a 14.52° , en anclaje y cambio de suspensión de 29.60° a 9.85° en el terminal de línea 2. Las simulaciones en ATPDraw evidenciaron que los valores actuales de puesta a tierra son más favorables en comparación con los 25 ohmios estándar, logrando reducir un 92.77 % el daño a aisladores con rayos de 53 kA y un 14.15 % con rayos de 90 kA. Asimismo, la instalación de 147 descargadores estratégicamente ubicados optimizó el desempeño de la línea. Se concluye que las medidas implementadas redujeron en más del 80 % las interrupciones causadas por sobretensiones transitorias, garantizando una operación más confiable y eficiente de la línea de transmisión.

Palabras clave: Apantallamiento de la línea, descargadores de sobretensión, nivel isoceraunico, puesta a tierra, simulación de transitorios.

ABSTRACT

The research is focused on the performance of the Azángaro-Antauta 60 kV transmission line against transient overvoltages, which is proposed to be optimized. The main objective is to determine effective strategies to improve shielding, grounding, and surge mitigation through arresters. The research is framed in a quantitative and descriptive non-probabilistic approach. The electrogeometric model was used to evaluate the shielding, simulations in ATPDraw to analyze grounding values and the Pareto analysis, total risk criticality to optimize the quantity and location of surge arresters. The results show that the electrogeometric model allowed optimizing the shielding angle in critical structures, improving values such as from 82.79° to 15.63° in anchor support structures, from 59.87° to 16.25° in suspension supports, from 62.18° to 14.52° in anchor and suspension change from 29.60° to 9.85° in line terminal 2. Simulations in ATPDraw showed that the current grounding values are more favorable compared to the standard 25 ohms, achieving a 92.77 % reduction in damage to insulator with 53 kA lightning strikes and a 14.15 % reduction with 90 kA lightning strikes. Likewise, the installation of 147 strategically located arresters optimized the performance of the line. It is concluded that the measures implemented reduced by more than 80 % the interruptions caused by transient overvoltages, guaranteeing a more reliable and efficient operation of the transmission line.

Keywords: Grounding, Isokeraunic Level, Line Shielding, Surge Arresters, Transient Simulations.



Dr. Ing. Ruth A. Meza Duman
CIP. 90563

INTRODUCCIÓN

En la presente tesis trata del análisis y la evaluación del desempeño de la línea de transmisión Azángaro - Antauta de 60 kV frente a sobretensiones transitorias, utilizando el software ATPDraw, con el propósito de optimizar su rendimiento. El desarrollo de este estudio se centra en responder la siguiente pregunta:

¿Qué medidas deben implementarse en el análisis del desempeño de la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta frente a sobretensiones transitorias utilizando ATPDraw, en el periodo 2018-2022?

Para abordar esta cuestión, se recopilaron datos técnicos tanto históricos como actuales de la línea eléctrica, además del mapa cerámico del Perú proporcionado por Osinergmin. Estos datos fueron analizados e interpretados mediante los programas Excel y ATPDraw, obteniendo como resultados la intensidad máxima de fallas de protección, el ángulo óptimo de protección, la corriente crítica de fuga en el aislamiento, los valores adecuados de las puestas de tierra, el número y el correcto emplazamiento de los pararrayos, y los resultados del modelado mediante el uso del software. Estos resultados permiten una interpretación precisa y propuestas para mejorar el performance de la línea analizada, confirmando las hipótesis formuladas en este estudio.

CAPÍTULO I

REVISIÓN DE LITERATURA

1.1 Marco teórico

1.1.1 Rayos

De acuerdo con la teoría generalmente aceptada, las descargas atmosféricas tienen un papel fundamental en el esfuerzo de la naturaleza por conseguir un equilibrio dinámico entre la presencia de cargas eléctricas de la atmósfera superior y la superficie terrestre (Usnayo y Mamani, 2020) y (Mamani, 2018).

1.1.2 Sobretensiones en sistemas de alta tensión

Al diseñar una red, es importante calcular o estimar las sobretensiones a las que pueden estar expuestos los equipos. Estos voltajes se utilizan para escoger el nivel de aislamiento adecuado y el nivel de protección del dispositivo. El análisis de las sobretensiones sirve para (Martínez, 2008):

- Identificar el origen y la naturaleza de las sobretensiones para una correcta selección de los dispositivos utilizados.
- Determinar el estudio de la estadística de estas sobretensiones, lo cual sirve como base en la elección del nivel de aislamiento adecuado.

1.1.3 Tipologías de impacto de un rayo

El punto de impacto de una descarga atmosférica está influenciado por diversos factores, como los parámetros de la descarga, que incluyen la forma de onda y la amplitud, así como la geometría de la torre. Estos elementos en conjunto determinan dónde es más probable que ocurra el impacto. Habitualmente, la ubicación exacta se determina mediante un modelo electrogeométrico de la descarga, que permite prever cómo interactúan estos factores para identificar el punto de impacto más probable (Paucar, 2019).

1.1.4 Modelo electrogeométrico

Los métodos electrogeométricos permiten determinar la intensidad de corriente máxima que puede causar fallos en el apantallamiento. Este enfoque implica un análisis geométrico para establecer las distancias de los arcos que podrían generar interferencias en el blindaje, para lo cual se evalúa la configuración geométrica de cables instalados en las estructuras (Martínez, 2008).

A. Distancia crítica

La probabilidad de que un rayo impacte en una fase o en el cable de guarda dentro de un sistema eléctrico está estrechamente relacionada con la geometría del sistema. Factores como la altura y la posición relativa del conductor de protección en comparación con el conductor de fase juegan un papel crucial en determinar esta probabilidad. Estos aspectos geométricos influyen en la capacidad del sistema para desviar o atraer descargas atmosféricas, haciendo que ciertos puntos dentro de la estructura sean más vulnerables a los impactos directos de rayos. Por lo tanto, la disposición y configuración de los conductores de protección y de fase son elementos clave en la evaluación y diseño de sistemas de protección contra rayos. Se asume que alrededor de cada conductor existe una zona de atracción, donde es más probable que un rayo impacte si se encuentra dentro de una distancia crítica, que se incrementa con la corriente pico del rayo. En si la zona de atracción son puntos equidistantes de un círculo de radio equivalente a la distancia crítica, este radio depende de la corriente pico de descarga del cable de fase o guarda, a esta corriente se le suele denominar I_d . Este concepto, basado en el modelo electrogeométrico, es útil para proyectar los sistemas de protección con el objetivo de minimizar el riesgo de impactos directos de rayos y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico (Martínez, 2008).

B. Modelo Geométrico

Este se basa en el diagrama general que se muestra en la

Figura 1, el cual describe una línea trifásica aérea que utiliza dos cables de guarda. Si la distancia entre los cables de guarda es nula ($S_g = 0$), el análisis también es aplicable a líneas protegidas por un único cable de protección. En el diagrama, el arco se centra sobre el conductor de fase y el cable de protección, considerando el radio crítico r_c en ambos casos. El radio crítico r_c y la distancia r_g , que delimitan la zona de influencia terrestre, dependen directamente de la intensidad de descarga del rayo I_d . A medida que la intensidad del rayo aumenta, ambas distancias se expanden, ampliando el área de riesgo alrededor de la estructura. Esto subraya la necesidad de diseñar sistemas de protección que cubran estas zonas críticas para garantizar la seguridad frente a descargas atmosféricas. (Martínez, 2008).

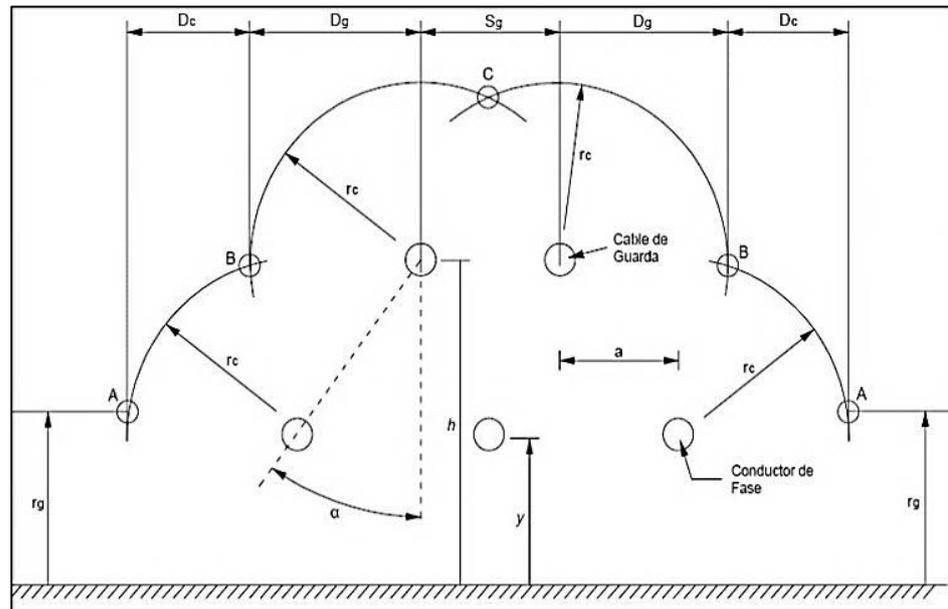
Las intersecciones entre los arcos centrados en los conductores de fase y la línea horizontal paralela al suelo, designadas como puntos A, son áreas donde una descarga atmosférica podría impactar directamente en los conductores de fase, lo que podría causar fallas graves sin un sistema de protección adecuado. Los puntos B, donde los arcos de los conductores de fase y los cables de guarda se cruzan, son zonas donde las descargas de menor intensidad pueden transferir su energía al cable de guarda, que la desvía hacia el sistema de puesta a tierra, protegiendo así los conductores de fase. El punto C, donde los arcos de los cables de guarda se interceptan, marca la zona donde las descargas que no alcanzan los conductores se dirigen hacia el suelo. Esta distribución de los impactos resalta la importancia de un diseño estratégico de protección para asegurar que cada componente de la línea de transmisión esté protegido frente a los diferentes escenarios de impacto de rayos (Martínez, 2008).

En la

Figura 1, se aprecia que cuando aumenta la intensidad del pico considerado, las distancias críticas r_c y r_g , también se incrementan, lo que provoca una reducción del arco AB. La intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m) es un concepto clave en el diseño y análisis de sistemas de protección contra descargas atmosféricas en líneas de transmisión. Se define como el nivel de intensidad de la descarga del rayo en el cual todas las distancias críticas de protección se alinean de manera que los puntos A y B, que representan las intersecciones críticas en el espacio entre los arcos centrados en los conductores de fase y los cables de guarda, coinciden en un único punto. Este punto de coincidencia marca el umbral a partir del cual el sistema de apantallamiento ya no puede garantizar la protección completa del conductor de fase, ya que, a partir de esa intensidad, cualquier descarga que exceda este valor inevitablemente se dirigirá hacia el cable de guarda o el suelo, evitando el impacto directo sobre el conductor de fase. En otras palabras, I_m es el valor crítico de la intensidad de descarga que determina la eficacia máxima del sistema de apantallamiento; por debajo de esta intensidad, el sistema es capaz de proteger el conductor de fase de manera efectiva, pero por encima de ella, la protección se desvía hacia otras partes del sistema. Su importancia radica en su papel como límite superior para la protección proporcionada por el apantallamiento. Conocer este valor es esencial para el diseño de sistemas de protección, ya que permite identificar los escenarios en los que el conductor de fase podría estar en riesgo de fallos por impacto directo. Esto subraya la necesidad de un diseño cuidadoso y preciso del sistema de apantallamiento, para asegurar que los puntos críticos se mantengan dentro de los márgenes de protección, minimizando así el riesgo de fallas catastróficas en la infraestructura eléctrica. Si la corriente de pico del rayo supera la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m) el rayo impactará en el cable de guarda o en la tierra, pero no en un sistema que esté completamente apantallado. Para magnitudes de corriente de descarga bajas, existe la posibilidad de que el impacto ocurra en el conductor de fase. (Martínez, 2008).

Figura 1

Modelo geométrico para diseño de nivel aislamiento



Nota. La gráfica muestra la definición de ángulos y distancias. Tomado de Martínez, J. (2008).

Tomando en cuenta solo la descarga vertical de un rayo con intensidad máxima I_d , las distancias D_c y D_g en el gráfico anterior representan las distancias de exposición del conductor de fase y del conductor de protección, respectivamente. De este modo, si un rayo impacta en la línea, la probabilidad de que golpee el cable de guarda es (Martínez, 2008):

$$P_{\text{cable-guarda}} = \frac{2D_g + S_g}{2D_c + 2D_g + S_g} = \frac{D_g + \frac{S_g}{2}}{D_c + D_g + \frac{S_g}{2}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 1})$$

De acuerdo con Martínez, (2008) la probabilidad para el conductor de fase es:

$$P_{\text{conductor}} = \frac{2D_c}{2D_c + 2D_g + S_g} = \frac{D_c}{D_c + D_g + \frac{S_g}{2}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 2})$$

Para una intensidad máxima fija I_d , la probabilidad o tasa de fallo de apantallamiento de una línea ($SFR(I_d)$), se define como el número de

descargas con un valor de I_d que impactarán en los cables de fase de esa línea a lo largo de un año (Martínez, 2008):

$$SFR(I_d) = 2N_g L D_c(I_d) f(I_d) \dots\dots\dots(\text{Ec. 3})$$

Donde:

- L : es la longitud (km).
- D_c : Es la distancia de exposición de un conductor de fase al rayo, calculada para una determinada intensidad I_d .
- $f(I_d)$: Probabilidad de que la descarga alcance una intensidad de pico I_d .
- N_g : Cantidad de rayos en la región (rayos/km² por año).
- El N_g se puede calcular a partir del nivel ceraúnico o del número de días de tormenta al año (T_d), utilizando:

$$N_g = 0.04 T_d^{1.25} \dots\dots\dots(\text{Ec. 4})$$

Según Martínez (2008), la tasa total de fallos de apantallamiento (SFR, Shielding Failure Rate) se refiere a la acumulación de todas las tasas de fallo de apantallamiento para una gama completa de intensidades de descarga de rayos. En otras palabras, es una medida integral que cuantifica la probabilidad total de que un sistema de apantallamiento falle en proteger los conductores de fase frente a descargas atmosféricas a lo largo de un período específico. Esta tasa se calcula sumando las probabilidades de fallo de apantallamiento para cada posible intensidad de rayo, desde las más bajas hasta las más altas, lo que proporciona una visión global del desempeño del sistema de apantallamiento bajo diversas condiciones de impacto de rayos. La SFR es un indicador crucial en la evaluación de la fiabilidad de los sistemas de protección, ya que permite a los ingenieros diseñar y ajustar los sistemas de apantallamiento para minimizar la probabilidad de fallos y asegurar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, se determina de acuerdo con:

$$SFR = \int_0^{\infty} SFR(I) dI \dots\dots\dots(\text{Ec. 5})$$

También de acuerdo con Martínez (2008), el límite inferior de integración se establece en 3 kA, ya que este es el valor mínimo de intensidad de descarga registrado por CIGRE. El límite superior se fija en la intensidad máxima del fallo de apantallamiento, dado que, a intensidades más elevadas, los rayos no impactan en el conductor de fase debido a que la distancia D_c es nula. Por lo tanto, la tasa general de fallos de apantallamiento es:

$$SFR = \int_3^{I_m} SFR(I) dI = 2N_g L \int_3^{I_m} D_c f(I) dI \dots\dots\dots(\text{Ec. 6})$$

La integral de la ecuación anterior indica la probabilidad de que un rayo que impacte en la línea golpee el conductor de fase. Al multiplicar esta probabilidad por la densidad de rayos en la zona (N_g) y la longitud de la línea (L), se obtiene el número de descargas que afectan a los conductores de fase en el transcurso de un año (Martínez, 2008).

De estos análisis se debe calcular la distancia de exposición para el cable de fase (D_c) y el cable de apantallamiento (D_g) (Martínez, 2008).

C. Intensidad máxima de fallo del apantallamiento

Como se mencionó anteriormente, la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m) es el valor en el que todas las distancias críticas convergen en un solo punto (Carrasco, 2020).

$$I_m = \left(\frac{r_{gm}}{8}\right)^{\frac{1}{0.65}}, \quad r_{gm} = \frac{(h+y)/2}{1-\gamma \cdot \text{sen}\alpha} \dots\dots\dots(\text{Ec. 7})$$

Donde:

- r_{gm} : Distancia crítica al suelo r_g para la intensidad máxima de apantallamiento I_m

D. Amplitud de la corriente de retorno en una descarga eléctrica atmosférica

Uno de los indicadores más cruciales y representativos en el estudio de las descargas eléctricas atmosféricas es la magnitud de la corriente máxima que un rayo puede alcanzar. Este parámetro no solo

determina la potencia destructiva del rayo, sino que también es fundamental para diseñar sistemas de protección eficaces. Anderson, en su influyente estudio de 1987, estableció que la corriente promedio de un rayo se sitúa en torno a los 31 kA. Este valor ha sido ampliamente adoptado como referencia estándar en el ámbito de la ingeniería eléctrica y la meteorología.

La magnitud de 31 kA representa un promedio, pero es crucial entender que los rayos pueden variar significativamente en intensidad. Anderson también subrayó la importancia de calcular la probabilidad de que un rayo exceda determinadas magnitudes de corriente, un aspecto clave para evaluar los riesgos asociados a descargas más intensas. Esta probabilidad, que se puede expresar matemáticamente mediante una fórmula específica, permite a los ingenieros anticipar y mitigar los efectos potencialmente catastróficos de rayos que superen la corriente promedio. Así, la fórmula no solo describe la distribución estadística de las corrientes de rayos, sino que también proporciona una herramienta esencial para diseñar sistemas de protección capaces de soportar los eventos más extremos, garantizando la seguridad y la fiabilidad de las infraestructuras eléctricas bajo condiciones atmosféricas adversas. (Mejía Villegas S.A., 2003):

$$P_{IR} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_R}{31}\right)^{2.6}} \dots\dots\dots(Ec. 8)$$

Donde:

- I_R : Corriente pico de una descarga atmosférica (kA)
- P_{IR} : Probabilidad de que la corriente pico de un rayo sea superada.

De acuerdo con la distribución de CIGRE, el 98 % de las corrientes pico son mayores de 4 kA, el 80 % sobrepasan los 20 kA, y el 5 % exceden los 90 kA (CIGRE Working Group C4.407, 2013).

De acuerdo con la distribución IEEE, la probabilidad de exceder se calcula utilizando la siguiente ecuación P(I) (CIGRE Working Group C4.407, 2013):

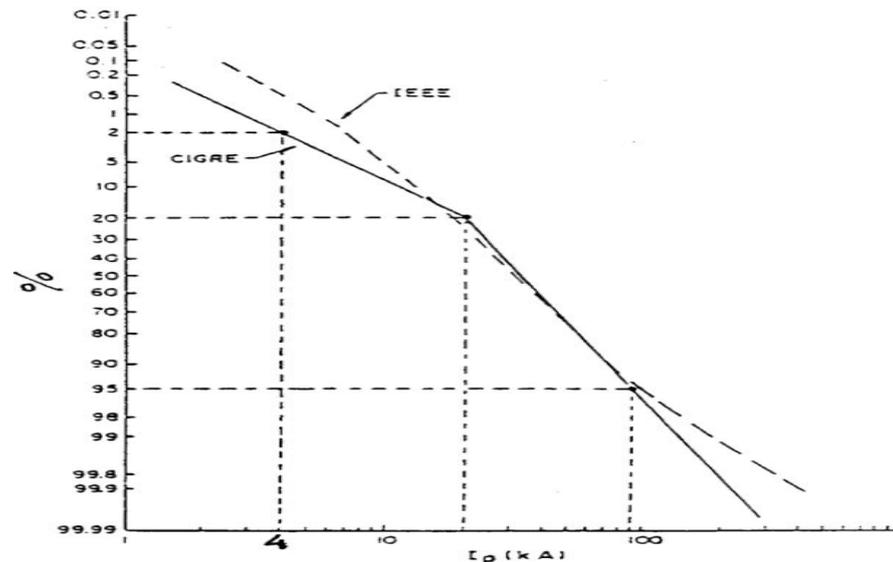
$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 9})$$

Donde:

- I: Intensidad máxima de la corriente en una descarga atmosférica (kA)
- P(I): Probabilidad de superar la corriente pico de un rayo.

Figura 2

Distribuciones acumulativas de corrientes máximas de rayos



Nota. Para calcular la probabilidad de que la corriente máxima de un rayo supere un valor específico en el eje horizontal, resta los valores porcentuales del eje vertical del 100 %. Este método se aplica a los primeros golpes negativos, según lo establecido por IEEE y CIGRE, y es usado en varios estándares de protección contra rayos, tomado de CIGRE Working Group C4.407 (1991).

De acuerdo CIGRE Working Group C4.407 (2013) el valor promedio de la corriente pico (50 %) es de 31 kA.

Según CIGRE Working Group C4.407 (2013) la distribución de picos de corriente para golpes subsecuentes, según lo adoptado por IEEE Std 1243-1997y IEEE Std 1410-2010, se expresa mediante P(I):

$$P(I) = \frac{1}{1+\left(\frac{I}{12}\right)^{2.7}} \dots\dots\dots(Ec. 10)$$

Donde:

- I: Intensidad máxima de la corriente en una descarga atmosférica (kA)
- P(I): Probabilidad de superar la corriente pico de un rayo.

Tabla 1

Distribución de la intensidad máxima de corriente pico producida por descargas atmosféricas

Primer Pico según IEEE		Posteriores Picos según IEEE	
P(I)	I (kA)	P(I)	I (kA)
99 %	5	91 %	5
95 %	10	62 %	10
76 %	20	20 %	20
22 %	50	2 %	50
20 %	53	1.8 %	53
15 %	60	1.3 %	60
7.8 %	80	0.59 %	80
4.5 %	100	0.33 %	100
0.78 %	200	0.05 %	200

Nota. Tomado de CIGRE Working Group C4.407 (2013).

E. Tipos de efectos que puede producir una descarga eléctrica atmosférica

La ubicación donde impacta un rayo está determinada por sus parámetros, como la forma de onda y la amplitud, así como por la geometría de la estructura. Este proceso de determinación generalmente

se realiza mediante un modelo electrogeométrico. A continuación, se describen tres tipos de efectos (Paucar, 2019):

E.1 Impacto a tierra

La descarga atmosférica puede impactar cerca de los conductores sin llegar a tocar ni el conductor de protección ni el conductor de fase, es decir, descargándose directamente en tierra. A pesar de que la descarga se conecte a tierra, esta puede inducir una sobretensión en el sistema debido al acoplamiento inductivo y capacitivo con los conductores cercanos. Esta interacción puede provocar perturbaciones en la línea, afectando el rendimiento y la estabilidad del sistema eléctrico, incluso cuando el rayo no impacta directamente en los conductores.

E.2 Impacto a conductor de guarda y/o estructuras

Si una descarga atmosférica incide sobre un cable o estructura protectora, entonces podemos afirmar que los cables de fase están completamente resguardados. Al mismo tiempo, no son raros los casos donde la descarga inversa (descarga superficial inversa) provoca fallas que pueden superar el valor CFO (Critical Flashover) de los aisladores y en un momento provocar fallas en la línea de tierra (Electroporcelana Gamma S.A., 2021).

E.3 Impacto a conductor de fase

Esto sucede cuando el cable no está protegido (el apantallamiento del conductor de protección no es bueno). Cuando un rayo impacta en un conductor de fase, la corriente generada se divide en dos partes, distribuyéndose a lo largo del conductor. Simultáneamente, las ondas de voltaje generadas por el impacto se propagan en ambas direcciones, recorriendo el sistema. Este fenómeno puede generar perturbaciones significativas en el sistema eléctrico, afectando la estabilidad y operación de los equipos conectados, ya que las ondas de voltaje pueden causar sobretensiones que deben ser adecuadamente gestionadas por los dispositivos de protección (Electroporcelana Gamma S.A., 2021).

1.1.5 Métodos para limitar los sobrevoltajes de rayo

Las metodologías más comunes para reducir las sobretensiones causadas por descargas atmosféricas son (Anexo 1.1.1. OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD, 2013), (Alvarado, 2021) y (Rodríguez, 2021):

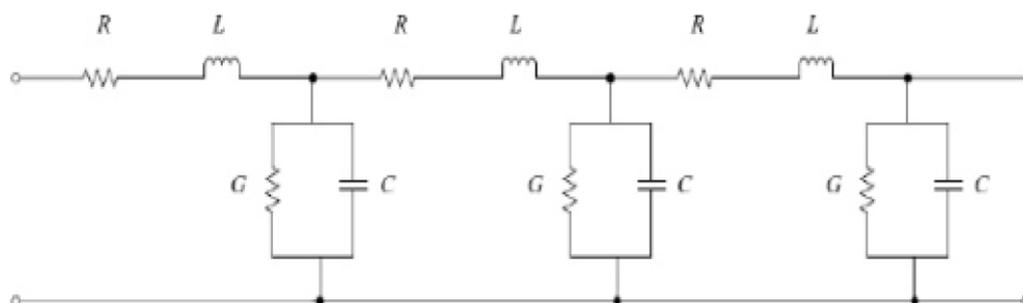
- Conductor de guarda
- Descargadores de sobretensión de óxido metálico
- Mejorar las puestas a tierra.

1.1.6 Modelos de línea de transmisión

Las líneas de transmisión de energía son componentes cruciales dentro del sistema eléctrico, ya que tienen la responsabilidad de transportar energía a través de diferentes condiciones climáticas, lo que las expone a una variedad de fallas, tanto internas como externas. Aunque en su operación normal suelen manejar una carga trifásica balanceada, la disposición de los conductores en estas líneas puede ser asimétrica o incluir transposiciones para mejorar el rendimiento y la distribución de las corrientes. Debido a su naturaleza y función, estas líneas se consideran como circuitos con constantes distribuidas, donde los parámetros eléctricos como la resistencia (R), inductancia (L), capacitancia (C) y conductancia (G) se distribuyen a lo largo de toda su extensión, afectando su comportamiento y rendimiento en la transmisión de energía (Morales, 2018).

Figura 3

Línea de transmisión con parámetros distribuidos



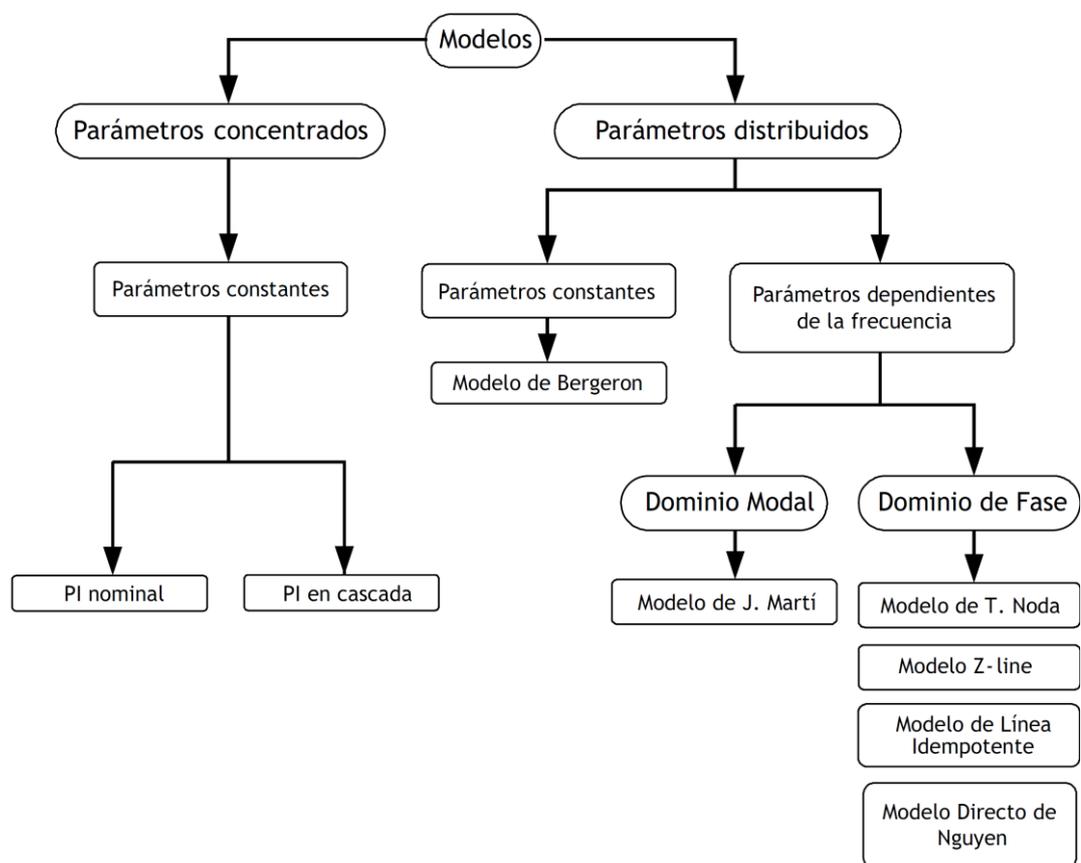
Nota: Modelo del método J Marti.

Según Restrepo et al. (2008) el análisis de los modelos de línea es fundamental para entender de manera más profunda el comportamiento de

fenómenos complejos como las sobretensiones transitorias, las sobretensiones por ignición y las que resultan de descargas atmosféricas. Estos modelos emplean matemáticas precisas y están diseñados para ser efectivos dentro de un rango específico de frecuencias, lo que los hace adecuados para simular y predecir cómo se comportarán estos fenómenos en diferentes escenarios. En la figura siguiente, se presenta una clasificación detallada de los modelos lineales que se utilizan para analizar procesos de transición electromagnética, destacando sus aplicaciones y limitaciones en función de las frecuencias involucradas.

Figura 4

Clasificación de Modelos de Línea para Transitorios Electromagnéticos.



Nota. La gráfica presenta modelos de líneas de transmisión utilizados para gestionar transitorios electromagnéticos.

A. Modelos de línea de parámetros concentrados

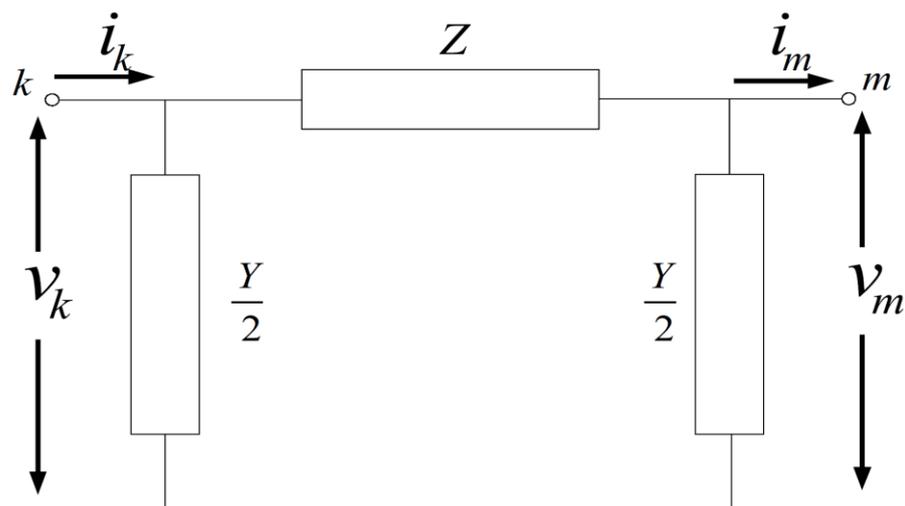
Las líneas eléctricas de alto voltaje se representan como modelos de línea con parámetros estándar utilizados para determinar los voltajes y corrientes del sistema en condiciones de estado estacionario o de cortocircuito (Morales, 2018).

A.1 Modelo PI nominal

Está definido por varias variables eléctricas, incluidas la resistencia en serie o en corriente continua, la inductancia en serie, la capacitancia y la conductancia en paralelo. La elección del modelo de línea eléctrica adecuado depende en gran medida del levantamiento topográfico que se realice y de la longitud de la línea en cuestión. Entre los modelos disponibles, el modelo lineal PI estable, que utiliza parámetros agrupados, es el más utilizado debido a su capacidad para representar con precisión el comportamiento eléctrico de la línea en diversas condiciones operativas (Morales, 2018).

Figura 5

Esquema equivalente del modelo PI



Nota. La figura ilustra el modelo PI para líneas de transmisión diseñado para analizar transitorios electromagnéticos. Este modelo es fundamental para comprender cómo las perturbaciones electromagnéticas afectan la estabilidad y el rendimiento del sistema eléctrico.

$$v_k = \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) v_m + Zi_m \dots\dots\dots(\text{Ec. 11})$$

$$i_k = Y\left(1 + \frac{ZY}{4}\right) v_m + \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) i_m \dots\dots\dots(\text{Ec. 12})$$

$$Z = l(R' + j\omega L') \dots\dots\dots(\text{Ec. 13})$$

$$\frac{Y}{2} = \frac{1}{2}(G' + j\omega C') \dots\dots\dots(\text{Ec. 14})$$

Donde:

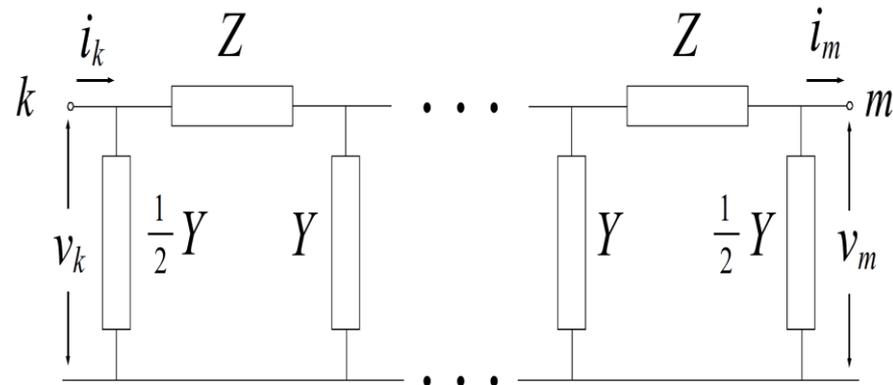
- v_k : Tensión en el nodo k
- i_k : Corriente en el nodo k
- v_m : Tensión en el nodo m
- i_m : Corriente en el nodo m
- R' : Resistencia por unidad de longitud (Ω / km)
- L' : Inductancia por unidad de longitud (H / km)
- C' : Capacitancia por unidad de longitud (F / km)
- G' : Conductancia por unidad de longitud (S / km)
- L : Longitud total de la línea (km)
- Z : Impedancia serie de la línea de transmisión
- Y : Admitancia en derivación de la línea de transmisión

A.2 Modelo PI en cascada

Está determinado por diversos factores eléctricos, como la resistencia en serie o en corriente continua, la inductancia en serie, la capacitancia y la conductancia en paralelo. La elección del modelo de línea eléctrica más adecuado depende en gran medida del levantamiento topográfico realizado y de la longitud específica de la línea en cuestión. Entre los diferentes modelos disponibles, el modelo lineal PI estable, que utiliza parámetros agrupados, es el más comúnmente utilizado debido a su efectividad en representar el comportamiento eléctrico de la línea bajo diversas condiciones operativas y su capacidad para simplificar el análisis en sistemas complejos (Morales, 2018).

Figura 6

Esquema equivalente del modelo PI en configuración cascada



Nota. La gráfica muestra el circuito equivalente usando el modelo de línea de transmisión en cascada para transitorios electromagnéticos que permiten analizar cómo las perturbaciones afectan las líneas eléctricas, ayudando a diseñar sistemas de protección y mejorar la estabilidad del sistema.

El número total de secciones nominales PI que representan la línea de transmisión considera la frecuencia del fenómeno transitorio principalmente. Por lo tanto, la longitud máxima del segmento de línea representado por cada sección nominal PI a la frecuencia máxima del estudio no debe exceder a lo calculado aplicando la ecuación siguiente (Restrepo et al., 2008):

$$S_{max} \leq \frac{a}{5f_{max}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 15})$$

$$a = \frac{1}{\sqrt{L'C'}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 16})$$

Donde:

- a :Velocidad de propagación de la onda viajera
- L' :Inductancia por unidad de longitud (H / km)
- C' :Capacitancia por unidad de longitud (F / km)

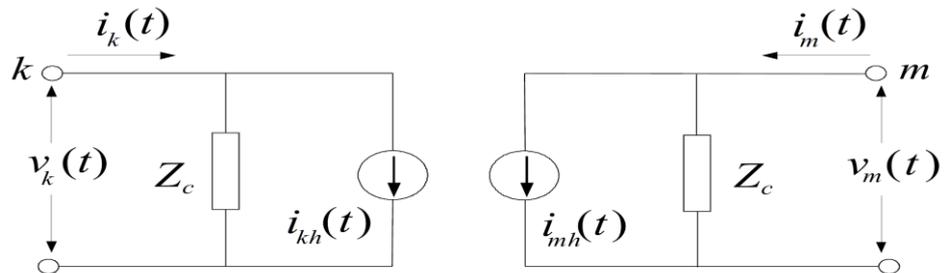
B. Modelo de línea con parámetros constantes distribuidos (Modelo de Bergeron)

Este modelo se fundamenta en el análisis de la propagación de ondas tanto del voltaje como la corriente en la línea, considerando que no existen pérdidas y parámetros distribuidos constantes L' y C' (Restrepo et

al., 2008). Sin embargo, presenta la desventaja de no considerar el fenómeno skin, tampoco el retorno a tierra y las pérdidas de transmisión (Morales, 2018).

Figura 7

Modelo de línea con parámetros constantes distribuidos



Nota. La gráfica muestra el circuito equivalente considerando parámetros constantes para el modelo, este modelo representa una línea de transmisión mediante un sistema de elementos infinitesimales distribuidos a lo largo de su longitud.

$$i_k(t) = \frac{1}{Z_c} v_k(t) + i_{kh}(t) \dots\dots\dots(\text{Ec. 17})$$

$$i_m(t) = \frac{1}{Z_c} v_m(t) + i_{mh}(t) \dots\dots\dots(\text{Ec. 18})$$

$$i_{kh}(t) = -\frac{1}{Z_c} v_m(t - \tau) - i_m(t - \tau) \dots\dots\dots(\text{Ec. 19})$$

$$i_{mh}(t) = -\frac{1}{Z_c} v_k(t - \tau) - i_k(t - \tau) \dots\dots\dots(\text{Ec. 20})$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{L'}{C'}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 21})$$

Donde:

- τ :Tiempo de desplazamiento de la onda viajera
- Z_c :Impedancia característica

En un sistema M-fásico, las líneas se descomponen utilizando la descomposición modal, lo que permite analizar cada modo como si fuera una línea monofásica independiente. Este proceso se lleva a cabo mediante el uso de matrices de transformación constante con componentes reales, lo que asegura resultados altamente precisos cuando se aplica a líneas balanceadas. Sin embargo, cuando se trata de líneas no balanceadas, la

efectividad del modelo disminuye significativamente. Esto se debe a que la premisa de que la matriz de transformación es constante no se mantiene en estos casos, ya que la matriz está sujeta a variaciones en función de la frecuencia, lo que complica el análisis y reduce la precisión de los resultados (Restrepo et al., 2008).

C. Modelo de línea con parámetros dependientes de la frecuencia

Se disponen de varios modelos de línea de transmisión, entre los cuales se incluyen los desarrollados por J. Martí, Taku Noda, el modelo Z-line, la Línea Idempotente, y el modelo Directo de Nguyen (Restrepo et al., 2008). Cada uno de estos modelos ofrece diferentes enfoques y técnicas para analizar el comportamiento de las líneas de transmisión bajo diversas condiciones, permitiendo un estudio detallado y preciso de fenómenos como los transitorios electromagnéticos y otros efectos que pueden afectar la estabilidad y el rendimiento de los sistemas eléctricos.

C.1 Modelo de J. Martí

Este modelo aproxima la impedancia característica y la constante de propagación a través de funciones racionales y una matriz de transformación constante, lo que permite convertir de manera efectiva los valores del dominio modal al dominio de fase. Su uso es muy extendido debido a su alta eficiencia y precisión en la mayoría de los casos de simulación y modelado de transitorios electromagnéticos. Además, es una herramienta fundamental en programas de análisis de transitorios, donde ha demostrado consistentemente ofrecer resultados confiables y precisos. Gracias a estas características, este modelo se ha consolidado como una opción preferida para ingenieros y especialistas en el campo, facilitando el estudio y la resolución de complejos fenómenos transitorios en sistemas eléctricos (Pintos et al., 2022). El método propuesto es especialmente valorado para prevenir problemas de estabilidad, se pueden aplicar en un amplio rango de frecuencias, las que pueden estar entre 0 Hz y 106 Hz, sin necesidad de intervención por parte del usuario (Jucup, 2018).

Las fórmulas en el dominio del tiempo son más complejas que las utilizadas en el dominio de la frecuencia; sin embargo, proporcionan una mayor flexibilidad y generalidad para el análisis exhaustivo de conductancias, elementos no lineales y otros fenómenos específicos. Este enfoque permite estudiar una gama más amplia de comportamientos en sistemas eléctricos. Además, utiliza una matriz de transformación constante y real para la descomposición fase a fase, lo que facilita el análisis, pero también presenta la desventaja de ofrecer una menor precisión en el caso de líneas desequilibradas. Esta limitación puede afectar la exactitud de los resultados cuando se trabaja con sistemas que no están perfectamente balanceados (Jucup, 2018).

Debido a la capacidad de distribución de pérdidas y la dependencia de la frecuencia de los parámetros, es recomendable construir ecuaciones lineales en el dominio de la frecuencia, lo que podemos apreciar a continuación (Jucup, 2018):

$$V_k(\omega) = Z_C(\omega)I_k(\omega) + E_{mh}(\omega) \dots\dots\dots(\text{Ec. 22})$$

$$V_m(\omega) = Z_C(\omega)I_m(\omega) + E_{kh}(\omega) \dots\dots\dots(\text{Ec. 23})$$

$$E_{mh} = A(\omega)F_{pk} = [V_k(\omega) + Z_C(\omega)I_k(\omega)]e^{-\gamma(\omega)l} \dots(\text{Ec. 24})$$

$$E_{kh} = A(\omega)F_{pm} = [V_m(\omega) + Z_C(\omega)I_m(\omega)]e^{-\gamma(\omega)l} \dots(\text{Ec. 25})$$

$$Z_C(\omega) = \sqrt{\frac{R'(\omega) + j\omega L'(\omega)}{G'(\omega) + j\omega C'(\omega)}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 26})$$

$$\gamma(\omega) = \sqrt{[R'(\omega) + j\omega L'(\omega)][G'(\omega) + j\omega C'(\omega)]} \dots\dots(\text{Ec. 27})$$

$$v_k(t) = Z_C * I_k(t) + [v_m(t) + Z_C * I_m(t)] * a(t) \dots(\text{Ec. 28})$$

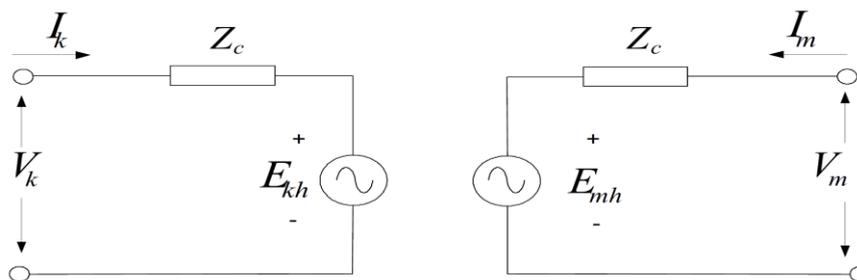
$$v_m(t) = Z_C * I_m(t) + [v_k(t) + Z_C * I_k(t)] * a(t) \dots(\text{Ec. 29})$$

Donde:

- k y m : son las fuentes historiales de voltaje en dichos nodos
- $Z_C(\omega)$: Impedancia característica
- $\gamma(\omega)$: Impedancia característica

Figura 8

Modelo de J. Martí en el dominio de la frecuencia



Nota. La figura muestra el modelo equivalente de J. Martí aplicado en el dominio de la frecuencia, representa una línea de transmisión mediante funciones racionales que aproximan la impedancia y constante de propagación, permitiendo un análisis preciso de transitorios electromagnéticos.

La evaluación numérica de la convolución, representada por el signo *, en el cálculo de la transición, es un proceso lento. Para acelerar este proceso, dado que γ y Z_c , son valores irracionales, es necesario incorporar factores en la convolución, como la impedancia característica Z_c y la función de difusión A. La síntesis mediante funciones racionales acelera la evaluación numérica de la convolución, utilizando técnicas de convolución recursiva en el dominio del tiempo. El método de aproximación, basado en el seguimiento asintótico de Bode, ajusta curvas con líneas rectas y pendientes de 20 dB/década, definiendo polos y ceros de una función racional. No obstante, el modelo de J. Martí presenta limitaciones en precisión a bajas frecuencias y en distancias cortas debido a imprecisiones en los cálculos (Restrepo et al., 2008).

1.1.7 Paquete de simulación ATP

El ATP, diseñado inicialmente para el cálculo de procesos transitorios en sistemas de energía, lleva a cabo simulaciones a través de tres pasos principales (Martínez, 2008). En primer lugar, se emplea ATPDraw para la creación y edición de los archivos de entrada, que son fundamentales para definir las condiciones y parámetros de la simulación. A continuación, TPBIG se encarga de modelar las líneas eléctricas, tanto en el dominio de la frecuencia como en el del tiempo, asegurando una representación precisa de las características del sistema. Por último, TOP actúa como un postprocesador gráfico, permitiendo una

visualización detallada y clara de los resultados obtenidos, lo que facilita el análisis y la interpretación de los fenómenos transitorios simulados.

A. Implementación de elementos en el ATPDraw

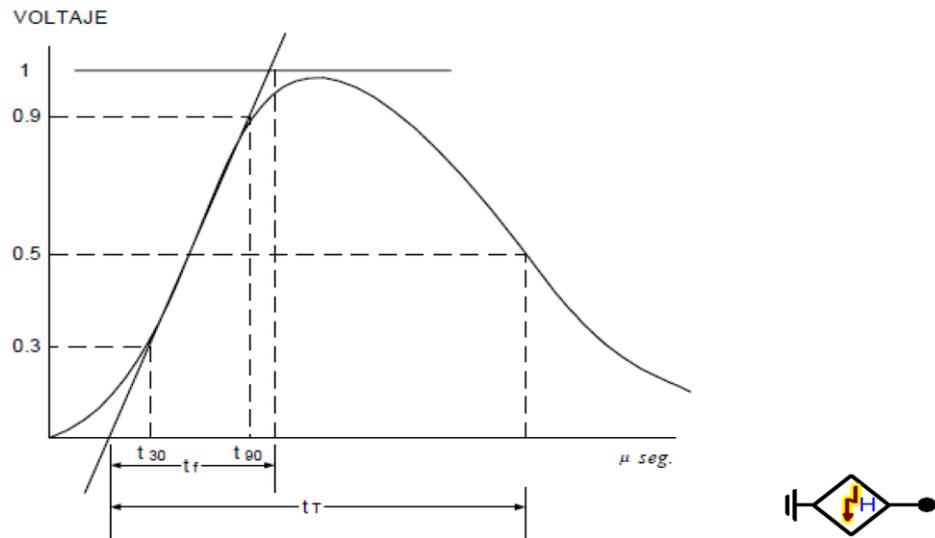
Para estimar la severidad de un rayo, es necesario utilizar un modelo adecuado para analizar los efectos de la corriente producida por el rayo, junto con un modelo detallado de la línea de transmisión que permita representar las torres, el suelo, los aisladores, el cable de fase y de protección. (Paucar, 2019)

A.1 Modelo de descarga atmosférica

Una descarga atmosférica se distingue por generar una onda de alta intensidad y corta duración. En este estudio, se ha modelado esta descarga utilizando una fuente de corriente, aprovechando las capacidades del software ATP, que ofrece una variedad de modelos de fuente específicamente diseñados para la simulación de transitorios. Para representar de manera precisa la corriente del rayo, se ha optado por una fuente de corriente Heidler clase 15, reconocida por su alta precisión en la corrección de la forma de la onda de corriente, conforme a lo establecido por la norma IEC 61-1. Esta elección asegura que la simulación refleje fielmente el comportamiento de la corriente del rayo, lo cual se ilustra en la figura que se muestra a continuación (Turrubiates, 2017).

Figura 9

Forma de la onda de impulso del rayo y elemento Heidler tipo 15



Nota. Estas curvas representan una simulación precisa de la corriente de un rayo. Este modelo captura la forma de onda del rayo con alta fidelidad, siguiendo los estándares internacionales, para analizar su impacto en sistemas eléctricos durante simulaciones de transitorios electromagnéticos, generada en ATPDraw.

A.2 Implementación de línea de transmisión

Høidalen et al. (2019), indica que el modelado de líneas de transmisión en ATPDraw se realiza mediante la herramienta "LCC" (LINE CONSTANTS), la cual describe la geometría del sistema y las constantes del material, que posteriormente son procesadas.

Figura 10

Cuadro de diálogo Datos ATPDraw

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0	0.7875	0.2138	2.9	28.8	20.81
2	2	0	0.7875	0.2138	-2.9	23	15.01
3	3	0	0.7875	0.2138	2.9	23	15.01
4	4	0.51	0.54	0.9	0	34.9	27.76

Nota. La figura muestra el cuadro de diálogo para parámetros de una línea de transmisión en ATPDraw de una línea trifásica y cable de guarda.

En el cuadro de dialogo “Ph.no” representa el número de fase, donde 0 indica un cable de apantallamiento eliminado por reducción de matriz. “Rin” es el radio interno del conductor, disponible solo si se ha seleccionado el efecto Skin, mientras que “Rout” es el radio externo del conductor. La resistencia del conductor, “Resis” se especifica en ohmios por unidad de longitud, y puede ser la resistencia en CC o en CA, dependiendo de si se considera el efecto Skin. “Horiz” es la distancia horizontal desde el centro del paquete hasta la línea de referencia, mientras que Vtower indica la altura vertical en la torre. “Separ” indica la distancia entre los conductores dentro de un haz, mientras que “Alpha” se refiere a la posición angular de un conductor en un paquete, medida en sentido antihorario desde la línea horizontal. “NB” representa el número de conductores en el haz, y Vmid corresponde a la altura del haz vertical en el punto medio del tramo. La altura promedio del conductor se calcula usando la ecuación $h = 2/3V_{mid} + 1/3V_{tower}$.

Cuando se considera la altura de los cables de fase y de protección en el centro de la abertura de la estructura; en el cual la posición relativa de estos con respecto al punto medio de la cuerda difiere de la ubicación de la estructura, en esta condición existen tres situaciones:

Para terrenos planos:

$$H = h_g - \frac{2}{3}f_g \dots\dots\dots\text{Ec. 30}$$

$$h_m = h_c - \frac{2}{3}f_c \dots\dots\dots\text{(Ec. 31)}$$

En terrenos ondulados:

$$H = h_g \dots\dots\dots\text{(Ec. 32)}$$

$$h_m = h_c \dots\dots\dots\text{(Ec. 33)}$$

En terrenos montañosos:

$$H = 2h_g \dots\dots\dots\text{(Ec. 34)}$$

$$h_m = 2h_c \dots\dots\dots\text{(Ec. 35)}$$

Donde:

- H: Altura del cable de guarda en el punto medio
- h_m : Altura del conductor de fase en el punto medio
- h_g : Altura equivalente del hilo o cable de guarda
- h_c : Altura equivalente del conductor
- f_g : Flecha del cable de guarda en el punto medio
- f_c : Flecha del conductor de fase en el punto medio.

A.3 Implementación de la estructura

Para el análisis de descargas atmosféricas, los polos se representan mediante impedancias conectado en serie con la impedancia de puesta a tierra para postes metálicos y, en el caso de postes de madera, las impedancias están conectadas en paralelo con la impedancia del cable de bajada hasta la respectiva puesta a tierra. En este trabajo, las impedancias de los polos se calculan a partir de la siguiente ecuación, donde sus parámetros dependen de características geométricas, donde los postes están representados por un cilindro, se utiliza este modelo en sistemas de distribución donde el nivel de aislamiento es bajo y el tipo de material no es el adecuado considerados en la formulación (Cabral, 2018).

$$Z = 60 \ln \left[2\sqrt{2} \left(\frac{H_c}{r_c} \right) \right] - 60 \text{ } [\Omega] \text{(Ec. 36)}$$

Dónde:

- Z: Impedancia del poste, en [Ohm].
- r_c : Radio de la base del poste, en [m].
- H_c : Altura promedio del poste, en [m].

A.4 Implementación de puestas a tierra

El valor máximo de la tensión en la torre está determinado en gran medida por la resistencia aparente del suelo durante la descarga, ya que las reflexiones que se producen desde la base de la torre pueden extenderse

mucho más que en las estructuras adyacentes. La influencia de la resistencia de tierra sobre el voltaje en la parte superior de la torre se evalúa considerando su respuesta en función de la corriente y el tiempo (Chuño, 2019). Según la norma IEC 60071-2, el tiempo de respuesta solo es relevante si los contrapesos están instalados a más de 30 metros de la base de la torre (Paucar, 2019). Sin embargo, el tiempo de respuesta a menudo se omite, y la impedancia se calcula en función de su dependencia de la corriente del rayo utilizando la siguiente ecuación (Turrubiates, 2017).

$$R_T = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 37})$$

$$I_g = \frac{1}{2\pi} * \frac{\rho E_0}{R_0^2} \dots\dots\dots(\text{Ec. 38})$$

Donde:

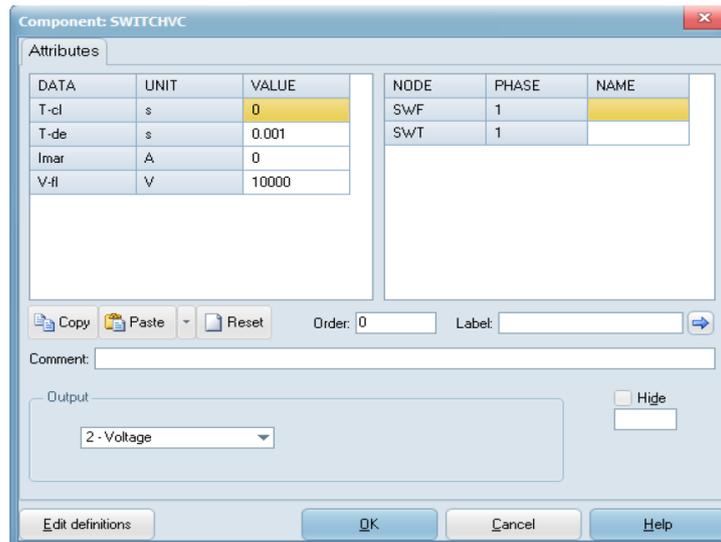
- R_0 : Resistencia medida a baja corriente y baja frecuencia, en ohms.
- I : Intensidad de corriente a través de la resistencia
- I_g : Corriente limitante para inicializar una ionización suficiente del suelo
- ρ : Resistividad del terreno, en ohm-m
- E_0 : Gradiente de ionización del suelo (entre 300 y 400 kV/m)

A.5 Implementación cadena de aisladores

Los aisladores se simulan mediante un interruptor controlado por voltaje. En ATPdraw se llama SWITCHVC. (Turrubiates, 2017).

Figura 11

Simulación de aislador utilizando SWITCHVC



A.6 Implementación de descargadores de sobretensión

Para el modelado del descargador de sobretensión en ATP, solo se necesitan los datos del catálogo del fabricante, ya que este dispositivo ya está incluido en ATP. Los datos de entrada, que se muestran en las figuras siguientes bajo el nombre "Type 92", son datos de corriente y tensión utilizados para modelar la curva característica de operación del pararrayos (Chuño, 2019).

Figura 12

Descargador de sobretensión en ATPDraw

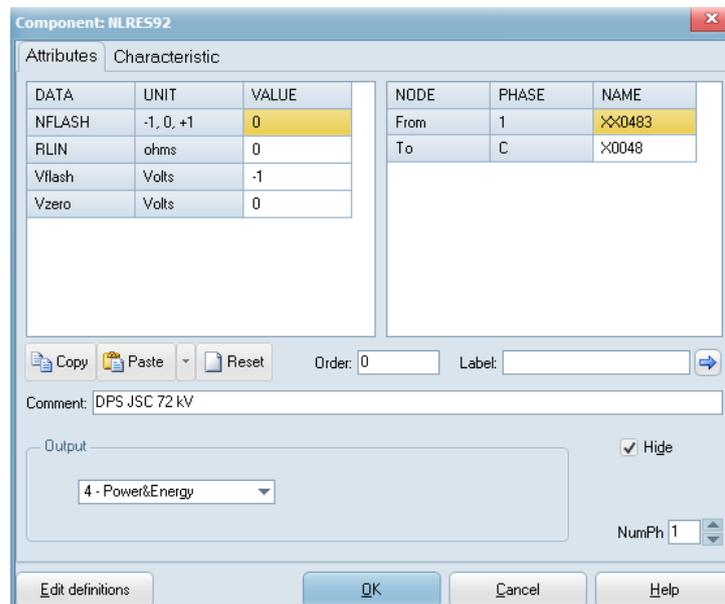
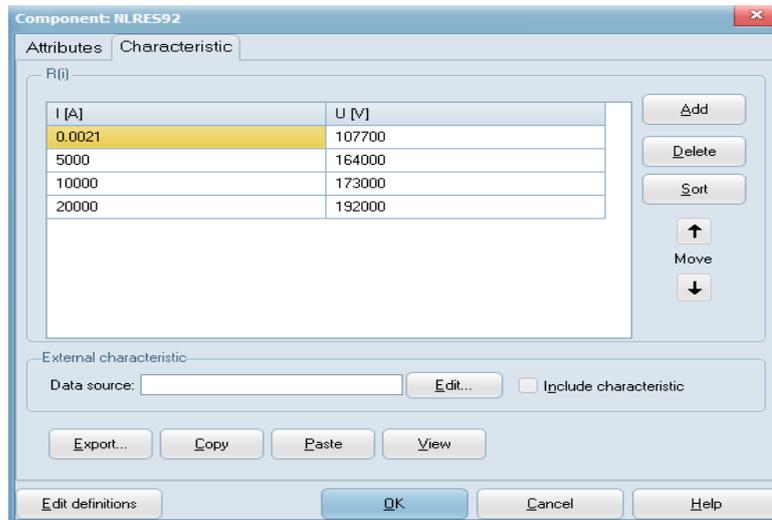


Figura 13

Configuración de datos de operación



1.1.8 El principio del 80/20

El principio establece que el 80 % de los resultados provienen del 20 % del esfuerzo, indicando que el 20 % de las causas produce el 80 % de los efectos, y que un 20 % del esfuerzo es responsable del 80 % de los logros (Libros para emprendedores, 2016).

1.1.9 Modelo de Criticidad Semicuantitativo Criticidad Total por Riesgo (CTR)

El modelo de Criticidad Total para el Riesgo (CTR) es un proceso analítico semicuantitativo, sencillo y práctico, basado en el concepto de riesgo, entendido como el producto de la frecuencia de fallas y su severidad (Parra & Crespo, 2020).

A continuación, se detallan las expresiones utilizadas para priorizar sistemas basados en el modelo CTR (Parra & Crespo, 2020):

$$CTR = FF * C \dots\dots\dots(Ec. 39)$$

Donde:

- CTR: Criticidad total por Riesgo
- FF: Frecuencia de fallos (rango de fallos en un tiempo determinado (fallos/año))

- C: Consecuencias de los eventos de fallos

Además, el valor de las consecuencias (C) se calcula utilizando la siguiente expresión (Parra & Crespo, 2020):

$$C = (IO * FO) + CM + SHA \dots\dots\dots(Ec. 40)$$

Donde:

- IO: Factor de impacto en la producción
- FO: Factor de flexibilidad operacional
- CM: Factor de costes de mantenimiento
- SHA: Factor de impacto en seguridad, higiene y ambiente

La ecuación final del modelo de priorización de CTR es (Parra & Crespo, 2020):

$$CTR = FF * ((IO * FO) + CM + SHA) \dots\dots\dots(Ec. 41)$$

Los factores ponderados para cada uno de los criterios evaluados en la expresión del riesgo se detallan a continuación (Parra & Crespo, 2020):

- Factor de Frecuencia de Fallos (FF) (escala 1 - 4)

4: Frecuente: mayor a 2 eventos al año

3: Promedio: 1 y 2 eventos al año

2: Bueno: entre 0,5 y un 1 evento al año

1: Excelente: menos de 0,5 eventos al año

- Factores de Consecuencias

Impacto Operacional (IO) (escala 1 - 10)

10: Pérdidas de producción superiores al 75 %

7: Pérdidas de producción entre el 50 % y el 74 %

5: Pérdidas de producción entre el 25 % y el 49 %

3: Pérdidas de producción entre el 10 % y el 24 %

1: Pérdidas de producción menor al 10 %

- Impacto por Flexibilidad Operacional (FO) (escala 1 - 4)

4: No se cuenta con unidades de reserva para cubrir la producción, tiempos de reparación y logística muy grandes

2: Se cuenta con unidades de reserva que logran cubrir de forma parcial el impacto de producción, tiempos de reparación y logística intermedios

1: Se cuenta con unidades de reserva en línea, tiempos de reparación y logística pequeños

- Impacto en Costes de Mantenimiento (CM) (escala 1 - 2)

2: Costes de reparación, materiales y mano de obra superiores a 20.000 dólares

1: Costes de reparación, materiales y mano de obra inferiores a 20.000 dólares

- Impacto en Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA) (escala 1 - 8)

8: Alto riesgo de pérdida de vidas humanas, daños graves a la salud de los empleados y/o un evento ambiental importante (desastre) que exceda los límites permisibles

6: Riesgo moderado de pérdida de vidas, daños significativos a la salud y/o daños ambientales difíciles de reparar

3: Riesgo mínimo de pérdida humana y de salud (reversible a corto plazo) y/o daño ambiental menor (maneable), fácil de cerrar y fugas frecuentes

1: No hay riesgo de daño para las personas, la salud o el medio ambiente

Estos factores permiten construir la matriz de criticidad para priorizar los sistemas (Parra & Crespo, 2020):

Área de sistemas No Críticos (NC)

Área de sistemas de Media Criticidad (MC)

Área de sistemas Críticos (C)

Figura 14

Matriz de Criticidad modelo CTR

FRECUENCIA	4	MC	MC	C	C	C
	3	MC	MC	MC	C	C
	2	NC	NC	MC	C	C
	1	NC	NC	NC	MC	C
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

Nota. Los Métodos de Análisis de Criticidad y Jerarquización de Activos son herramientas utilizadas para evaluar y priorizar activos en función de su importancia y el impacto de sus fallas, ayudando a enfocar recursos en los más críticos para optimizar la gestión y mantenimiento.

1.2 Antecedentes

1.2.1 Internacionales

Alzate (2021) determinó que las líneas de transmisión analizadas experimentan aproximadamente 9,6 descargas atmosféricas por kilómetro cada año. Con base en este hallazgo, recomendó que los estudios de coordinación de aislamiento incluyan un enfoque integral que considere los indicadores de fallas, la optimización del apantallamiento y una evaluación detallada de fallas causadas por rayos. Estas acciones son clave para establecer medidas de protección efectivas que reduzcan los riesgos y mejoren la fiabilidad del sistema de transmisión eléctrico

Coronel y Sinchi (2021) determinaron que la resistividad del terreno es un factor muy importante en el diseño de PAT. Aunque existen datos y mapas que ofrecen rangos generales de resistividad según el tipo de suelo, subrayan que es

crucial realizar mediciones precisas para garantizar la efectividad del sistema, ya que las condiciones específicas del suelo pueden tener un impacto significativo en su desempeño.

Flores (2021) realizó una investigación exhaustiva en la que validó que las fallas en las líneas de transmisión de 138, 230 y 500 kV fueron provocadas por rayos. Para llegar a esta conclusión, Flores analizó minuciosamente las formas de onda, las condiciones ambientales y los patrones de caracterización de las fallas. Estos análisis detallados permitieron no solo identificar la causa de las fallas, sino también aplicar esta información en simulaciones realizadas con el software ATPDraw. Estas simulaciones facilitaron el análisis y la clasificación automática de las fallas, utilizando un algoritmo de aprendizaje supervisado basado en el clasificador de vecinos más cercanos (k-nn). Este enfoque permitió una mayor precisión en la identificación de las causas raíz de las fallas, mejorando la capacidad de respuesta ante futuros incidentes similares.

Juárez (2021) modeló una línea de transmisión de 115 kV, para lo cual utilizó el software ATPDraw, encontró que el nivel de tensión temporal debido a descargas atmosféricas puede alcanzar los 8 mega voltios en menos de 1 milisegundo cuando el sistema está en vacío y sin pararrayos. Como resultado, sugirió implementar cadenas de aisladores con 12 unidades, para cada fase, esto en sistemas que operan sobre los 3000 m.s.n.m. con el objetivo de mitigar estos efectos.

Mariño et al. (2021) llevaron a cabo una modelización de una línea de transmisión en ATPDraw para investigar cómo la resistencia del suelo afecta la relación de flash inverso (BFR). Sus hallazgos indicaron que, a medida que se reduce la resistencia del suelo, la relación de flash inverso también disminuye, lo que sugiere una mejora en la protección de la línea. Sin embargo, su investigación también reveló un límite crítico en la resistencia, más allá del cual la tasa de fallas ya no puede reducirse. Este punto marca una barrera en la optimización de la resistencia del suelo, donde las mejoras adicionales dejan de ser efectivas para reducir las fallas.

Otero et al. (2021) analizaron cómo la ubicación y la resistividad del terreno influyen en el desempeño de los sistemas de aterramiento. Utilizando el

método de elementos finitos, lograron predecir los efectos de estos factores en la red, identificando fenómenos como las sobretensiones y los niveles máximos de tensión del suelo que pueden superar la resistividad de la capa en la que se encuentra la red. Estos resultados resaltan el grado de considerar tanto la ubicación geográfica como las características del suelo al diseñar y evaluar la eficacia de los sistemas de puesta a tierra.

Prado (2021) modeló estructuras de transmisión de 138, 230 y 500 kV en ATP y determinó que los elementos de las líneas de transmisión conectados al cable de protección experimentan más transitorios, especialmente en circuitos aislados, debido a las conexiones a la torre y al suelo. Destacó la importancia de evaluar las corrientes que soportan los cables de puesta a tierra, ya que son las que experimentan los mayores picos temporales debido a los rayos.

Rojas et al. (2021) analizaron métodos para calcular tensiones inducidas, considerando la resistividad del suelo, concluyeron que estos son significativamente más precisos para estimar los picos de tensión generados por descargas atmosféricas cercanas. A través de su investigación, identificaron que las variables clave para prever estos picos de tensión incluyen la resistividad del suelo, altura de estructura, distancia de impacto y la magnitud de intensidad de corriente del rayo. Además, destacaron que, aunque las tensiones inducidas no superen el CFV de diseño, la presencia de suciedad y contaminación en los aisladores puede disminuir el umbral de CFV alrededor de 50 %, lo que incrementa considerablemente el riesgo de falla. Por lo que destacan la importancia de considerar factores ambientales y de mantenimiento.

Castillo (2019) realizó un exhaustivo estudio sobre siete líneas de transmisión de 400 kV, llegando a la conclusión de que las modificaciones mecánicas en el ángulo de blindaje, ya sea mediante el ajuste de la forma de la cadena de aisladores en las fases que esta situadas en los extremos o alterando las cúpulas de los cables de guarda, no ofrecen una mejora significativa, ya que los resultados obtenidos son prácticamente iguales a los del escenario actual. A pesar de esto, su investigación reveló que la mejora en la puesta a tierra resulta ser una estrategia mucho más efectiva para mitigar los efectos adversos de los rayos,

como el flameo de aisladores, reduciendo así las consecuencias negativas en el sistema de transmisión.

Haro (2019), estudio sobre una línea de 138 kV, aplicó tanto criterios determinísticos como probabilísticos para analizar el comportamiento del sistema frente a fallas, y realizó simulaciones en ATP para evaluar el blindaje, la coordinación de aislamiento y la efectividad de la puesta a tierra. A partir de estos análisis, Haro confirmó que las fallas en la línea eran provocadas por descargas atmosféricas, específicamente por rayos. Para mitigar estos efectos adversos, propuso varias medidas clave: mejorar la resistencia de aterramiento de las estructuras, incrementar el número de aisladores, y la instalación de pararrayos en las fases de la línea de transmisión. Estas recomendaciones buscan reforzar la protección de la línea y minimizar el riesgo de interrupciones causadas por fenómenos atmosféricos.

Paucar (2019) en su estudio sobre una línea de 500 kV, encontró que, tras simulaciones en MATLAB y ATP, 21 aisladores por circuito resultaron en un riesgo de 0,8917 averías/100 km y un riesgo de rotura de 0,0109 a 2500 m.s.n.m. Con una cadena de 24 aisladores, es posible reducir la tasa de fallos por sobretensiones atmosféricas por debajo del máximo permitido. Sin embargo, dado que el aislamiento de una línea no depende de un único tipo de sobretensión, es importante garantizar el dimensionamiento adecuado mediante estudios adicionales de sobretensión inducida por la conexión.

Jucup (2018) analizó una línea de 69 kV, concluyó que para mitigar las sobretensiones mediante el uso de pararrayos es asegurando su instalación en las tres fases de la línea. Cualquier fase que carezca de este dispositivo estaría expuesta a sobretensiones que podrían provocar el flameo de los aisladores. Durante sus simulaciones en ATPDraw, Jucup modeló un transitorio de tensión del orden de 80 kA y observó que esta no causó flameo, lo que validó la eficacia de los pararrayos cuando están correctamente instalados. Además, determinó que, en la línea investigada, las sobretensiones de frente rápido pueden alcanzar intensidades de al menos 40 kA, y cuando se supera este umbral, se produce el fenómeno de flameo inverso en los aisladores, lo que subraya la importancia de una protección adecuada.

Morales (2018) llevó a cabo una simulación detallada de una línea de transmisión en ATP/DRAW con el objetivo de prever descargas atmosféricas y otros fenómenos eléctricos que puedan afectar el sistema. A través de su investigación, concluyó que las transiciones electromagnéticas en los sistemas de energía son un fenómeno constante, influenciado por diversos factores como cambios en la topología de la red, caídas de rayos, actualizaciones del sistema y la adición de nuevas líneas. Morales destacó la crucial importancia de realizar estudios y simulaciones de transitorios electromagnéticos, ya que estos permiten comprender en profundidad el comportamiento de los sistemas eléctricos y, lo que es más importante, ayudan a mitigar posibles daños graves a los equipos, asegurando así la continuidad y fiabilidad del servicio eléctrico.

Polo et al. (2017) realizaron un estudio detallado de una línea de transmisión de 230 kV y concluyeron que cuando las resistencias de puesta a tierra superan los 20Ω y las descargas atmosféricas sobrepasan los 20 kA, se producen sobretensiones que superan la capacidad de aislamiento de la línea. Estas condiciones desfavorables provocan la aparición de arcos o flameos entre el conductor de fase y la torre, lo que ocasiona interrupciones importantes en el servicio eléctrico de la línea de transmisión. Los resultados de este estudio resaltan la importancia de mantener las resistencias de puesta a tierra en niveles óptimos e implementar medidas de protección eficaces para evitar fallas y garantizar la continuidad del servicio.

1.2.2 Nacionales

León (2021) llevó a cabo un análisis detallado sobre una línea de transmisión de 500 kV, llegando a la conclusión de que medir resistencias de aterramientos inferiores a 25 ohmios mejoran significativamente el desempeño frente a perturbaciones eléctricas. Además, León subrayó la importancia crítica de considerar la corrosión que produce deterioros en la conexión de los componentes del Sistema de aterramiento durante la medición de la resistencia. Ignorarlos podría llevar a resultados inexactos, comprometiendo la fiabilidad y seguridad del sistema. Este hallazgo enfatiza la necesidad de realizar evaluaciones cuidadosas y regulares del estado de los componentes del sistema para asegurar su óptimo funcionamiento.

Mamani (2020) llevó a cabo una investigación detallada en una línea eléctrica de 138 kV, utilizando información geométrica clave como la altura de la estructura, la altura del conductor de fase crítica con respecto al suelo y la distancia entre el eje de la estructura y el conductor. A través de este análisis, Mamani concluyó que el solapamiento del blindaje de la línea es de 1,14 metros. Este solapamiento resulta en la superposición del radio de blindaje del conductor de protección con el efecto suelo, lo que indica que la línea está efectivamente blindada y protegida contra posibles interferencias externas. Estos hallazgos subrayan la importancia de considerar cuidadosamente las dimensiones geométricas en el diseño y evaluación de la efectividad del blindaje de las líneas de transmisión.

Oscanoa (2020) en su estudio de la línea de 69kV utilizando datos GIS del software Osinergmin y ATPDraw, luego de procesar los datos concluyeron que mejoran la velocidad del rayo al utilizar pararrayos instalados en la estructura con una alta velocidad de flash de $> 0,075$ emisiones/km/año, lo que reduce el vértigo provocado por emisiones terrestres en 4,81 emisiones/100 km/año.

Usnayo & Mamani (2020), en su estudio sobre una línea de 60 kV, identificaron el plan más efectivo para un sistema de puesta a tierra, que consistía en la instalación de cuatro picas ubicadas en cada base del soporte estructural, complementadas con el uso de aditivos químicos como. Este enfoque permitió alcanzar una resistencia de puesta a tierra que cumple con los requisitos del Código Eléctrico Nacional (25 ohmios) y las normas IEEE-80. Además, los investigadores destacaron la importancia de la resistividad del terreno para la efectividad del aterramiento, señalando que la humedad y la temperatura son factores que influyen significativamente. Asimismo, la utilización de tierra negra de campo y el tratamiento del terreno circundante con bentonita, cloruro de sodio y sulfatos de cobre demostraron ser efectivos para reducir la resistencia óhmica y aumentar la conductividad del suelo, mejorando así el desempeño del sistema de puesta a tierra.

Chuño (2019) en su estudio sobre la línea eléctrica L1005 Quencoro - Tintaya, concluyó que al modelar la línea utilizando el software ATPDraw y aplicar protección con revestimiento de ZnO, se logra una mejora significativa en



el desempeño de la protección contra rayos. Este enfoque no solo optimiza la protección de la línea, sino que también contribuye a aumentar la confiabilidad general del sistema de transmisión, reduciendo la probabilidad de fallas debido a descargas atmosféricas.

Gallegos (2019) en su investigación sobre la línea de 60 kV Valle del Mantaro, concluyó que los aisladores, el cable de protección y la puesta a tierra desempeñan un papel crucial en la reducción de sobretensiones transitorias. Además, destacó la importancia de que el sistema de aislamiento cumpla con los estándares establecidos en la norma IEC 71-1 de 1993, subrayando que el cumplimiento de estas normativas es fundamental para garantizar la protección y la eficiencia del sistema de transmisión.

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 Identificación del problema

El análisis de las interrupciones en el suministro eléctrico en Perú entre 2018 y 2022 pone de manifiesto la significativa vulnerabilidad de las líneas de transmisión a fenómenos naturales, que constituyen la principal causa de fallas en el sistema. Según datos de la CIER, el 48,6 % de las interrupciones forzadas se debieron a fenómenos naturales, lo que destaca la exposición de la infraestructura eléctrica a condiciones climáticas extremas, como descargas atmosféricas, vientos fuertes y nevadas.

En el caso de Electro Puno S.A.A., que gestiona siete líneas de transmisión de 60 kV, la situación refleja esta tendencia nacional, pero con particularidades que merecen atención. La empresa suministra energía a un 37,71 % de usuarios regulados y a un cliente industrial, Cemento Sur. De las seis líneas que atienden a clientes regulados, las interrupciones se han visto marcadamente influenciadas por fallas externas (48,59 %), pero es especialmente notable que las descargas atmosféricas constituyen la subcausa más relevante dentro de los fenómenos naturales, representando un 76,41 % de las interrupciones en esta categoría.

La línea L-6021 Azángaro-Antauta es un caso destacado, siendo la segunda más afectada por sobretensiones transitorias debido a descargas atmosféricas, que han causado el 24.56 % de las interrupciones por este fenómeno. Este dato es crucial, ya que indica una alta incidencia de fallas en esta línea, particularmente durante la temporada de lluvias, cuando las condiciones atmosféricas adversas son más frecuentes.

La alta incidencia de fallas debido a fenómenos naturales, y específicamente a descargas atmosféricas, subraya la necesidad de implementar medidas de protección más robustas para las líneas de transmisión. En el caso de la línea L-6021 Azángaro-Antauta, y otras líneas afectadas, sería esencial considerar la instalación de pararrayos adicionales, mejorar la resistencia de los aisladores y optimizar los sistemas de puesta a tierra. Estas medidas no solo reducirían la frecuencia de las interrupciones, sino que también minimizarían los daños a los equipos, prolongando su vida útil y asegurando una mayor fiabilidad del suministro eléctrico.

Además, este análisis sugiere que el diseño y mantenimiento de las infraestructuras eléctricas en regiones propensas a fenómenos climáticos extremos deben ser revisados y actualizados continuamente, para adaptarse a las condiciones cambiantes y mitigar las consecuencias de estos eventos. Implementar tecnologías avanzadas de monitoreo y predicción meteorológica podría también ayudar a anticipar y gestionar las posibles fallas antes de que se produzcan, garantizando así un suministro eléctrico más estable y seguro para los usuarios.

Tabla 2

Cantidad de interrupciones del servicio en la línea de transmisión de 60 kV Azángaro-Antauta

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
2018	4	2	1	1	1	1	2	3	2	6	4	0	27
2019	0	1	0	0	1	0	1	1	0	2	10	4	20
2020	1	3	1	1	1	0	0	0	1	1	1	4	14
2021	5	7	2	0	1	0	0	0	0	3	2	3	23
2022	1	4	2	0	0	2	1	0	1	0	2	2	15

Nota. Corresponde a las interrupciones entre los años 2018 y 2022, faltas menores a 3 minutos por mes.

Tabla 3

Cantidad de horas de interrupción del servicio en la línea de transmisión de 60 kV Azángaro-Antauta

Año	DA	Viento	Nieve	Árbol	MM	Otros	Total
2018	19	5	2	1	0	0	23
2019	14	2	4	0	0	0	65
2020	13	0	0	0	0	1	14
2021	17	0	6	0	0	0	9
2022	7	3	5	1	0	0	15
Total 2018-2022	70	10	17	1	0	1	99
% Total 2018-2022	70.71 %	10.10 %	17.17 %	1.01 %	0.00 %	1.01 %	100 %

Nota. Corresponde a las interrupciones entre los años 2018 y 2022, faltas menores a 3 minutos por mes por causas reales.

A partir de las tablas 1 y 2, se observa que es necesario evaluar la frecuencia de interrupciones del servicio eléctrico, ya que si cada evento superara los tres (3) minutos,

los indicadores de rendimiento excederían en mayor medida los límites de tolerancia establecidos por el procedimiento (OSINERGMIN N° 091-2006-OS/CD, 2006) y su modificatoria (OSINERGMIN No 175-2012-OS/CD, 2012). Además, la tabla 2 muestra que el origen principal de las interrupciones del servicio eléctrico son las descargas atmosféricas, que se intensifican durante la temporada de lluvias (diciembre a mayo), como se refleja en la tabla 1. Por lo tanto, la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta carece de la protección adecuada para reducir las interrupciones del servicio causadas por impactos de descargas atmosféricas, tales como un blindaje de línea adecuado, un sistema de puesta a tierra con valores recomendados, y la instalación de descargadores de sobretensión. Por consiguiente, es fundamental evaluar el desempeño de la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias, con el fin de mejorar la calidad del suministro eléctrico en el sistema de Antauta, incluyendo las interrupciones menores a 3 minutos.

2.2 Enunciados del problema

2.2.1 Problema general

- ¿Cuáles son las medidas más efectivas para evaluar y mejorar el desempeño de la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias, utilizando ATPDraw, durante el período 2018-2022?

2.2.2 Problemas específicos

- ¿Cómo afecta el apantallamiento al desempeño de la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta frente a sobretensiones transitorias, según el análisis realizado con ATPDraw?
- ¿De qué manera influyen los valores de puesta a tierra en la protección de la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias, utilizando ATPDraw?
- ¿Cuál es el impacto de los descargadores de sobretensión en la mitigación de las sobretensiones transitorias en la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta, según el modelado en ATPDraw?

2.3 Justificación

Considerando la cantidad de cortes de energía y la demanda que brinda esta línea de transmisión, es necesario evaluar el desempeño de la línea de transmisión Azángaro-Antautta de 60 kV ante sobretensiones transitorias utilizando ATPDraw. Evaluación que nos permitirá obtener alternativas para reducir las sobretensiones transitorias y mejorar la calidad del suministro de energía del sistema eléctrico de Antauta y con ello el desempeño de las líneas de transmisión, sin exceder las tolerancias establecidas en OSINERGMIN

2.4 Objetivos

2.4.1 Objetivo general

- Determinar las medidas más efectivas para evaluar y mejorar el desempeño de la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias, utilizando ATPDraw, durante el período 2018-2022.

2.4.2 Objetivos específicos

- Analizar el impacto del apantallamiento en el desempeño de la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta frente a sobretensiones transitorias, mediante el uso de ATPDraw.
- Evaluar la influencia de los valores de puesta a tierra en la protección de la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias, utilizando ATPDraw.
- Determinar el efecto de los descargadores de sobretensión en la mitigación de las sobretensiones transitorias en la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta, a través del modelado en ATPDraw.

2.5 Hipótesis

2.5.1 Hipótesis general

- La implementación de medidas específicas, evaluadas mediante ATPDraw, mejorará significativamente el desempeño de la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias durante el período 2018-2022.

2.5.2 Hipótesis específicas

- El apantallamiento adecuado en la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta reducirá significativamente las sobretensiones transitorias, según los análisis realizados con ATPDraw.
- Los valores óptimos de puesta a tierra influirán positivamente en la protección de la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias, demostrando una mejora en el desempeño a través de ATPDraw.
- La instalación de descargadores de sobretensión reducirá efectivamente el impacto de las sobretensiones transitorias en la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta, como lo evidencia el modelado en ATPDraw.

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 Lugar de estudio

La ubicación de la línea de transmisión en 60 kV Azángaro – Antauta, está en las provincias de Azángaro y Melgar:

- Punto de inicio:

SET Azángaro, UTM: 370413.00 m E, 8350843.00 m S

- Punto final:

SET de Antauta, UTM: 359711.00 m E, 8418677.00 m S

- La línea tiene un perfil de altura máxima de 4298 m.s.n.m., teniendo la línea un promedio de altura de 3983 m.s.n.m.

Figura 15

Ubicación de la línea de transmisión en 60 kV Azángaro – Antauta



Nota. Tomado de (COES SINAC, 2024).

3.2 Población

En este proyecto de investigación la población corresponde a los sistemas de transmisión de las Empresas Distribuidoras del Perú

3.3 Muestra

Línea de transmisión 60 kV Azángaro – Antauta.

3.4 Método de investigación

El muestreo resultante es no probabilístico (muestreo dirigido), se toman en cuenta todas las estructuras de la línea eléctrica Azángaro – Antauta en 60 kV.

Considerando los objetivos y variables planteados, el estudio se enmarca en una investigación de tipo cuantitativa, ya que se basa en la recolección y análisis de datos numéricos para probar las hipótesis formuladas, en base al análisis estadístico y a la medición numérica. Además, la investigación adopta un enfoque descriptivo en cuanto a su alcance, ya que se centra en la caracterización detallada del comportamiento de la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias. Este enfoque descriptivo permite documentar y analizar de manera sistemática las condiciones actuales y los efectos de las variables bajo estudio, proporcionando una base sólida para la formulación de recomendaciones y estrategias de mejora.

3.5 Descripción detallada de métodos por objetivos específicos

Para determinar el efecto de las protecciones es necesario conocer el valor de los sistemas de puesta a tierra, el número de equipos de protección contra sobretensiones en la línea analizada de Azángaro - Antauta en 60 kV en las situaciones de descarga atmosférica, se solicitaron los datos técnicos correspondientes a la empresa Electro Puno S.A.A., se utilizó la información referente al mapa ceraúnico de OSINERGMIN, y se procesó los datos en el software ATPDraw de la siguiente manera:

3.5.1 Descripción de variables analizadas en los objetivos específicos

En este estudio, se analizan varias variables tanto independientes como dependientes, en relación con los objetivos específicos planteados:

A. Variable independiente:

Apantallamiento de la línea: esta variable se refiere a las características y configuración del sistema de apantallamiento utilizado en la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta. El apantallamiento es crucial para la protección de la línea frente a descargas atmosféricas y otras perturbaciones eléctricas. Su eficacia será evaluada para determinar su impacto en la reducción de sobretensiones transitorias.

Valores de Puesta a Tierra: esta variable representa los niveles de resistencia de puesta a tierra en las estructuras de la línea de transmisión. La correcta puesta a tierra es esencial para la seguridad y el buen funcionamiento del sistema eléctrico, ya que facilita la disipación de corrientes de falla hacia el suelo, protegiendo la infraestructura de daños mayores.

Descargadores de sobretensión: esta variable analiza la presencia y efectividad de los descargadores de sobretensión instalados a lo largo de la línea de transmisión. Los descargadores son dispositivos diseñados para proteger la línea contra sobretensiones transitorias, derivando las corrientes de sobretensión hacia tierra y evitando así daños a los equipos.

B. Variable dependiente:

Desempeño de la línea: el desempeño de la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta se define como la capacidad de la línea para operar de manera continua y eficiente, minimizando las interrupciones y fallas. Esta variable dependiente está directamente influenciada por las variables independientes mencionadas anteriormente. El estudio evaluará cómo el apantallamiento, los valores de puesta a tierra y los descargadores de sobretensión afectan el desempeño general de la línea, en términos de su capacidad para resistir sobretensiones transitorias y mantener un suministro eléctrico estable.

3.5.2 Descripción detallada del uso de materiales, equipos, instrumentos, insumos, entre otros

Después de completar la recolección de los datos técnicos de la línea de transmisión, se procedió a un análisis exhaustivo, así como a la interpretación y evaluación detallada de la información obtenida. Este proceso fue fundamental para garantizar que los datos recopilados fueran precisos y relevantes para los objetivos del estudio. Posteriormente, los datos fueron ingresados y procesados utilizando los programas ATP y Excel. ATP se utilizó para simular y modelar escenarios de sobretensiones transitorias, permitiendo evaluar el comportamiento de la línea bajo diferentes condiciones. Excel, por su parte, facilitó el manejo de grandes volúmenes de datos, permitiendo realizar análisis estadísticos, organizar la información y generar gráficos que ayudaron a visualizar los resultados de manera clara y comprensible.

En esta etapa, se recopiló información técnica esencial para el análisis, incluyendo:

- **Características Técnicas de la Línea:** Detalles específicos sobre la construcción, diseño y parámetros operativos de la línea de transmisión, que son cruciales para entender su desempeño y las posibles áreas de mejora.
- **Equipos de Aislamiento Existentes:** Información sobre los dispositivos de aislamiento instalados a lo largo de la línea, los cuales juegan un papel crucial en la protección contra sobretensiones y la estabilidad general del sistema eléctrico.
- **Equipos de Protección Existentes:** Detalles sobre los sistemas y dispositivos de protección instalados, como pararrayos y sistemas de puesta a tierra, que son fundamentales para mitigar los impactos de fenómenos como las descargas atmosféricas.
- **Informe de Medición de Tierra:** Resultados de las mediciones de resistencia de tierra, que son esenciales para evaluar la efectividad del sistema de puesta a tierra y su capacidad para disipar corrientes de falla.

- Informe de Inspección del Circuito de Aislamiento: Evaluación del estado de los circuitos de aislamiento, proporcionando una visión clara sobre la integridad del sistema de aislamiento y su capacidad para prevenir fallas.
- Informe de Interrupciones 2018-2022: Un registro detallado de las interrupciones de servicio ocurridas durante este periodo, que permite identificar patrones y causas comunes de fallas, así como evaluar la efectividad de las medidas de protección actuales.
- Mapa Ceraúnico del Perú - Osinergmin: Un recurso clave que proporciona información sobre la frecuencia y distribución de las tormentas eléctricas en la región, lo que es fundamental para entender el riesgo de descargas atmosféricas y planificar medidas de mitigación adecuadas.

Este proceso de recolección y análisis de datos permitió obtener una comprensión profunda de las condiciones actuales de la línea de transmisión, identificar áreas críticas que requieren mejoras y desarrollar recomendaciones basadas en datos para optimizar el desempeño de la línea ante sobretensiones transitorias.

Tabla 4

Características técnicas de la línea de transmisión L-6021 en 60 kV Azángaro – Antauta

Descripción	Unidad de medida	Valor
Nivel de Tensión	kV	60
Longitud	km	83.8
Tipo de Estructuras	Varios	Postes de Madera
Estructuras tipo 2PS	Unidad	1
Estructuras tipo AF	Unidad	16
Estructuras tipo AT	Unidad	11
Estructuras tipo HTE	Unidad	14
Estructuras tipo PRH	Unidad	7
Estructuras tipo PS	Unidad	235
Estructuras tipo RGV	Unidad	50
Estructuras tipo SA	Unidad	2
Torres tipo T2	Unidad	3
Total	Unidad	339

Descripción	Unidad de medida	Valor
Conductor AAAC	mm ²	120
Resistencia del conductor AAAC (DC 20°C)	Ω/km	0.2828
Diámetro del conductor AAAC	mm	14.20
Sección cable de Guarda	mm ²	40
Diámetro del conductor EHS 40mm ²	mm	7.93
Tipo de Aislador		Porcelana (52-3)
Longitud de fuga del aislador	mm	Suspensión: 6x292 Anclaje: 7x292
Tensión crítica de flameo al impulso (negativa)	kV	Suspensión: 6x110 Anclaje: 7x110
Resistividad del terreno (promedio)	Ω-m	500
Puesta en Servicio	Año	2002

Tabla 5

Blindaje de la línea

Tipo de estructura	Altura de la estructura (m)	Altura de conductor fase (m)	Distancia horizontal eje cable de guarda a conductor de fase (m)	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase (°)	Si existe blindaje natural
PS	16.20	13.85	0.94	21.80	NO
PRH	16.20	15.65	4.35	82.79	NO
SA	16.20	14.38	1.16	32.51	NO
AF	16.20	14.30	1.26	33.55	NO
HTE	16.20	13.35	4.91	59.87	NO
AT	16.20	13.78	0.00	0.00	NO
RGV	16.20	14.30	3.60	62.18	NO
T2+3 (Terminal)	35.00	30.60	2.50	29.60	NO

3.5.3 Aplicación de prueba estadística inferencial

En esta investigación, no se empleó la prueba estadística inferencial debido a que la muestra utilizada no es de tipo probabilístico. Este enfoque se justifica por dos razones principales.

Primero, al tratarse de una muestra no probabilística, resulta imposible calcular de manera precisa el error estándar, lo cual a su vez impide determinar con exactitud el nivel de confianza en las estimaciones obtenidas. Esta limitación es crucial porque las estadísticas inferenciales dependen de la teoría de la probabilidad para generalizar los resultados de la muestra a la población completa. Sin un marco probabilístico, las conclusiones derivadas de las pruebas estadísticas aplicadas a una muestra no probabilística son de utilidad únicamente para describir la muestra en sí misma, pero no pueden ser extrapoladas con certeza a la población total, lo que restringe considerablemente el alcance y la aplicabilidad de los resultados.

En segundo lugar, la selección de casos en una muestra no probabilística no se basa en la igualdad de probabilidades para todos los elementos de la población, sino que depende de las decisiones del investigador o del equipo que lleva a cabo la recolección de datos. Esto significa que la elección de los casos no es aleatoria ni representativa de toda la población, sino que responde a criterios específicos establecidos por el investigador, lo que introduce un sesgo en la selección de la muestra. Aunque este tipo de muestra puede ser útil en ciertos contextos, especialmente en estudios donde se requiere una selección cuidadosa y controlada de casos con características particulares previamente definidas en el planteamiento del problema, su valor dentro del enfoque cuantitativo es limitado. La falta de representatividad implica que los resultados no pueden generalizarse a la población, lo que disminuye su utilidad para hacer inferencias más amplias (Hernández et al., 2010).

En resumen, la elección de no utilizar pruebas estadísticas inferenciales se fundamenta en la necesidad de mantener la integridad científica de los resultados, evitando generalizaciones indebidas y reconociendo las limitaciones inherentes a las muestras no probabilísticas.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 Resultados

Los resultados obtenidos en esta investigación son el producto de un análisis exhaustivo basado en el procesamiento detallado de los datos correspondientes a la situación actual de la línea de transmisión. Este análisis abarcó varios aspectos cruciales para evaluar la protección de la infraestructura ante fenómenos naturales y sobretensiones transitorias.

En primer lugar, se examinó el desempeño del cable de guarda, evaluando su capacidad para proteger la línea contra descargas atmosféricas y otras perturbaciones eléctricas. Se consideraron tanto las especificaciones técnicas del cable como su efectividad en la práctica, especialmente en relación con su capacidad para desviar las corrientes de rayos hacia el sistema de puesta a tierra.

En segundo lugar, se analizaron los tipos y valores de resistencia de puesta a tierra asociados con las diferentes estructuras de la línea. Este análisis es fundamental, ya que la puesta a tierra adecuada es esencial para la seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico. Se evaluaron los valores de resistencia de puesta a tierra en comparación con los estándares establecidos, determinando si son adecuados para disipar las corrientes de falla de manera efectiva y proteger los componentes críticos de la línea.

Además, se evaluó la ubicación de los pararrayos instalados a lo largo de la línea. La colocación estratégica de estos dispositivos es crucial para garantizar que las sobretensiones transitorias, como las causadas por rayos, sean desviadas de manera efectiva hacia el suelo, minimizando así el riesgo de daños a los aisladores y otros componentes esenciales. El análisis consideró si los pararrayos están ubicados en las posiciones óptimas para brindar la máxima protección posible.

Por último, se realizó una identificación detallada de las principales zonas de descargas atmosféricas utilizando el mapa Ceraúnico del Perú, que proporciona información sobre la frecuencia y distribución de tormentas eléctricas en diferentes regiones del país. Esta información permitió identificar las áreas más vulnerables a las descargas atmosféricas, lo que es crucial para diseñar y aplicar medidas de protección más efectivas.

En conjunto, estos resultados proporcionan una visión comprensiva de la situación actual de la línea de transmisión, destacando las áreas que funcionan adecuadamente y aquellas que requieren mejoras para optimizar la protección contra fenómenos naturales y garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico.

4.1.1 Evaluación de la influencia del apantallamiento.

En este apartado se presenta los resultados de la evaluación de la influencia de apantallamiento frente a las interrupciones debidos a las sobretensiones por descargas atmosféricas en la línea L-6021 Azángaro – Antauta en 60 kV.

A. Resultados de la evaluación por influencia de apantallamiento.

Para obtener los resultados de análisis de apantallamiento de la línea se utilizó la metodología del modelo electrogeométrico.

Tabla 6

Cálculo de parámetros para evaluar la efectividad del sistema de apantallamiento de la línea de transmisión L-6021

Estructura	Altura de estructura (h) medido en metros	Altura de instalación del conductor por fase (y) medido en metros	Distancia horizontal eje cable de guarda al cable de fase (a) medido en metros.	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase (α_{\circ})	Distancia crítica a tierra para Im (metros) $rgm = ((h+y)/2)/(1-\gamma \text{sen}\alpha)$	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA) $Im = (rmg/8)^{(1/0.65)}$	Probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo $P(I < Im) = 1 - (1/(1+(Im/31)^{2.6}))$
PS	16.20	13.85	0.94	21.80	23.90	5.39	1.05 %
PRH	16.20	15.65	4.35	82.79	2,016.19	4,949.10	100.00 %
SA	16.20	14.38	1.16	32.51	33.06	8.87	3.72 %
AF	16.20	14.30	1.26	33.55	34.09	9.30	4.19 %
HTE	16.20	13.35	4.91	59.87	109.33	55.87	82.22 %
AT	16.20	13.78	0.00	0.00	14.99	2.63	0.16 %
RGV	16.20	14.30	3.60	62.18	131.90	74.57	90.74 %
T2+3 (Terminal)	35.00	30.60	2.50	29.60	64.82	25.00	36.37 %

Nota. Los resultados representan la corriente pico de falla del blindaje, la probabilidad de descarga atmosférica inferior a la corriente pico de falla y la distancia crítica, para las estructuras de la línea L-6021.

Como resultado, los datos presentados en la tabla indican que las estructuras PRH, HTE, RGV y T2+3 tienen una mayor probabilidad de sufrir contorneo directo en comparación con las demás. Esta vulnerabilidad sugiere que estas estructuras están más expuestas a fallas debido a descargas atmosféricas, lo que podría afectar la integridad del sistema de transmisión y aumentar el riesgo de interrupciones en el suministro eléctrico.

Ante esta situación, se procedió a calcular y establecer el ángulo óptimo de protección para cada una de estas estructuras críticas. Determinar este ángulo es crucial para mejorar la efectividad del apantallamiento, ajustando la disposición de los conductores de protección y las torres para minimizar la posibilidad de un impacto directo en los conductores de fase. Este ajuste se basa en factores como la altura de las estructuras, la distancia entre conductores y la probabilidad de impacto según la intensidad de los rayos. Al optimizar el ángulo de protección, se busca disminuir considerablemente el riesgo de contorneo directo, fortaleciendo así la seguridad y confiabilidad de la línea de transmisión.

Tabla 7

Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo PS de la línea de transmisión L-6021

Altura del poste (h) medido en metros	Altura de instalación del conductor por fase (y) medido en metros	Distancia horizontal eje cable de guarda al cable de fase (a) medido en metros.	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase (α_{\circ})	Distancia crítica a tierra para Im (metros) $rgm = ((h+y)/2)/(1-\gamma \text{sen} \alpha)$	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA) $Im = (rmg/8)^{(1/0.65)}$	Probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo $P(I < Im) = 1 - (1/(1+(Im/31)^{2.6}))$
16.20	13.85	0.94	21.80	23.90	5.39	1.05 %
17.20	13.85	0.94	15.67	21.27	4.50	0.66 %
18.20	13.85	0.94	12.19	20.32	4.19	0.55 %
19.20	13.85	0.94	9.97	19.98	4.09	0.51 %
20.20	13.85	0.94	8.42	19.95	4.08	0.51 %
21.20	13.85	0.94	7.29	20.07	4.12	0.52 %
22.20	13.85	0.94	6.42	20.30	4.19	0.55 %

Nota. Los resultados representan el cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento para diversas alturas de la estructura PS.

Tabla 8

Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo PRH de la línea de transmisión L-6021

Altura del poste (h) medido en metros	Altura de instalación del conductor por fase (y) medido en metros	Distancia horizontal eje cable de guarda al cable de fase (a) medido en metros.	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase (α_{-})	Distancia crítica a tierra para I_m (metros) $rgm = ((h+y)/2)/(1-\gamma \text{sen} \alpha)$	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA) $I_m = (rmg/8)^{(1/0.65)}$	Probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo $P(I < I_m) = 1 - (1/(1+(I_m/31)^{2.6}))$
16.20	15.65	4.35	82.79	2,016.19	4,949.10	100.00 %
19.20	15.65	4.35	50.78	77.36	32.81	53.69 %
22.20	15.65	4.35	33.59	42.36	12.99	9.44 %
25.20	15.65	4.35	24.49	34.89	9.64	4.57 %
28.20	15.65	4.35	19.12	32.60	8.68	3.53 %
31.20	15.65	4.35	15.63	32.06	8.46	3.31 %
34.20	15.65	4.35	13.20	32.30	8.56	3.40 %
37.20	15.65	4.35	11.41	32.94	8.82	3.67 %
40.20	15.65	4.35	10.05	33.83	9.19	4.07 %
43.20	15.65	4.35	8.97	34.86	9.63	4.56 %
46.20	15.65	4.35	8.10	36.00	10.11	5.16 %

Nota. Los resultados representan el cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento para diversas alturas de la estructura PRH.

Tabla 9

Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo SA de la línea de transmisión L-6021

Altura del poste (h) medido en metros	Altura de instalación del conductor por fase (y) medido en metros	Distancia horizontal eje cable de guarda al cable de fase (a) medido en metros.	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase (α_{-})	Distancia crítica a tierra para I_m (metros) $rgm = ((h+y)/2)/(1-\gamma \text{sen} \alpha)$	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA) $I_m = (rmg/8)^{(1/0.65)}$	Probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo $P(I < I_m) = 1 - (1/(1+(I_m/31)^{2.6}))$
16.20	14.38	1.16	32.51	33.06	8.87	3.72 %
17.20	14.38	1.16	22.36	25.49	5.94	1.35 %
34.00	14.38	1.16	3.38	25.71	6.02	1.39 %
36.00	14.38	1.16	3.07	26.62	6.36	1.60 %
38.00	14.38	1.16	2.81	27.54	6.70	1.83 %
40.00	14.38	1.16	2.59	28.48	7.05	2.08 %
46.00	14.38	1.16	2.10	31.34	8.17	3.03 %

Nota. Los resultados representan el cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento para diversas alturas de la estructura SA.

Tabla 10

Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo AF de la línea de transmisión L-6021

Altura del poste (h_metros)	Altura de conductor fase (y_metros)	Distancia horizontal eje cable de guarda a conductor de fase (a_metros)	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase (α_{\circ})	Distancia crítica a tierra para Im (metros) $rgm = ((h+y)/2)/(1-\gamma sen\alpha)$	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA) $Im = (rmg/8)^{(1/0.65)}$	Probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo $P(I<Im) = 1 - (1/(1+(Im/31)^{2.6}))$
16.20	14.30	1.26	33.55	34.09	9.30	4.19 %
17.20	14.30	1.26	23.48	26.18	6.20	1.50 %
18.20	14.30	1.26	17.90	23.46	5.24	0.97 %
19.20	14.30	1.26	14.42	22.30	4.84	0.79 %
20.20	14.30	1.26	12.05	21.80	4.68	0.73 %
21.20	14.30	1.26	10.35	21.64	4.62	0.70 %
22.20	14.30	1.26	9.06	21.66	4.63	0.71 %
23.20	14.30	1.26	8.06	21.81	4.68	0.73 %
24.20	14.30	1.26	7.25	22.03	4.75	0.76 %
25.20	14.30	1.26	6.59	22.31	4.85	0.80 %

Nota Los resultados representan el cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento para diversas alturas de la estructura AF.

Tabla 11

Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo HTE de la línea de transmisión L-6021

Altura del poste (h_metros)	Altura de conductor fase (y_metros)	Distancia horizontal eje cable de guarda a conductor de fase (a_metros)	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase (α_{\circ})	Distancia crítica a tierra para Im (metros) $rgm = ((h+y)/2)/(1-\gamma sen\alpha)$	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA) $Im = (rmg/8)^{(1/0.65)}$	Probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo $P(I<Im) = 1 - (1/(1+(Im/31)^{2.6}))$
16.20	13.35	4.91	59.87	109.33	55.87	82.22 %
18.20	13.35	4.91	45.35	54.67	19.23	22.43 %
20.20	13.35	4.91	35.63	40.19	11.98	7.79 %
22.20	13.35	4.91	29.02	34.52	9.48	4.40 %
24.20	13.35	4.91	24.35	31.95	8.42	3.26 %
26.20	13.35	4.91	20.91	30.75	7.94	2.81 %
28.20	13.35	4.91	18.30	30.28	7.75	2.65 %
30.20	13.35	4.91	16.25	30.23	7.73	2.63 %
32.20	13.35	4.91	14.60	30.45	7.82	2.71 %
34.20	13.35	4.91	13.25	30.85	7.97	2.85 %

Nota. Los resultados representan el cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento para diversas alturas de la estructura HTE.

Tabla 12

Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo AT de la línea de transmisión L-6021

Altura del poste (h_metros)	Altura de conductor fase (y_metros)	Distancia horizontal eje cable de guarda a conductor de fase (a_metros)	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase (α_{\circ})	Distancia crítica a tierra para Im (metros) $rgm = ((h+y)/2)/(1-\gamma sen \alpha)$	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA) $Im = (rmg/8)^{(1/0.65)}$	Probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo $P(1 < Im) = 1 - (1/(1+(Im/31)^{2.6}))$
16.20	13.78	0.00	0.00	14.99	2.63	0.16 %
17.20	13.78	0.00	0.00	15.49	2.76	0.19 %
18.20	13.78	0.00	0.00	15.99	2.90	0.21 %
19.20	13.78	0.00	0.00	16.49	3.04	0.24 %
20.20	13.78	0.00	0.00	16.99	3.19	0.27 %
21.20	13.78	0.00	0.00	17.49	3.33	0.30 %
22.20	13.78	0.00	0.00	17.99	3.48	0.34 %
23.20	13.78	0.00	0.00	18.49	3.63	0.38 %
24.20	13.78	0.00	0.00	18.99	3.78	0.42 %
25.20	13.78	0.00	0.00	19.49	3.94	0.46 %

Nota. Los resultados representan el cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento para diversas alturas de la estructura AT.

Tabla 13

Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo RGV de la línea de transmisión L-6021

Altura del poste (h_metros)	Altura de conductor fase (y_metros)	Distancia horizontal eje cable de guarda a conductor de fase (a_metros)	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase (α_{\circ})	Distancia crítica a tierra para I_m (metros) $r_{gm} = ((h+y)/2)/(1-\gamma \text{sen}\alpha)$	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA) $I_m = (r_{mg}/8)^{(1/0.65)}$	Probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo $P(I < I_m) = 1 - P(I < I_m) = 1 -$
16.20	14.30	3.60	62.18	131.90	74.57	90.74 %
18.20	14.30	3.60	42.71	50.51	17.03	17.40 %
20.20	14.30	3.60	31.39	36.00	10.12	5.16 %
22.20	14.30	3.60	24.50	31.18	8.11	2.97 %
24.20	14.30	3.60	19.98	29.24	7.35	2.31 %
26.20	14.30	3.60	16.83	28.50	7.06	2.09 %
28.20	14.30	3.60	14.52	28.36	7.01	2.05 %
30.20	14.30	3.60	12.76	28.56	7.08	2.11 %
32.20	14.30	3.60	11.37	28.96	7.24	2.23 %
34.20	14.30	3.60	10.25	29.50	7.45	2.39 %

Nota. Los resultados representan el cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento para diversas alturas de la estructura RGV.

Tabla 14

Cálculo de parámetros para evaluar el ángulo óptimo en la estructura tipo T2+3 (terminal) de la línea de transmisión L-6021

Altura del poste (h_metros)	Altura de conductor fase (y_metros)	Distancia horizontal eje estructura a conductor de fase (a_metros)	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase (α_{\circ})	Distancia crítica a tierra para I_m (metros) $r_{gm} = ((h+y)/2)/(1-\gamma \text{sen}\alpha)$	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA) $I_m = (r_{mg}/8)^{(1/0.65)}$	Probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo $P(I < I_m) = 1 - (1/(1+(I_m/31)^{2.6}))$
35.00	30.60	2.50	29.60	64.82	25.00	36.37 %
37.00	30.60	2.50	21.34	53.13	18.41	20.51 %
39.00	30.60	2.50	16.57	48.69	16.09	15.39 %
41.00	30.60	2.50	13.52	46.72	15.10	13.36 %
43.00	30.60	2.50	11.40	45.86	14.68	12.53 %
45.00	30.60	2.50	9.85	45.60	14.55	12.28 %
47.00	30.60	2.50	8.67	45.68	14.59	12.36 %
49.00	30.60	2.50	7.74	45.99	14.74	12.65 %
51.00	30.60	2.50	6.99	46.45	14.97	13.09 %

Nota. Los resultados representan el cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento para diversas alturas de la estructura T2 + 3 (terminal).

A partir de los datos presentados en las tablas, se ha determinado que el ángulo óptimo de blindaje varía según el tipo de estructura. Por ejemplo, para la estructura tipo PS, el ángulo óptimo es de 9.97° , acompañado de una intensidad máxima de fallo de apantallamiento de 4.09 kA y una baja probabilidad del 0,51 % de que la intensidad de la descarga del rayo supere este valor. Similarmente, para la estructura tipo PRH, se identificó un ángulo óptimo de $15,63^\circ$, con una intensidad máxima de 8.46 kA y una probabilidad del 3,31 %. Estas cifras son indicativas de la capacidad de cada estructura para resistir impactos directos de rayos, con variaciones significativas entre ellas. Por ejemplo, la estructura tipo SA, con un ángulo óptimo de 22.36° , muestra una mayor resistencia relativa con una intensidad máxima de 5.94 kA y una probabilidad de fallo del 1,35 %. En contraste, la estructura tipo T2 presenta una mayor susceptibilidad con una intensidad máxima de 14.55 kA y una probabilidad de fallo del 12,28 %, a pesar de tener un ángulo óptimo de 9.85° .

Estos cálculos resaltan la importancia de ajustar el diseño de las estructuras para optimizar su capacidad de apantallamiento y minimizar las fallas por descargas atmosféricas. Sin embargo, la implementación de estos ajustes no es trivial. Modificar las estructuras para alcanzar los ángulos óptimos identificados implica un proceso complejo que involucra rediseño, montaje y desmontaje, así como la adquisición y transporte de nuevos materiales. Además, estos cambios requieren la interrupción del servicio eléctrico durante varios días, lo que podría tener un impacto económico significativo debido a la pérdida de ingresos por la venta de electricidad.

Dado que los costos asociados con estas modificaciones son elevados y la interrupción del servicio eléctrico podría generar pérdidas económicas sustanciales para Electro Puno S.A.A., es crucial considerar otras alternativas. Aunque la optimización del ángulo de apantallamiento es técnica y conceptualmente sólida, su viabilidad económica y operativa es limitada en este contexto. Por lo tanto, se debe explorar la implementación de soluciones que sean menos costosas y que minimicen la interrupción del servicio. Esto podría incluir el uso de tecnologías avanzadas de protección, mejoras en la puesta a tierra, o la instalación de sistemas de protección adicionales, como pararrayos, en puntos críticos de la línea.

En resumen, la influencia del apantallamiento en la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta, frente a las interrupciones por sobretensiones transitorias, ha permitido identificar deficiencias clave en la protección actual de la línea. Si bien se ha propuesto una solución técnica efectiva, los costos y las implicaciones operativas de su implementación sugieren la necesidad de considerar alternativas más viables. Estas alternativas deben equilibrar la mejora de la protección contra rayos con la minimización de los costos y las interrupciones del servicio, garantizando así una solución que sea tanto efectiva como sostenible para la empresa y sus clientes.

B. Discusión de los resultados.

Gallegos (2019) concluye en su estudio que los componentes de la línea, como los aisladores, los cables de protección y el sistema de puesta a tierra, juegan un papel crucial en la minimización de las interrupciones causadas por factores ambientales. Estos elementos son fundamentales para garantizar la integridad y el funcionamiento continuo de la línea de transmisión, ya que actúan como primeras líneas de defensa contra las perturbaciones externas. La investigación de Gallegos refuerza los hallazgos actuales al destacar que el buen desempeño de la línea depende en gran medida de la eficacia de su sistema de protección, el cual está directamente relacionado con el ángulo óptimo de protección que se aplica en el diseño de las estructuras de la línea.

De manera similar, Mamani (2020) realizó un análisis detallado del apantallamiento de la línea y descubrió un traslape de 1.14 metros en su blindaje. Este hallazgo le permitió concluir que la línea de transmisión cuenta con un apantallamiento efectivo, capaz de ofrecer una protección adecuada frente a descargas atmosféricas. Además, su estudio permitió determinar el ángulo de protección óptimo para cada una de las estructuras de la línea de transmisión, definiendo este ángulo como la relación angular entre el cable de protección y el conductor crítico o conductor de fase superior. Los resultados específicos incluyen ángulos de 9.97° para la estructura tipo PS, 15.63° para la PRH, 22.36° para la SA, 10.35° para la AF, 16.25° para la HTE, 0.00° para la AT, 14.52° para la RGV y 9.85°

para la T2. Estos ángulos representan las configuraciones más efectivas para minimizar el riesgo de impactos directos por rayos y garantizar la continuidad del servicio.

Por otro lado, Castillo (2019) en su investigación sobre siete líneas de transmisión de 400 kV, concluyó que la modificación mecánica del ángulo de blindaje, ya sea mediante el ajuste de la configuración de la cadena de aisladores en las fases orilleras o mediante la modificación de las cúpulas de los guardas, no produce mejoras significativas en el rendimiento de la línea. Los resultados obtenidos en su estudio fueron comparables a los de la configuración existente, lo que sugiere que estos cambios no aportan un beneficio tangible. En cambio, Castillo encontró que mejorar el sistema de puesta a tierra tiene un impacto mucho más positivo en la reducción de los efectos adversos causados por las descargas atmosféricas. Esta conclusión apoya la decisión tomada en la investigación actual de enfocar los esfuerzos en alternativas más efectivas, como la mejora del sistema de puesta a tierra y la implementación de descargadores de sobretensión, en lugar de continuar invirtiendo en mejoras del apantallamiento que no ofrecen un retorno significativo.

Por último, la investigación de Alzate (2021) subraya la importancia de considerar una variedad de factores al establecer medidas de protección para las líneas de transmisión. Concluyó que los estudios de coordinación de protecciones deben incluir no solo el análisis de los indicadores de falla y la efectividad del cable de guarda, sino también un examen detallado de las fallas provocadas por sobretensiones transitorias. Estos estudios integrales son esenciales para desarrollar estrategias de protección que sean verdaderamente efectivas, ya que permiten identificar las debilidades en el sistema y aplicar soluciones que mejoren la confiabilidad y la seguridad de la línea de transmisión.

4.1.2 Evaluación de la influencia de las puestas a tierra.

A continuación, presentamos los resultados de la evaluación de la influencia de los valores de aterramiento ante la presencia de descargas

atmosféricas y las interrupciones por sobretensión transitorias en la línea L-6021 Azángaro – Antauta en 60 kV.

A. Evaluación por influencia de la medida de resistencia de aterramientos en las interrupciones por descargas atmosféricas.

Los sistemas de puesta a tierra instalados en la línea de transmisión Azángaro - Antauta comprenden los tipos PAT-0, 1 y 2, que han sido seleccionados por su capacidad para mantener la integridad operativa de la línea bajo condiciones adversas. De acuerdo con el análisis de las gráficas 24 y 25, junto con los valores de resistencia de tierra detallados en la tabla 6, se confirma que tanto los sistemas de puesta a tierra instalados originalmente al momento de la puesta en servicio de la línea como aquellos que fueron actualizados en 2018 y 2020 son los más adecuados para las condiciones actuales de operación. Esto se fundamenta en el hecho de que las mediciones realizadas arrojan un valor promedio de resistencia de tierra de $11,59 \Omega$ a lo largo de la línea de transmisión, un valor que se encuentra significativamente por debajo del límite máximo de 25 ohmios establecido por la normativa vigente según la regla 036.D del Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011 (Ministerio de Energía y Minas, 2011).

Sin embargo, es fundamental reconocer que estos sistemas de puesta a tierra están sujetos a un deterioro progresivo debido a la falta de mantenimiento regular, lo que puede comprometer su efectividad con el tiempo. Para mitigar este riesgo, se recomienda realizar mediciones periódicas del sistema de puesta a tierra: anualmente en áreas de uso público y cada tres años en instalaciones ordinarias o residenciales, conforme a las directrices proporcionadas por Para-rayos (2022). Además, es esencial que la renovación o mejora del sistema de tierra se lleve a cabo siguiendo los resultados obtenidos en las mediciones más recientes, garantizando así que el sistema continúe cumpliendo con los estándares de seguridad y operatividad.

Para evaluar más profundamente la importancia y el desempeño de los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra, se llevaron a cabo simulaciones en el programa ATPDraw, modelando el comportamiento de la línea bajo el impacto de rayos. Se consideraron dos escenarios distintos: uno en el que todas las estructuras de la línea tenían una resistencia de puesta a tierra de 25 ohmios, y otro basado en los valores actuales de resistencia documentados en la tabla 6. Estos escenarios se simularon bajo condiciones de impacto de rayos con diferentes magnitudes, específicamente 31 kA, 53 kA y 90 kA, dirigidos hacia el cable de guarda.

El proceso de selección de las estructuras que serían impactadas por las descargas atmosféricas incluyó un análisis riguroso de criticidad total basado en el riesgo (CTR), utilizando la fórmula $CTR = FF \times ((IO \times FO) + CM + SHA)$, para identificar tanto las situaciones críticas como aquellas de criticidad media. Este análisis fue complementado con la técnica de Pareto 80/20, que se aplicó tomando en cuenta el promedio de rayos por kilómetro cuadrado al año, tal como se presenta en el mapa cerámico del Perú elaborado por Osinergmin, superpuesto con las estructuras de la línea L-6021 (ver figuras 26 a 36). Además, se consideró la incidencia de flameo en los aisladores, con detalles específicos en la tabla 7, lo que permitió obtener un cuadro completo de las áreas más vulnerables y los elementos que requieren atención prioritaria.

Estos análisis proporcionan una comprensión integral de la efectividad actual del sistema de puesta a tierra y sugieren áreas clave donde se podrían realizar mejoras para optimizar la protección de la línea de transmisión contra sobretensiones transitorias, asegurando así la continuidad del servicio eléctrico y la protección de la infraestructura, estos resultados se pueden apreciar en la tabla siguiente:

Tabla 15

Criticidad Total por Riesgo en Estructuras y Aisladores

N° de Estructura	Tipo de Armado o estructura	Altitud (msnm)	Tipo PAT	Valor PAT (Ω)	Aisladores Contorneado ($R=S-T=L$, $RS=ST=RT=2$, $from 2$)	Rayos/km2	% Acumulado rayos/km2	Peso de impacto de rayo (FF)	Peso impacto social (IO)	Peso de aislador contorneado (FO)	Peso costo de mantenimiento (CM)	Peso de riesgo de falla (SHA)	Consecuencias de los eventos de fallos (C)	Criticidad total por riesgo (CTR)
80	PRH	3,997.82	PAT-1	8.28-17.27	3	14	7.27 %	3	10	4	1	4	45	C
85	PS	3,892.00	PAT-1	2.33	3	13	13.55 %	3	10	4	1	4	45	C
7	PS	3,852.48	PAT-0	4.43	1	15	1.89 %	3	10	2	2	1	23	MC
8	PS	3,857.79	PAT-1	1.47		15	2.34 %	3	10	1	1	4	15	MC
9	PS	3,856.89	PAT-0	5.83		15	2.79 %	3	10	1	2	2	14	MC
10	PS	3,859.57	PAT-1	2.49		15	3.25 %	3	10	1	1	4	15	MC
11	PS	3,858.62	PAT-0	4.98		15	3.70 %	3	10	1	2	1	13	MC
51	PS	3,873.55	PAT-1	3.27		13	13.94 %	3	10	1	1	4	15	MC
52	PS	3,867.73	PAT-0	3.30		13	14.33 %	3	10	1	2	1	13	MC
53	PS	3,871.23	PAT-0	5.80		13	14.72 %	3	10	1	2	2	14	MC
54	PS	3,870.39	PAT-1	1.71		13	15.11 %	3	10	1	1	4	15	MC
55	PS	3,873.42	PAT-0	3.54		14	7.69 %	3	10	1	2	1	13	MC
56	PS	3,870.18	PAT-0	3.17		14	8.11 %	3	10	1	2	1	13	MC
57	PS	3,871.40	PAT-1	2.81		14	8.53 %	3	10	1	1	4	15	MC
58	PS	3,872.44	PAT-0	4.21		15	4.15 %	3	10	1	2	1	13	MC
59	PS	3,873.95	PAT-0	4.70		15	4.60 %	3	10	1	2	1	13	MC
60	PS	3,875.37	PAT-1	2.82		15	5.05 %	3	10	1	1	4	15	MC
61	RGV	3,902.54	PAT-1	8.86		16	0.48 %	4	10	1	2	2	14	MC
62	RGV	3,963.18	PAT-2	2.59-3.62-3.80		16	0.96 %	4	10	1	1	4	15	MC
65	PS	3,963.04	PAT-0	2.37		14	8.95 %	3	10	1	1	4	15	MC
66	RGV	3,964.76	PAT-0	9.55-12.82-12.65		14	9.38 %	3	10	1	1	4	15	MC
67	HTE	3,985.32	PAT-1	11.17-7.80		14	9.80 %	3	10	1	1	4	15	MC
68	RGV	4,005.58	PAT-0	6.29-7.66-7.30		14	10.22 %	3	10	1	1	4	15	MC
69	PS	4,033.07	PAT-1	5.69		14	10.64 %	3	10	1	2	2	14	MC
70	PS	4,021.69	PAT-0	6.91	1	14	11.06 %	3	10	2	2	2	24	MC
71	PS	4,022.16	PAT-1	2.73	1	14	11.48 %	3	10	2	1	4	25	MC
72	PS	4,015.28	PAT-0	23.10		14	11.90 %	3	10	1	1	3	14	MC
73	PS	4,012.52	PAT-1	5.37		14	12.32 %	3	10	1	1	4	15	MC
74	RGV	4,034.46	PAT-0	17.74-15.01-16.13		14	12.74 %	3	10	1	1	4	15	MC
75	PS	4,057.74	PAT-2	8.57		16	1.44 %	4	10	1	1	4	15	MC
76	PS	4,082.69	PAT-2	2.73		15	5.50 %	3	10	1	1	4	15	MC
77	PS	4,112.48	PAT-2	9.26		15	5.95 %	3	10	1	2	2	14	MC

N° de Estructura	Tipo de Armado o estructura	Altitud (msnm)	Tipo PAT	Valor PAT (Ω)	Aisladores Contorneado (R=S=F=1, Rayos/km2)	% Acumulado rayos/km2	Peso de impacto de rayo (FF)	Peso impacto social (IO)	Peso de aislador contorneado (FO)	Peso costo de mantenimiento (CM)	Peso de riesgo de falla (SHA)	Consecuencias de los eventos de fallos (C)	Criticidad total por riesgo (CTR)	
78	PS	4,120.63	PAT-2	5.89	15	6.40 %	3	10	1	1	4	15	MC	
79	RGV	4,109.76	PAT-2	8.31-13.35-12.7	2	15	6.85 %	3	10	3	1	4	35	MC
81	RGV	4,017.66	PAT-2	21.30-21.50-21.15	14	13.16 %	3	10	1	1	4	15	MC	
82	RGV	3,919.00	PAT-1	16.03-17.41	13	15.50 %	3	10	1	1	4	15	MC	
83	PS	3,929.96	PAT-2	24.60	1	13	15.90 %	3	10	2	1	3	24	MC
84	PS	3,905.07	PAT-1	4.44	1	13	16.29 %	3	10	2	1	4	25	MC
86	PS	3,895.42	PAT-2	4.33	13	16.68 %	3	10	1	2	1	13	MC	
87	PS	3,875.35	PAT-1	2.30	13	17.07 %	3	10	1	2	1	13	MC	
6	RGV	3,855.06	PAT-1	1.52-1.64-1.72	12	17.43 %	2	10	1	1	4	15	NC	
12	PS	3,857.42	PAT-1	2.71	12	17.79 %	2	10	1	1	4	15	NC	
13	RGV	3,854.22	PAT-1	3.90-3.59-3.60	12	18.15 %	2	10	1	1	4	15	NC	
14	RGV	3,956.21	PAT-2	5.01-5.15-5.70	12	18.51 %	2	10	1	1	4	15	NC	
15	HTE	3,946.26	PAT-2	4.01-10.78	12	18.87 %	2	10	1	1	4	15	NC	
30	PS	3,865.18	PAT-0	5.90	12	19.23 %	2	10	1	2	2	14	NC	
31	RGV	3,866.34	PAT-1	4.28-5.15-5.30	1	12	19.59 %	2	10	2	1	4	25	NC
32	PS	3,867.66	PAT-0	4.40	12	19.95 %	2	10	1	2	1	13	NC	
33	PS	3,866.99	PAT-1	2.79	12	20.31 %	2	10	1	1	4	15	NC	

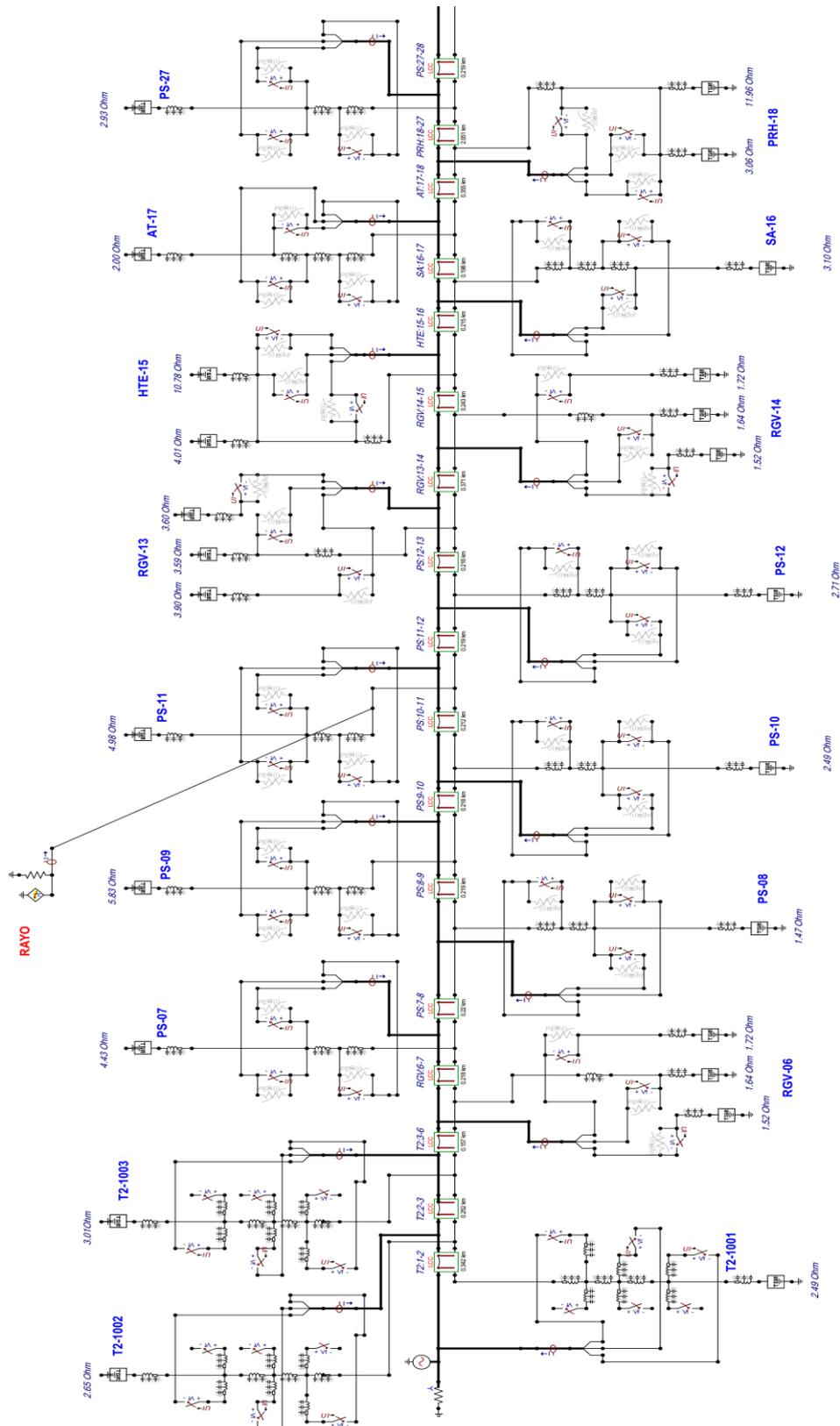
Nota. Los resultados de la tabla muestran la criticidad total por riesgo evaluando la vulnerabilidad de las estructuras de transmisión frente a descargas atmosféricas y la condición de los aisladores, identificando las áreas más críticas que necesitan intervención para minimizar el riesgo de fallas y asegurar la continuidad del servicio eléctrico.

De esta última tabla se eligieron 40 estructuras (criticidad crítica y media) para la simulación de rayos, las cuales son las siguientes: 7, 8, 9, 10, 11, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86 y 87.

Para simular el desempeño del sistema de puesta a tierra ante sobretensiones transitorias, se modeló la línea de transmisión utilizando el programa ATPDraw, como se ilustra en las figuras siguientes:

Figura 16

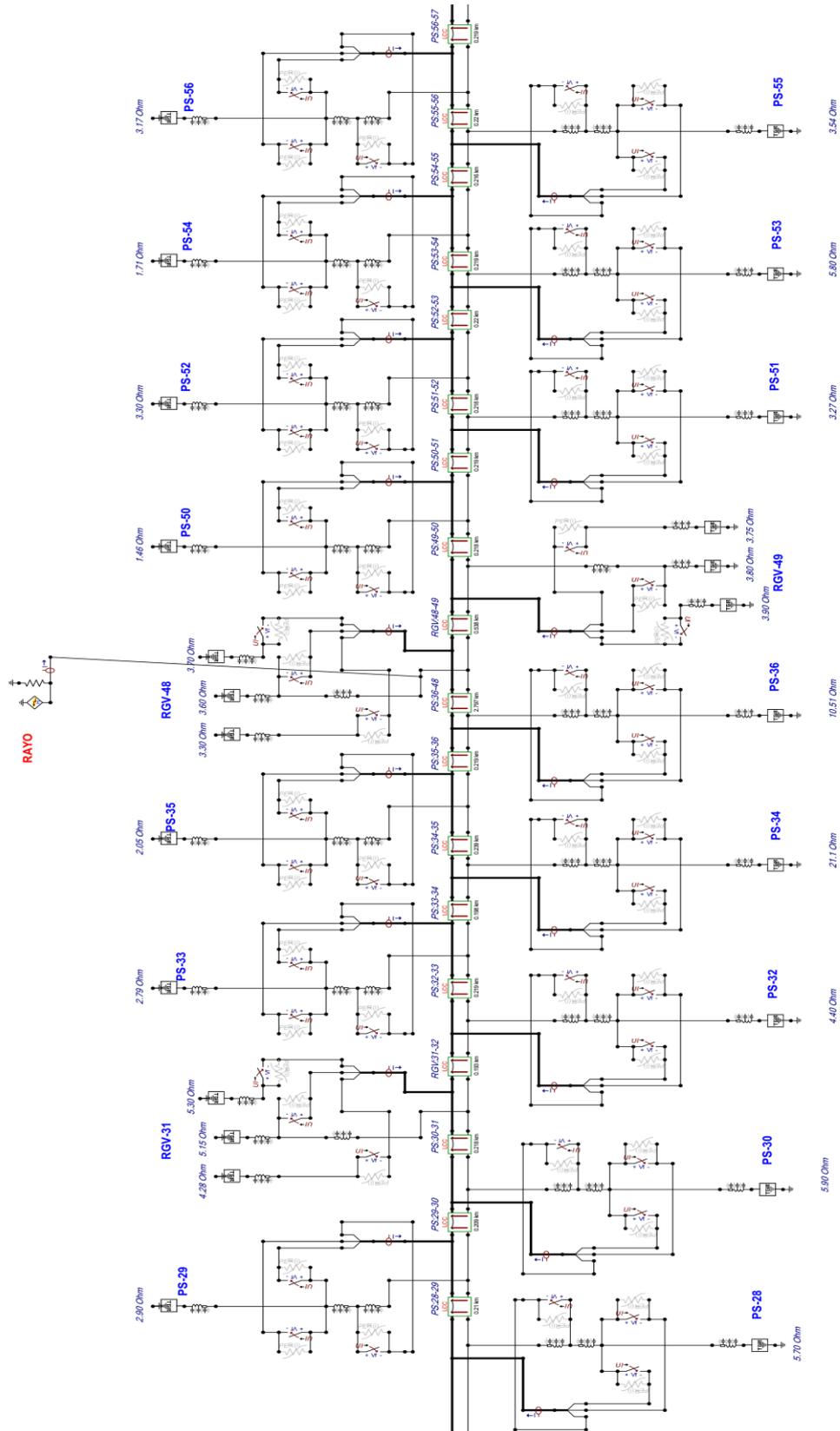
Diagrama implementado en el software ATPDraw E:1-27



Nota. Es el esquema implementado para la simulación de las estructuras 1 a la 27 de la línea L-6021 Azángaro – Antauta en 60 kV.

Figura 17

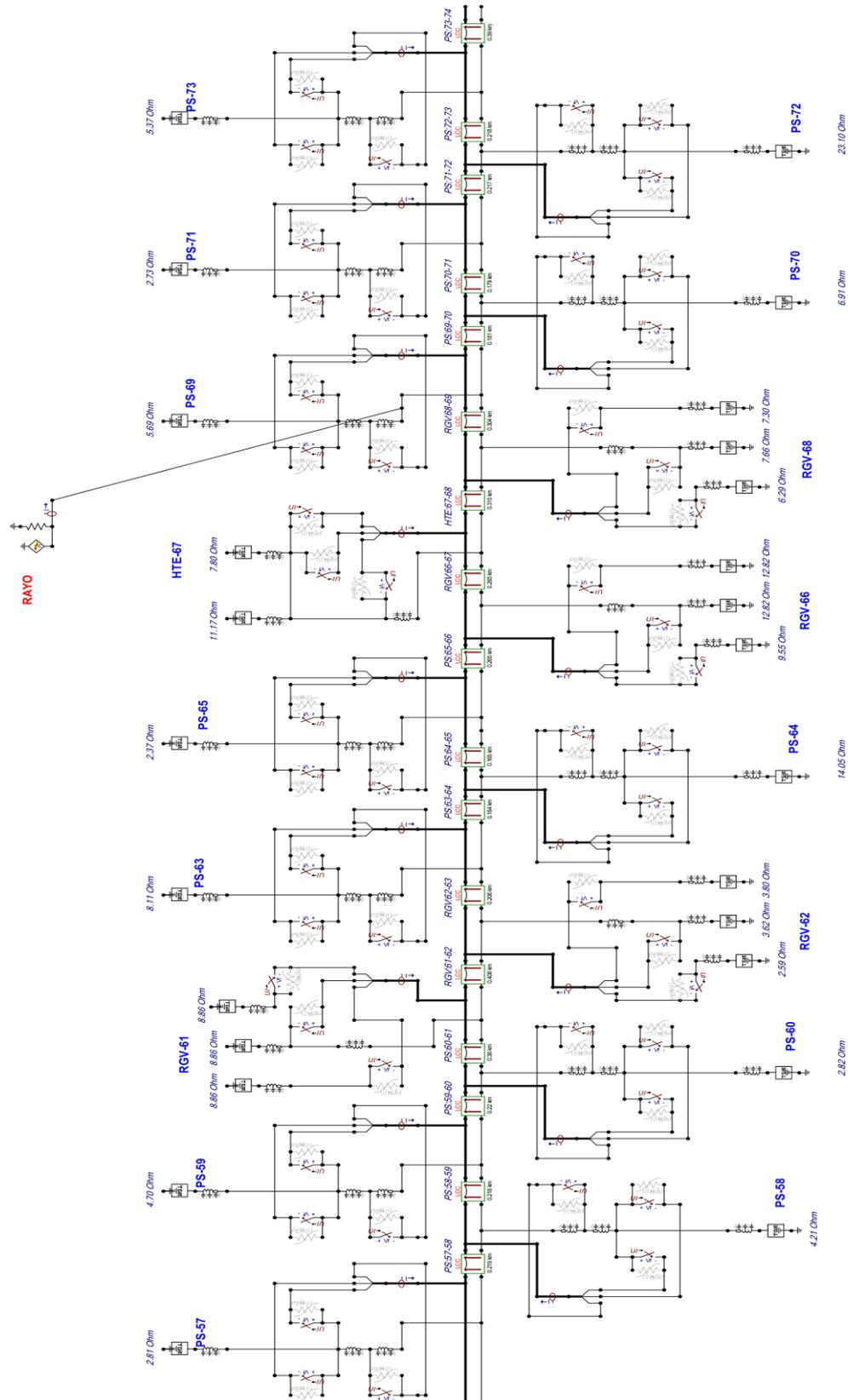
Diagrama implementado en el software ATPDraw E:28-56



Nota. Es el esquema implementado para la simulación de las estructuras 28 a la 56 de la línea L-6021 Azángaro – Antauta en 60 kV.

Figura 18

Diagrama implementado en el software ATPDraw E:57-73



Nota. Es el esquema implementado para la simulación de las estructuras 57 a la 73 de la línea L-6021 Azángaro – Antauta en 60 kV.

En tabla siguiente se puede apreciar los resultados del modelamiento de los impactos debido a las descargas atmosféricas obtenidas en la simulación utilizando el programa ATPDraw:

Tabla 16

Aisladores con Flameo Inverso bajo Impacto de Rayos

N° Estructura (* Impacto de rayo)	Impacto de rayo en cable de guarda según IEEE distribución & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA_(Actual)			Aislador con cebado inverso, estado actual de PAT y 31 kA			Impacto de rayo en cable de guarda según IEEE distribución & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA_25 Ohmios			Aislador con cebado inverso, estado de PAT 25 Ohmios y 31 kA			Impacto de rayo en cable de guarda según IEEE distribución el 20% excede 53 kA_(Actual)			Aislador con cebado inverso, estado actual de PAT y 53 kA			Impacto de rayo en cable de guarda según IEEE distribución el 20% excede 53 kA_25 Ohmios			Aislador con cebado inverso, estado de PAT 25 Ohmios y 53 kA			Impacto de rayo en cable de guarda según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA_(Actual)			Aislador con cebado inverso, estado actual de PAT y 90 kA			Impacto de rayo en cable de guarda según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA_25 Ohmios			Aislador con cebado inverso, estado de PAT 25 Ohmios y 90 kA		
	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T
1003				0			0			0			0	2	1	3	0	2	1	3	1	2	3	6												
6				0			0			0			0			0	1	0	0	1	1	1	2													
7*				0			0			0			0			0	1	1	1	3	1	1	2	4												
8*				0			0			0			1	1	1	1	1	3	0	4	1	2	2	5												
9*				0			0			0			0			0	0	3	0	3	1	4	4	9												
10*				0			0			0			1	1	1	1	0	4	0	4	3	3	6													
11*				0			0			0			0			0	0	2	0	2	3	1	4													
12				0			0			0			0			0	0	2	0	2	1	2	3													
50				0			0			0			0			0	1	1	1	3	1	1	1	3												
51*				0			0			0	1	1	1	3	2	2	2	2	6	2	2	2	6													
52*				0			0			0	1	1	1	3	3	3	3	9	3	3	3	9														
53*				0			0			0	1	1	1	3	4	4	4	12	3	3	3	9														
54*				0			0			0	1	1	1	3	3	3	3	9	3	3	3	9														
55*				0			0			0	1	1	1	3	3	3	3	9	3	3	3	9														
56*				0			0			0	1	1	1	3	3	3	3	9	3	3	3	9														
57*				0			0			0	1	1	1	3	3	3	3	9	3	3	3	9														
58*				0			0			0	1	1	1	3	3	3	3	9	3	3	3	9														
59*				0			0			0	1	1	1	3	3	3	3	9	3	4	3	10														
60*				0			0			0	1	1	1	3	2	3	2	7	3	4	2	9														
61*				0			0			0				0	0	1	0	1	2	2		4														
62*				0			0			0				0	0	1	0	1	2	2		2														
63				0			0			0				0	1	1	1	3	1	1	4															
64				0			0			0				0	2	2	2	1	3	1	5															
65*				0			0			0	1	1	1	3	2	2	2	2	2	1	5															
66*				0			0			0				0	1	1	1	2	1	3																
67*				0			0			0				0	3	3	1	2	2	5																
68*				0			0			0				0	1	1	1	1	1	1	2															
69*				0			0			0	1	1	1	3	2	3	2	7	2	3	2	7														
70*				0			0			0	1	1	1	3	3	3	4	10	4	5	4	13														
71*				0			0			0	1	1	1	3	4	4	4	12	3	3	3	9														
72*				0			0	1	1	1	3	1	1	1	3	3	2	3	8	3	4	3	10													
73*				0			0			0	1	1	1	3	3	4	3	10	3	3	3	9														
74*				0			0			0				0	2	2	1	5	3	1	1	5														
75*				0			0			0	1	1	1	3	3	3	2	8	4	3	3	10														
76*				0			0			0	1	1	1	3	3	4	3	10	4	5	3	12														
77*				0			0			0	1	1	1	3	3	5	3	11	3	4	3	10														
78*				0			0			0	1	1	1	3	1	5	1	7	3	5	2	10														
79*				0			0			0				0	1	3	0	4	2	3	1	6														
80*				0			0			0				0	1	1	1	3	1	1	1	3														

N° Estructura (* Impacto de rayo)	Impacto de rayo en cable de guarda según IEEE distribución & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA_(Actual)	Aislador con cebado inverso, estado actual de PAT y 31 kA	Impacto de rayo en cable de guarda según IEEE distribución & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA_25 Ohmios	Aislador con cebado inverso, estado de PAT 25 Ohmios y 31 kA	Impacto de rayo en cable de guarda según IEEE distribución el 20% excede 53 kA_(Actual)	Aislador con cebado inverso, estado actual de PAT y 53 kA	Impacto de rayo en cable de guarda según IEEE distribución el 20% excede 53 kA_25 Ohmios	Aislador con cebado inverso, estado de PAT 25 Ohmios y 53 kA	Impacto de rayo en cable de guarda según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA_(Actual)	Aislador con cebado inverso, estado actual de PAT y 90 kA	Impacto de rayo en cable de guarda según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA_25 Ohmios	Aislador con cebado inverso, estado de PAT 25 Ohmios y 90 kA					
81*	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	1	3					
82*	0	0	0	0	0	0	0	2	1	3	1	2	4				
83*	0	0	0	1	1	1	3	2	5	2	9	2	4	3	9		
84*	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3	4	3	10	3	4	10	
85*	0	0	0	0	0	1	1	1	3	4	4	4	12	4	4	4	12
86*	0	0	0	0	0	1	1	1	3	4	4	4	12	4	4	4	12
87*	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3	3	3	9	2	2	2	6
88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	3	1	1	2	4
89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
91	0	0	0	0	0	0	1	1	1	3	0	0	0	0	0	0	0
Total, de Aisladores con cebado inverso	0.00	0.00	6.00	83.00	279.00	325.00											
Porcentaje de Aisladores con flameo inverso	100.00%	100.00%	7.23%	100.00%	85.85%	100.00%											

Nota. La tabla muestra el análisis de aisladores que presenta flameo considerando las magnitudes de resistencia de puesta a tierra reales y la ideal de 25 ohmios con impacto de descargas atmosféricas del orden de 31, 53 y 90 kA.

Según los resultados detallados en la tabla que son de las simulaciones realizadas en ATPDraw, se evidencia que el valor de la resistencia de puesta a tierra tiene un impacto decisivo en la respuesta de la línea de transmisión ante sobretensiones transitorias. Cuando se simula un escenario con una resistencia de 25 ohmios en comparación con las condiciones actuales de la línea, los efectos varían significativamente dependiendo de la magnitud de la descarga del rayo. Para un rayo con una magnitud de 31 kA, no se observa un incremento en el fenómeno de flameo inverso, manteniéndose en un 0,00 %. Sin embargo, cuando la magnitud del rayo aumenta a 53 kA, se produce un incremento alarmante del 92,77 % en el flameo inverso, y para rayos de 90 kA, el aumento es del 14,15 %. Esto sugiere que la resistencia de puesta a tierra es crítica para mitigar los efectos negativos de descargas atmosféricas, especialmente a magnitudes elevadas.

Además, es importante destacar que las magnitudes de rayos superiores a 53 kA, que según la Distribución IEEE representan aproximadamente el 20 % de las sobretensiones transitorias, son particularmente sensibles a los valores de resistencia de puesta a tierra. En este contexto, mantener la resistencia en los valores actuales, que son significativamente inferiores a los 25 ohmios considerados como límite máximo por el C.N.E. Suministro 2011 (Ministerio de Energía y Minas, 2011), resulta esencial para preservar la integridad de la línea de transmisión.

El análisis de estos valores ha permitido establecer que el sistema de puesta a tierra de la línea de transmisión Azángaro - Antauta se encuentra en buenas condiciones, con un promedio de 11,59 ohmios, lo que está muy por debajo del límite de 25 ohmios estipulado por la regla 036.D. del Código Nacional de Electricidad. Este bajo nivel de resistencia contribuye de manera significativa a reducir las interrupciones del servicio causadas por descargas atmosféricas, las cuales pueden dañar el sistema de apantallamiento y afectar la continuidad del servicio eléctrico.

Para mantener el óptimo desempeño de la línea de transmisión de 60 kV Azángaro - Antauta, es fundamental conservar los valores actuales de resistencia de tierra o incluso mejorarlos. Esto asegurará que el porcentaje de aisladores afectados por flameo inverso se mantenga por debajo del 7,23 % ante un rayo de 53 kA y por debajo del 85,85 % ante un rayo de 90 kA. Estos valores subrayan la importancia de una adecuada gestión y mantenimiento del sistema de puesta a tierra, ya que cualquier degradación en la resistencia podría aumentar significativamente el riesgo de fallos, comprometiendo la seguridad y la confiabilidad del sistema de transmisión eléctrico. En resumen, los resultados obtenidos refuerzan la necesidad de continuar monitorizando y mejorando las condiciones del sistema de puesta a tierra para garantizar la robustez de la infraestructura ante eventos extremos, como las descargas atmosféricas.

B. Evaluación por influencia de la medida de resistencia de aterramientos en las interrupciones por sobretensiones atmosféricas.

Coronel y Sinchi (2021) destacan en su estudio que la resistividad del suelo es un parámetro fundamental en el diseño eficaz de un Sistema de Puesta a Tierra. A pesar de la disponibilidad de información detallada sobre la relación entre los tipos de suelos y su resistividad, así como de la existencia de mapas geológicos que ofrecen rangos generales de resistividad, la medición específica de la resistividad en el sitio sigue siendo crucial. Este valor influye directamente en la capacidad del sistema de puesta a tierra para disipar corrientes de falla, especialmente durante eventos de descargas atmosféricas. Además, recomiendan que las mediciones del sistema de puesta a tierra se realicen anualmente en áreas de uso público y cada tres años en instalaciones comunes o residenciales, conforme a las directrices de Para-rayos (2022) basándose en estas mediciones, sugieren que se realicen renovaciones periódicas del sistema de puesta a tierra para garantizar su eficacia continua.

Por su parte, Mariño et al. (2021) llevaron a cabo un análisis detallado que demuestra cómo la disminución de la resistencia del sistema de puesta a tierra contribuye a una reducción significativa en la tasa de fallas por flameo inverso (BFR). Este hallazgo fue corroborado mediante simulaciones en ATPDraw, donde se evaluaron dos escenarios: uno con los valores actuales de resistencia de puesta a tierra y otro con una resistencia de 25 ohmios. Los resultados mostraron que, en un escenario de rayo de 53 kA, el 7,23 % de los aisladores presentaron flameo inverso, mientras que en un escenario de rayo de 31 kA no se observó flameo inverso en los aisladores. Estos resultados subrayan la importancia de mantener o incluso reducir los valores actuales de resistencia de puesta a tierra para optimizar el rendimiento del sistema de transmisión.

También, Haro (2019) identificó que las fallas en una línea de transmisión de 138 kV eran causadas predominantemente por descargas atmosféricas. Para mitigar estos problemas, propuso un enfoque

multifacético que incluía la mejora de la resistencia de puesta a tierra en las torres, el aumento de la cantidad de aisladores en la cadena, y la instalación de descargadores de sobretensión en cada fase. Estos hallazgos refuerzan los resultados obtenidos en la presente investigación, donde se determinó que los valores promedio de resistencia de puesta a tierra en la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta son de 11,59 ohmios, significativamente por debajo del límite de 25 ohmios establecido por la regla N° 036.D. del C.N.E. Suministro 2011. Este nivel más bajo de resistencia contribuye de manera crucial a reducir las interrupciones del servicio eléctrico causadas por descargas atmosféricas, mejorando la fiabilidad del sistema.

Polo et al. (2017) en su estudio sobre una línea de transmisión de 230 kV, concluyeron que resistencias de puesta a tierra superiores a 20 Ω , junto con descargas atmosféricas de más de 20 kA, pueden generar sobretensiones que exceden la capacidad de aislamiento de la línea. Esto puede dar lugar a la formación de arcos o flameos entre el conductor de fase y la torre, lo que resulta en interrupciones significativas en el servicio eléctrico. De manera similar, la simulación realizada en ATPDraw para la línea de transmisión de 60 kV Azángaro – Antauta mostró un aumento del 92,77 % en la incidencia de flameo inverso cuando se modeló un rayo de 53 kA en un escenario con una resistencia de puesta a tierra de 25 ohmios, en comparación con las condiciones actuales. Estos hallazgos subrayan la importancia de mantener los valores de resistencia de puesta a tierra en niveles óptimos o incluso más bajos para asegurar el desempeño confiable de la línea de transmisión. La investigación de León (2021) también apoya esta conclusión, señalando que las mediciones de resistencia de puesta a tierra por debajo de 25 ohmios en las estructuras de una línea de transmisión mejoran significativamente su desempeño ante perturbaciones, reforzando la necesidad de un mantenimiento riguroso y continuo del sistema de puesta a tierra para evitar fallas críticas en la infraestructura de transmisión eléctrica.

4.1.3 Evaluación de la influencia de los descargadores de sobretensión.

En este apartado se muestran los resultados de la evaluación de la influencia de los descargadores de sobretensión frente a interrupciones por sobretensión transitoria en la línea L-6021 Azángaro – Antauta en 60 kV.

A. Resultados del análisis de los descargadores de sobretensión.

La línea de transmisión analizada no dispone de descargadores de sobretensión. Por lo tanto, para esta evaluación se utilizará la tabla 18, la cual nos permitirá modelar tanto la ubicación como el rendimiento de los descargadores de sobretensión frente a las sobretensiones transitorias.

El criterio del modelamiento considera magnitudes recomendadas por IEEE y el análisis de Criticidad.

Tabla 17

Simulación en ATPDraw del Desempeño de Descargadores de Sobretensión

N° Estructura (* Impacto de rayo)	Impacto de rayo en cable de guarda según IEEE distribución & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA_(Actual)			Aislador con cebado inverso, estado actual de PAT y 31 kA	Impacto de rayo en cable de guarda según IEEE distribución el 20% excede 53 kA_(Actual)			Aislador con cebado inverso, estado actual de PAT y 53 kA	Impacto de rayo en cable de guarda según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA_(Actual)			Aislador con cebado inverso, estado actual de PAT y 90 kA
	R	S	T		R	S	T		R	S	T	
	1003					0					0	
6				0				0				1
7*				0				0				3
8*				0				0				4
9*				0				0				3
10*				0				0				4
11*				0				0				2
12				0				0				2
50				0				0				3
51*				0				0				6
52*				0				0				9
53*				0				0				12
54*				0				0				9
55*				0				0				9
56*				0				0				9
57*				0				0				9
58*				0				0				9
59*				0				0				9
60*				0				0				7
61*				0				0				1
62*				0				0				1
68*				0				0				1
69*				0				0				7
70*				0				0				10
71*				0				0				12
76*				0				0				4
77*				0				0				3
78*				0				0				1
79*				0				0				3
80*				0				0				9
81*				0				0				10

82*	0	0	12
83*	0	3	12
84*	0	0	9
85*	0	0	3
86*	0	0	0
87*	0	0	0
88	0	0	0
89	0	0	0
91	0	0	0
Total, de Aisladores con cebado inverso	0.00	0.00	0.00

Nota. Resultados del rendimiento y la ubicación de los descargadores de sobretensión en ATPDraw de acuerdo a las recomendadas de IEEE Distribution y CIGRE C4.407.

De la revisión de los datos presentados en la tabla, se puede concluir que, en las estructuras donde se han mantenido los valores actuales del sistema de puesta a tierra y se ha implementado la instalación de pararrayos, los aisladores no presentan indicios de flameo inverso o directo. Esto indica claramente que la incorporación de pararrayos en la línea de transmisión Azángaro - Antauta de 60 kV tiene un efecto positivo y significativo en la mitigación de interrupciones ocasionadas por sobretensiones transitorias, mejorando así la confiabilidad y estabilidad de la línea.

La influencia de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión se traduce en una reducción efectiva de las interrupciones del servicio, lo que ha permitido determinar no solo la ubicación óptima sino también el número exacto de pararrayos necesarios para la línea L-6021. La recomendación es instalar descargadores de sobretensión en esta línea, siguiendo un análisis de criticidad que considera tanto las áreas con mayor criticidad "C" como aquellas de criticidad media "MC", utilizando el enfoque de criticidad total según riesgo y la técnica de Pareto. Este enfoque se basa en el principio de que el 20 % de las causas pueden provocar el 80 % de las consecuencias, lo que es especialmente relevante al considerar que, según los estándares de IEEE, el valor promedio de corriente pico de 53 kA representa aproximadamente el 20 % de los rayos que impactan sobre la infraestructura eléctrica.

Para optimizar la protección de la línea, se propone la instalación de pararrayos en grupos de 5 estructuras, incluyendo dos estructuras adicionales a ambos lados de la estructura directamente impactada por el rayo. Las estructuras identificadas para esta intervención son: 1003, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 74, 76,

77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89 y 91, con un total de tres pararrayos por estructura.

En conclusión, para minimizar eficazmente las interrupciones por sobretensiones transitorias en la línea de transmisión de 60 kV Azángaro - Antauta, es necesario instalar un total de 147 pararrayos, distribuidos en 49 estructuras específicas. El costo asociado a esta implementación asciende a 488,911.71 soles, tomando como referencia un costo unitario de 3,325.93 soles por pararrayo, según los precios de compra e instalación contratados por Electro Puno en el año 2021. Además, la instalación de estos pararrayos implicará una interrupción del servicio eléctrico en la línea durante aproximadamente 8 horas. Este esfuerzo no solo optimizará el desempeño de la línea, sino que también contribuirá significativamente a la reducción de los riesgos asociados con las descargas atmosféricas, asegurando así una mayor continuidad y fiabilidad en el suministro eléctrico.

4.2 Discusión de los resultados obtenidos.

Chuña (2019) concluye que modelar la línea de transmisión con descargadores de sobretensión de ZnO (óxido de zinc) en el software ATPDraw mejora considerablemente la capacidad de la línea para enfrentar sobretensiones transitorias, lo que a su vez incrementa la confiabilidad general del sistema de transmisión. Estos hallazgos son consistentes con los resultados obtenidos en la presente investigación, confirmando la importancia de implementar estrategias efectivas de protección contra sobretensiones.

De manera similar Oscanoa (2020) encontró que, utilizando la información SIG de Osinergmin y el software ATPDraw, se podía calcular la tasa de flameo inverso en 12.09 descargas por 100 km/año. Este índice se mejora significativamente al instalar pararrayos en aquellas estructuras con mayor incidencia de flameo inverso. Los resultados del modelado en ATPDraw dentro del contexto de la presente investigación también sugieren que la instalación de 147 pararrayos distribuidos en 49 estructuras críticas puede optimizar el rendimiento de la línea de transmisión, reduciendo la probabilidad de fallas debido a sobretensiones transitorias.

Por otro lado, la investigación realizada por Jucup (2018) en una línea de transmisión de 69 kV subraya que la única manera eficaz de mitigar las sobretensiones es

mediante la instalación de pararrayos en las tres fases de la línea. Si una fase carece de este dispositivo, está sujeta a sobretensiones que pueden provocar flameos en los aisladores, comprometiendo la integridad del sistema. Este hallazgo se correlaciona con las simulaciones realizadas en ATPDraw en la presente investigación, que también concluyeron que, para maximizar la protección, es necesario instalar pararrayos de línea en todas las fases, recomendando un total de 147 pararrayos distribuidos en 49 estructuras. Este enfoque se refuerza con las conclusiones de Haro (2019) quien determinó que las fallas en las líneas de transmisión se deben principalmente a sobretensiones transitorias, y propuso la instalación de pararrayos en cada fase como una medida clave para mitigar estos riesgos.

En conjunto, los resultados coherentes obtenidos a partir de las evaluaciones de los objetivos específicos de esta investigación subrayan la importancia de implementar medidas efectivas para reducir las interrupciones causadas por sobretensiones transitorias en la línea de transmisión de 60 kV Azángaro - Antauta. Entre las alternativas propuestas, la instalación de 147 pararrayos en 49 estructuras se destaca como una solución que puede abordar el 20 % de las causas responsables del 80 % de las interrupciones en el servicio eléctrico, en línea con el principio de Pareto. Esta intervención se basa en la premisa de que el 20 % de las descargas atmosféricas, que corresponden a un valor promedio de corriente pico de 53 kA según IEEE, son responsables de la mayoría de las interrupciones. Además, se recomienda mantener los valores de resistencia de tierra en sus niveles actuales o reducirlos aún más, para garantizar que el rendimiento de la línea permanezca óptimo, con menos del 7,23 % de aisladores afectados por flameo inverso bajo el impacto de un rayo de 53 kA, basándose en la comparación entre los valores actuales y un escenario de 25 ohmios de resistencia de tierra.

Finalmente, aunque la mejora del apantallamiento de la línea es una opción considerada, su viabilidad está limitada por los altos costos asociados al rediseño de las estructuras y la inevitable interrupción del servicio eléctrico durante varios días, lo que podría resultar en pérdidas significativas de ingresos por la venta de energía. Por lo tanto, la decisión estratégica debe considerar un balance entre la efectividad de las medidas de protección y los costos económicos asociados, priorizando aquellas soluciones que ofrezcan el mayor beneficio con el menor impacto financiero.

CONCLUSIONES

- PRIMERO:** La investigación del impacto sobre el apantallamiento en la línea de transmisión 60 kV Azángaro - Antauta reveló deficiencias que pueden ser abordadas mediante modificaciones estructurales para mejorar el blindaje. Por lo que nos ha permitido plantear diferentes alternativas de protección para reducir las interrupciones causadas por sobretensiones transitorias, así como evaluar los costos y beneficios asociados a estas modificaciones.
- SEGUNDO:** La evaluación de la influencia de los valores de puesta a tierra en la línea de transmisión 60 kV Azángaro - Antauta mostró que están en condiciones óptimas, con un promedio de 11,59 ohmios, significativamente inferior al límite de 25 ohmios establecido por la normativa. Estos valores han permitido reducir las interrupciones por descargas atmosféricas teniendo un rendimiento aceptable en la línea de menos del 7,23 % de los aisladores contorneados para una magnitud de rayo de 53 kA, resultado de la comparación del valor actual y de 25 ohmios del PAT, considerando también los beneficios de mantener estos niveles por debajo del estándar.
- TERCERO:** La investigación sobre el efecto de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión 60 kV Azángaro - Antauta permitió identificar la cantidad y ubicación óptimas de pararrayos necesarios para reducir significativamente las interrupciones del servicio. Por lo que se deben implementar 147 pararrayos, instalados en 49 estructuras, esto, consecuente, al razonamiento de los críticos "C", media criticidad "MC" y la técnica de Pareto, ya que el 20 % de las causas (según IEEE, el valor promedio de la corriente pico de 53 kA constituye el 20 % de las descargas atmosféricas) provocan el 80 % de las consecuencias (interrupciones de servicio eléctrico). Evaluando tanto su costo-beneficio como el impacto en la reducción de interrupciones, además de considerar los avances tecnológicos en dispositivos de protección, estos podrán optimizar la inversión y minimizar la interrupción del servicio eléctrico durante su operación.

RECOMENDACIONES

- PRIMERO:** Se sugiere investigar las posibles alternativas de protección de línea, evaluando técnicamente su viabilidad, considerando no solo los costos asociados al rediseño de la protección, materiales, transporte y montaje, sino también el impacto económico de la interrupción del servicio eléctrico durante varios días. Esta investigación podría centrarse en encontrar métodos de protección que minimicen tanto los costos como las interrupciones del servicio.
- SEGUNDO:** Se recomienda investigar el impacto de mantener y optimizar los valores de resistencia de tierra en la línea de transmisión Azángaro - Antauta de 60 kV. Dado que el valor promedio actual es de 11.59 ohmios, significativamente inferior a los 25 ohmios estipulados por la normativa, la investigación podría enfocarse en cómo estos valores afectan el desempeño de la línea, específicamente en la reducción de fallas y la incidencia de contorneos inversos en los aisladores para rayos de magnitud 53 kA.
- TERCERO:** Se sugiere investigar la efectividad de instalar 147 descargadores de sobretensión en la línea de transmisión de 60 kV Azángaro - Antauta. Esta investigación debería evaluar cómo dicha instalación contribuye a la reducción de interrupciones en el servicio, utilizando criterios de criticidad y la técnica de Pareto para analizar cómo las descargas atmosféricas con una magnitud de 53 kA, que representan el 20 % de las descargas, son responsables del 80 % de las interrupciones. El estudio podría proporcionar un análisis detallado de la relación entre la magnitud de la corriente pico y la incidencia de interrupciones.

BIBLIOGRAFÍA

- Alvarado, A. A. (2021). *Nivel de influencia que tiene la implementación de un sistema de información geográfica (GIS) para la elaboración y eficiencia de un plan de mantenimiento integral en la línea de transmisión de 60kV, Puno.*
<https://es.scribd.com/document/721800385/IEalagaa-1>
- Alzate, A. B. (2021). *Análisis de la confiabilidad de líneas de transmisión multicircuito mayores a 115 kV en zonas de alta incidencia de descargas eléctricas atmosféricas* [Benemérita Universidad Autónoma de Puebla].
<https://doi.org/10.16/CSS/JQUERY.DATATABLES.MIN.CSS>
- Anexo 1.1.1. OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD. (2013). *Anexo 1.1.1. Criterios de diseño de sistemas de transmisión. procedimiento de ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN.*
<https://es.scribd.com/document/223601547/COES-Coordinacion-de-Aislamiento>
- Cabral, R. J. (2018). *Modelos matemáticos para la optimización del sistema de protección contra descargas atmosféricas en sistemas de distribución de energía eléctrica.* <http://hdl.handle.net/10183/200643>
- Carrasco, K. (2020). *Estudio de sobretensiones de origen atmosférico y coordinación de aislamiento de la línea de transmisión 220 kV Suriray - Abancay nueva - Cotaruse.* <http://hdl.handle.net/20.500.12918/7151>
- Castillo, J. M. (2019). *Modelado y análisis para el diseño de ángulos de blindaje de protección contra descargas atmosféricas en líneas de transmisión de 400 KV.*
<https://rinacional.tecnm.mx/jspui/handle/TecNM/1559>
- Chuño, C. R. (2019). *Modelado de pararrayos en línea de transmisión L1005 frente a descargas atmosféricas utilizando Atpdraw.*
<https://hdl.handle.net/20.500.12952/4307>
- CIGRE Working Group C4.407. (2013). *Lightning parameters for engineering applications.* CIGRE.
<https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url>

- COES SINAC. (2024). *Líneas Existentes* COES.
<https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/MapaSEIN#>
- Coronel, C. G., & Sinchi, F. M. (2021). *Diseño y evaluación de configuraciones de puestas a tierra en diferentes tipos de suelo empleando materiales de baja resistividad.*
- Electroporcelana Gamma S.A. (2021). *Guía para mejorar el comportamiento bajo descargas tipo rayo de las líneas aéreas de distribución eléctrica Norma IEEE std 1410.* <https://es.scribd.com/document/531213934/IEEE-1410-3-gamma>
- Flores, D. J. (2021). *Identificación de causa raíz de fallas por descargas eléctricas en líneas de transmisión.* <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19820>
- Gallegos, F. G. (2019). Influencia del nivel de aislamiento en las líneas de transmisión de 60 kv-Huancayo 2017. In *Universidad Continental.* <https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/7124>
- Haro, H. G. (2019). *Análisis de causas de fallas de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV y elaboración del plan de mitigación.* <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20196>
- Hernández, R., Fernandez, C., & Baptista, M. del P. (2010). *Metodología de la investigación* (M. G. Hill, Ed.; Quinta Edición). México. <http://www.casadellibro.com/libro-metodologia-de-la-investigacion-5-ed-incluye-cd-rom/9786071502919/1960006>
- Juárez, A. (2021). *Mejora de la confiabilidad en la coordinación de aislamiento de la línea PON-73090-SRL.* <https://doi.org/10.16/CSS/JQUERY.DATATABLES.MIN.CSS>
- Jucup, R. A. (2018). *Análisis de transitorios electromagnéticos usando ATP-EMTP en la línea de transmisión Escuintla I – Santa Ana 69 kV, área de la costa sur de Guatemala.* <http://biblioteca.ingenieria.usac.edu.gt/>
- León, R. E. (2021). Mejoramamiento de la puesta a tierra en estructuras arriostradas tipo VSL de la Línea de transmisión 500 kV L-5032 Chilca - Poroma. In *Repositorio de Tesis - UNMSM.* <https://cybertesis.unmsm.edu.pe/handle/20.500.12672/17031>

- Libros para emprendedores. (2016). *El principio del 80/20*.
<https://librosparaemprendedores.net/wp-content/uploads/2016/01/El-principio-80-20-Un-resumen-de-Libros-para-Emprendedores.pdf>
- Mamani, C. (2020). Mejoramiento del diseño eléctrico de la línea de transmisión en 138 KV Socabaya Parque Industrial. In *Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa*. <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/20.500.12773/13253>
- Mamani, P. D. (2018). *Coordinación de aislamiento y análisis de sobretensiones transitorias atmosféricas para líneas aéreas de media tensión de 22.9kV - Chumbivilcas*. <http://repositorio.unap.edu.pe/handle/20.500.14082/7513>
- Mariño, J. A., Muñoz, J. A., & Soto, E. A. (2021). Influencia de los sistemas de puesta a tierra descritos en el estándar IEEE 1243 en la tasa de fallas por rayos de líneas de transmisión. *Revista UIS Ingenierías*, 20(1), 224–237.
<https://doi.org/10.18273/revuin.v20n1-2021019>
- Mariño Rojas, J. A., Muñoz Delgado, J. A., & Soto Ríos, E. A. (2021). Influencia de los sistemas de puesta a tierra descritos en el estándar IEEE 1243 en la tasa de fallas por rayos de líneas de transmisión. *Revista UIS Ingenierías*, 20(1).
<https://doi.org/10.18273/revuin.v20n1-2021019>
- Martínez, J. A. (2008). *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión* (M.-H. de E. S.A.U., Ed.; Primera Ed, pp. 1–637). <https://toaz.info/doc-view-2>
- Mejía Villegas S.A. (2003). *Subestaciones de alta y extra alta tensión* (Mejía Villegas SA, Ed.; Segunda Ed).
- Ministerio de Energía y Minas. (2011). *Código nacional de electricidad - suministro*.
<https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/R%20M%20%20y%20CNE%202011.pdf>
- Morales, V. M. (2018). *Análisis de Sobretensiones Transitorias en Líneas de Transmisión a través del Método J Marti*.
<https://hdl.handle.net/20.500.12371/923>
- Oscanoa, W. R. (2020). Metodología de ubicación de pararrayos para optimizar su distribución en la línea de transmisión Mollepata-Cangallo 69 Kv. In *Universidad*



- Nacional del Centro del Perú*. Universidad Nacional del Centro del Perú.
<http://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/6484>
- OSINERGMIN. (2018). *Mapa de descargas atmosféricas*.
<https://gisem.osinergmin.gob.pe/portald/home/webmap/viewer.html?webmap=961ecf93c7ab44958158702b011392f3>
- Otero, P., Peñafiel, S., Vallejo, D., Granda, N., & Ramírez, J. (2021). Simulación de Mallas de Puesta a Tierra Utilizando el Método de los Elementos Finitos en Tres Dimensiones. *Revista Técnica "Energía,"* 17(2), 113–123.
<https://doi.org/10.37116/REVISTAENERGIA.V17.N2.2021.437>
- Para-rayos. (2022). *Medición de puesta a tierra*. Para-Rayos.Com. https://www.para-rayos.com/medicion-de-puesta-a-tierra/#%C2%BF Cada_cuanto_tiempo_se_debe_medir_una_puesta_a_tierra
- Parra, C., & Crespo, A. (2020). *Métodos de análisis de criticidad y jerarquización de activos*. <https://www.linkedin.com/groups/4134220/>
- Paucar, K. A. (2019). *Evaluación del aislamiento de una línea de transmisión de 500 kV ante descargas atmosféricas utilizando un método estadístico*.
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19970>
- Pintos, V., Tais, B., & Tomsic, G. (2022). *Desarrollo e implementación de un algoritmo para la detección de aperturas en líneas de transmisión de 500kV de la Red Uruguaya*. <http://iie.fing.edu.uy/>
- Polo, V., Bernardo, J., & Pacheco, L. (2017). Calidad de la energía eléctrica bajo la perspectiva de los sistemas de puesta a tierra. *Ciencia e Ingeniería,* 38(2), 167–176. <http://www.redalyc.org/articulo.oa?>
- Prado, H. B. (2021). *Análisis del comportamiento de los componentes de torres de transmisión eléctrica frente a sobretensiones transitorias producidas por descargas atmosféricas*.
- Restrepo, L. H., Caicedo, G., & Castro, F. (2008). Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia. In *Revista Energía y Computación* (Vol. 16, Issue 1, pp. 21–32).



https://www.researchgate.net/publication/277155813_Modelos_de_linea_de_transmision_para_transitorios_electromagneticos_en_sistemas_de_potencia

Rodríguez, E. E. (2021). *Gestión de mantenimiento aplicado a la línea de transmisión 60 kV Azángaro Putina Huancané Ananea.*

<https://repositorio.unap.edu.pe/handle/20.500.14082/19733>

Rojas, F., Díaz, M. V., & Mejía, W. (2021). *Modelo de evaluación de tensiones inducidas por descargas atmosféricas cercanas en LT: caracterización de distancias, corriente pico, resistividad del terreno y posibilidad de generar recierres.* 1–11.

https://cimga.com/2021/Trabajos/032-TRA_COL_F_ROJAS_CIMGA2021.pdf

Turrubiates, V. (2017). *Diagnóstico de la coordinación de aislamiento de líneas de transmisión de alta tensión mediante el modelado en ATP/EMTP.*

<https://hdl.handle.net/20.500.12371/188>

Usnayo, E. A., & Mamani, E. (2020). *Diseño de un sistema de puesta a tierra para la línea de transmisión de 60 KV desde la SE María Jiray hasta la Unidad Minera Contonga.* In *Universidad Continental.*

<https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/8564>

ANEXOS

Anexo 1. Matriz de Consistencia

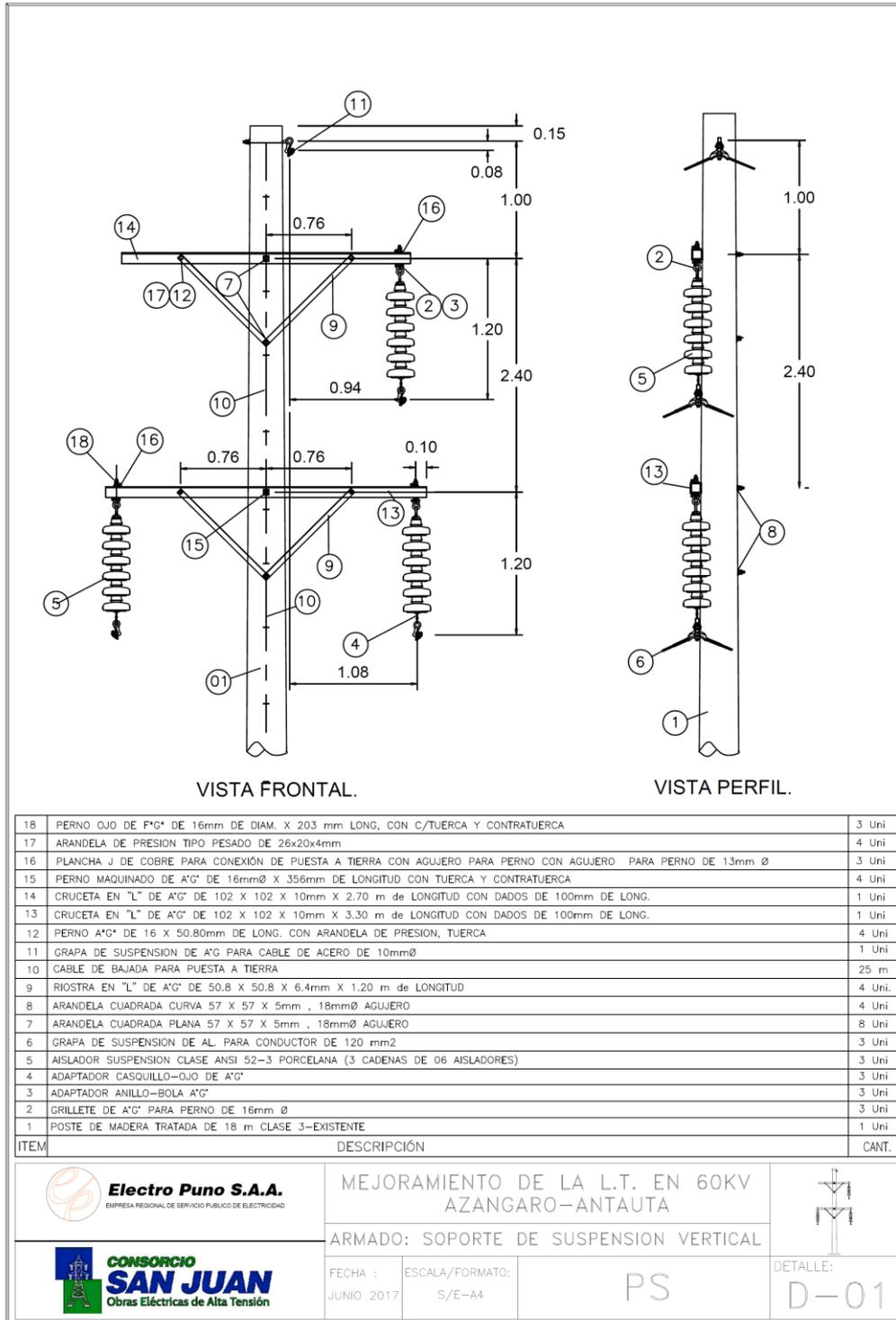
PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPÓTESIS GENERAL	VARIABLE GENERAL	INDICADORES
¿Qué medidas se debe tomar en la evaluación de desempeño de la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias utilizando ATPDraw, periodo 2018-2022?	Evaluar el desempeño de la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias utilizando ATPDraw, periodo 2018-2022	Conociendo las medidas implementadas en la evaluación de desempeño de la línea de transmisión 60 kV Azángaro - Antauta permite encontrar alternativas para reducir la falta de servicio eléctrico por sobretensiones transitorias, lo que mejora el desempeño de la línea de transmisión.	<p>Variable Independiente: Interrupciones por sobretensiones transitorias</p> <p>Variable Dependiente: Desempeño de la línea</p>	<p>Indicador Independiente: Número de veces</p> <p>Indicador Dependiente: Tasa de fallas de la línea</p>
PROBLEMAS ESPECÍFICOS	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	HIPÓTESIS ESPECIFICA	VARIABLES ESPECIFICAS	INDICADORES ESPECÍFICOS
¿En qué medida influye el apantallamiento en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias utilizando ATPDraw?	Conocer la influencia del apantallamiento en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias utilizando ATPDraw.	Conociendo la influencia del apantallamiento en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias utilizando ATPDraw, permitirá encontrar formas de mejorar el apantallamiento de la línea.	<p>Variable Independiente: Caso a: Apantallamiento de la línea</p> <p>Caso b: Valores de Puesta a Tierra</p>	<p>Indicador Independiente: Caso a: (°) Ángulo en grados</p> <p>Caso b: (Ω) Ohmios</p>
¿En qué medida influyen los valores de Puesta a Tierra en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias utilizando ATPDraw?	Conocer la influencia de los valores de Puesta a Tierra en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Antauta ante las sobretensiones transitorias utilizando ATPDraw.	Conociendo la influencia de los valores de Puesta a Tierra en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Antauta ante las sobretensiones transitorias utilizando ATPDraw, permitirá determinar el mejoramiento del Sistema de Puesta a Tierra para disminuir las interrupciones por sobretensiones transitorias.	<p>Caso c: Descargadores de sobretensión</p> <p>Variable Dependiente para los 3 casos: Interrupciones por sobretensiones transitorias</p>	<p>Caso c: Cantidad Ubicación</p> <p>Indicador Dependiente para los 3 casos: Número de veces</p>
¿En qué medida influyen los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias utilizando ATPDraw?	Conocer la influencia de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias utilizando ATPDraw.	El Conociendo la influencia de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Antauta ante sobretensiones transitorias utilizando ATPDraw, permitirá determinar el número y la ubicación de los descargadores de sobretensión para disminuir las interrupciones.		

Anexo 2. Lámina de tipo de Armados y puestas a tierras de la línea de transmisión

L-6021

Figura 20

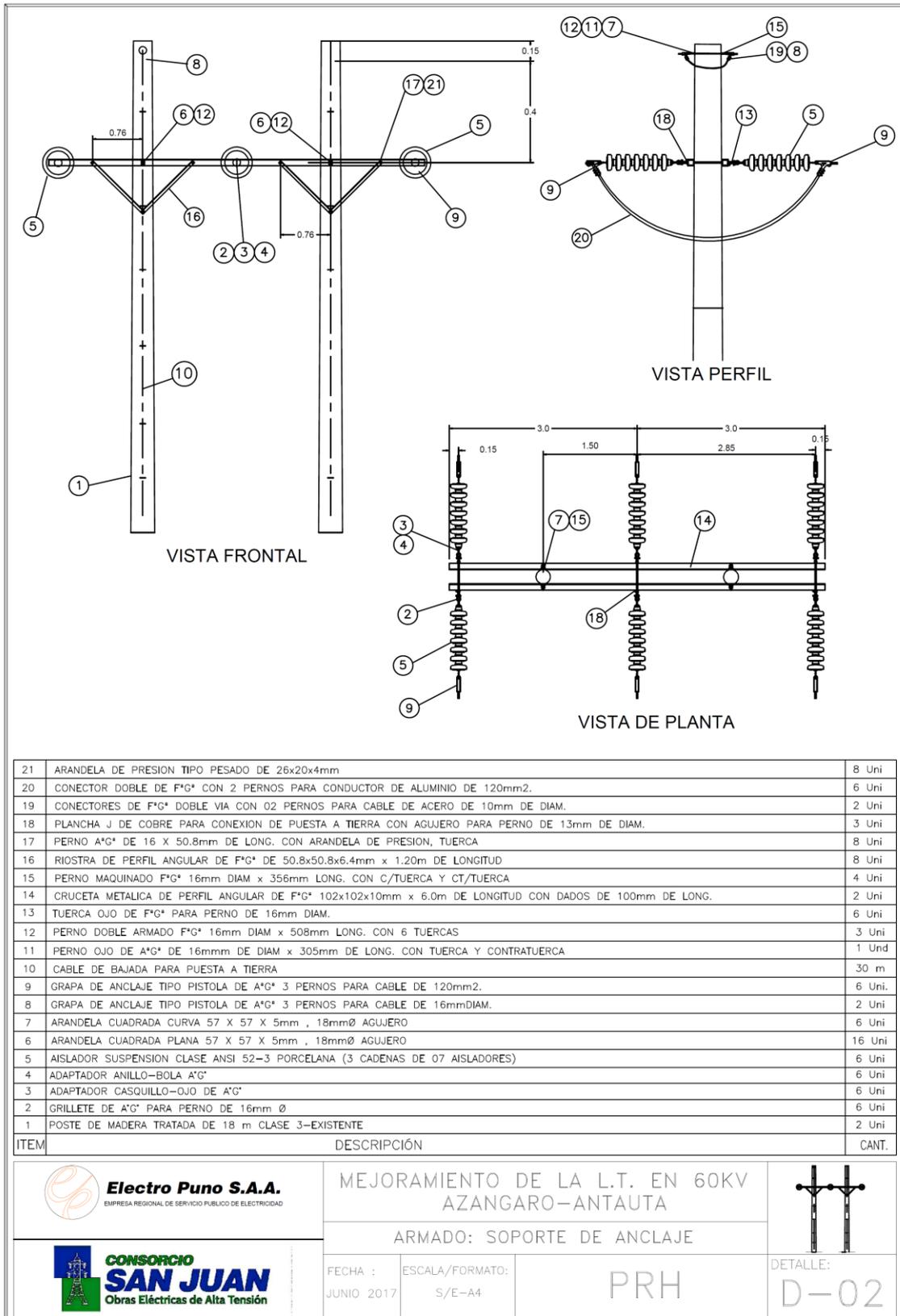
Armado estructura tipo PS



Nota. Tomado del proyecto analizado, Electro Puno S.A.A. (2017).

Figura 21

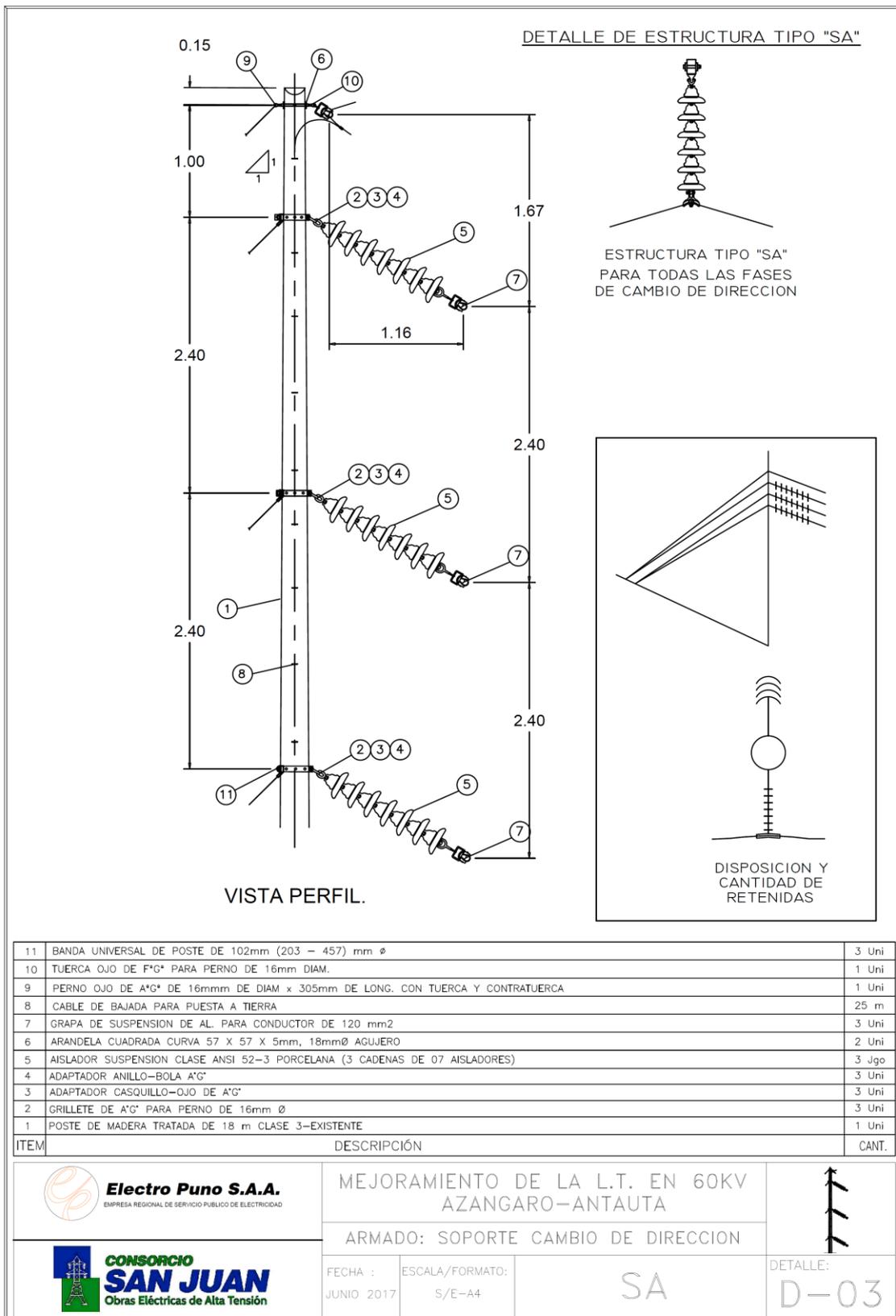
Armado estructura tipo PRH



Nota. Tomado del proyecto analizado, Electro Puno S.A.A. (2017).

Figura 22

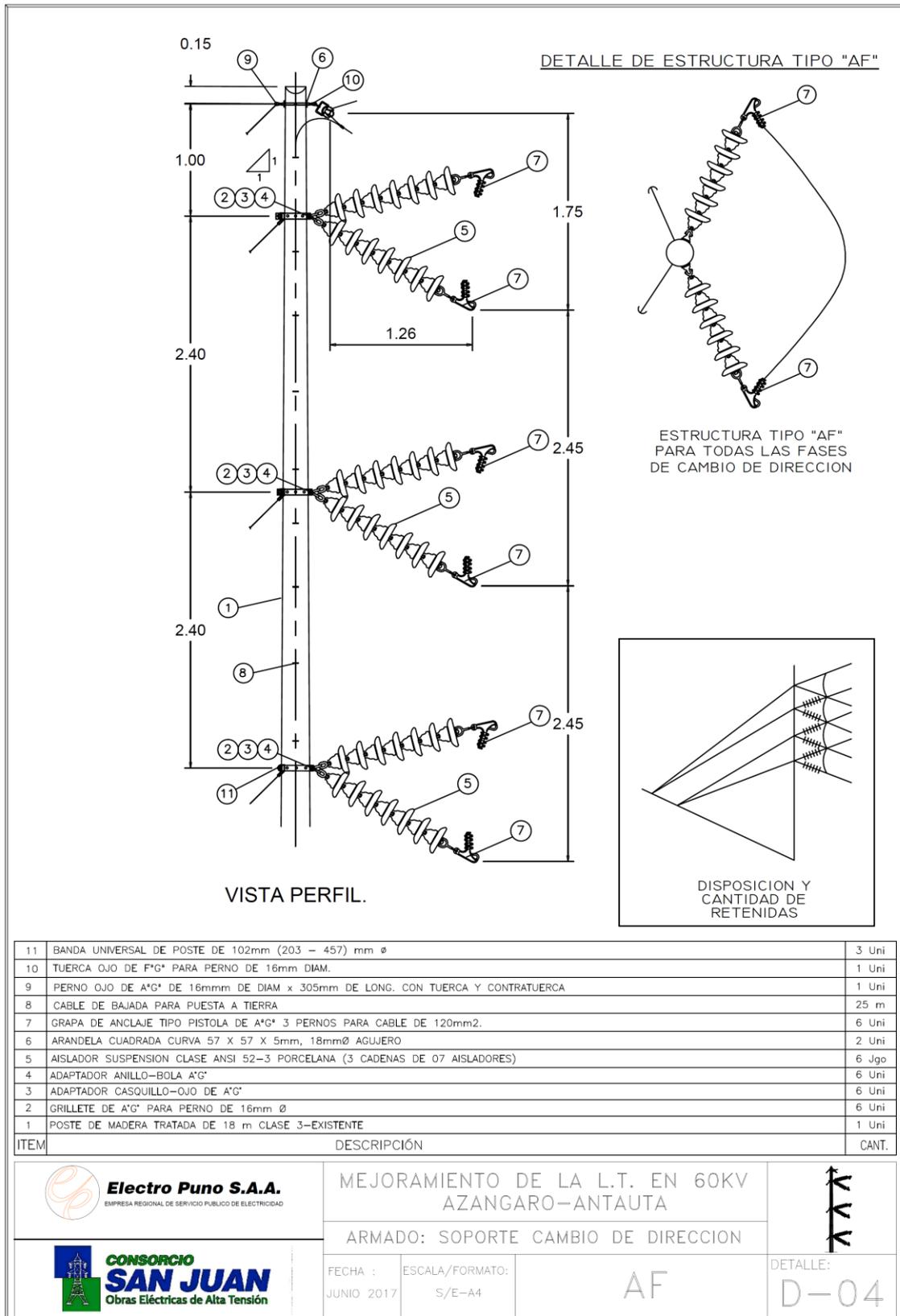
Armado estructura tipo SA



Nota. Tomado del proyecto analizado, Electro Puno S.A.A. (2017).

Figura 23

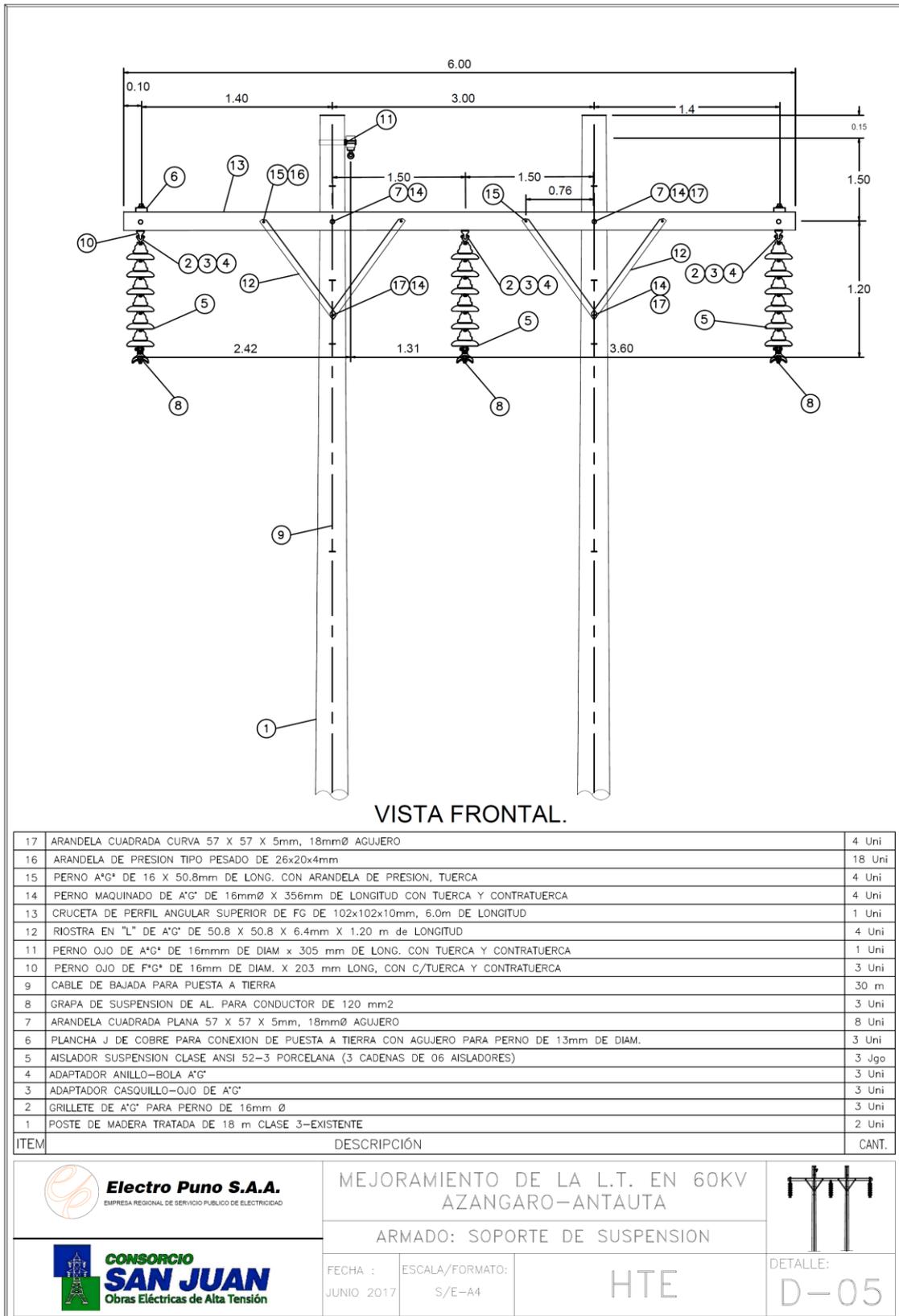
Armado estructura tipo AF



Nota. Tomado del proyecto analizado, Electro Puno S.A.A. (2017).

Figura 24

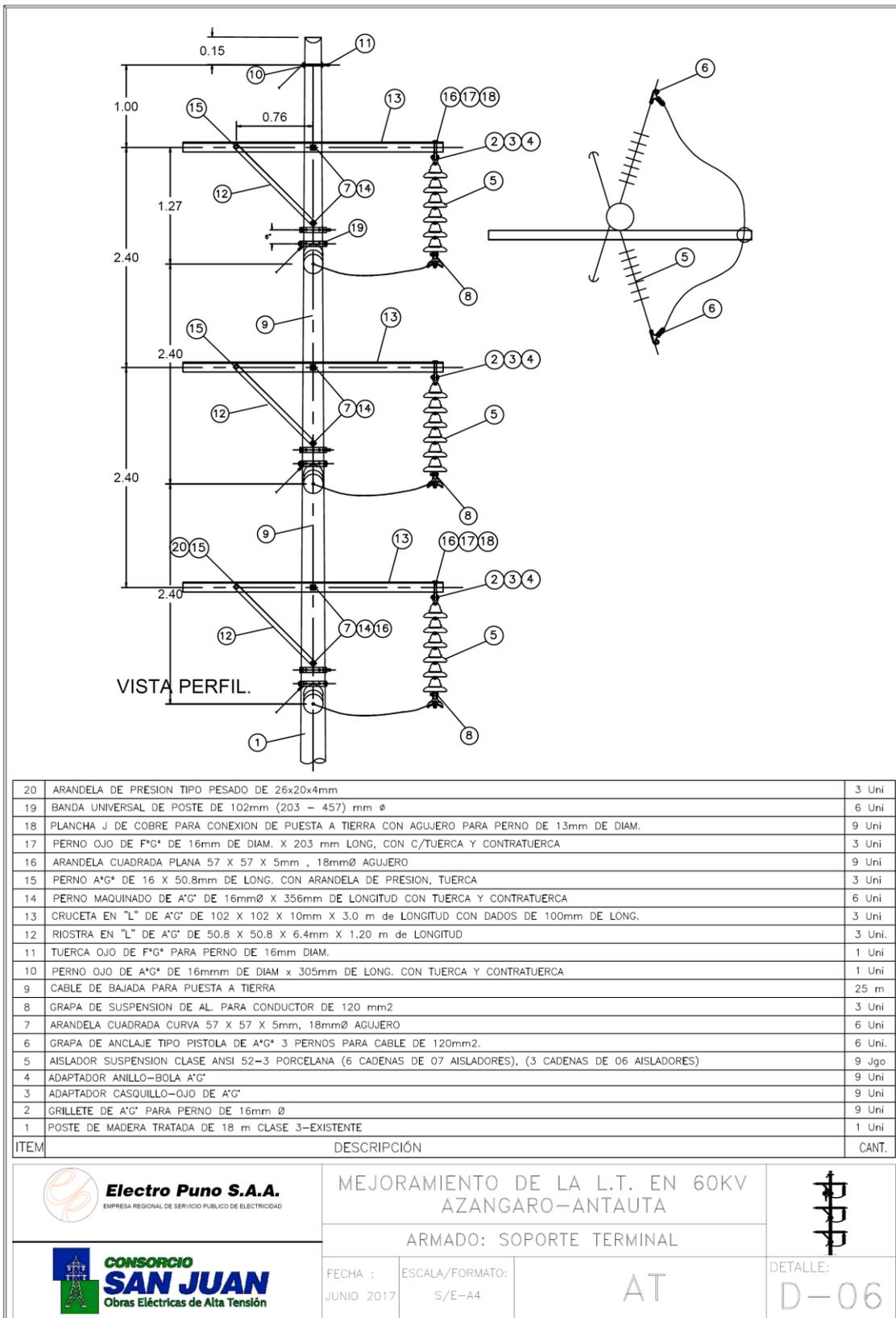
Armado estructura tipo HTE



Nota. Tomado del proyecto analizado, Electro Puno S.A.A. (2017).

Figura 25

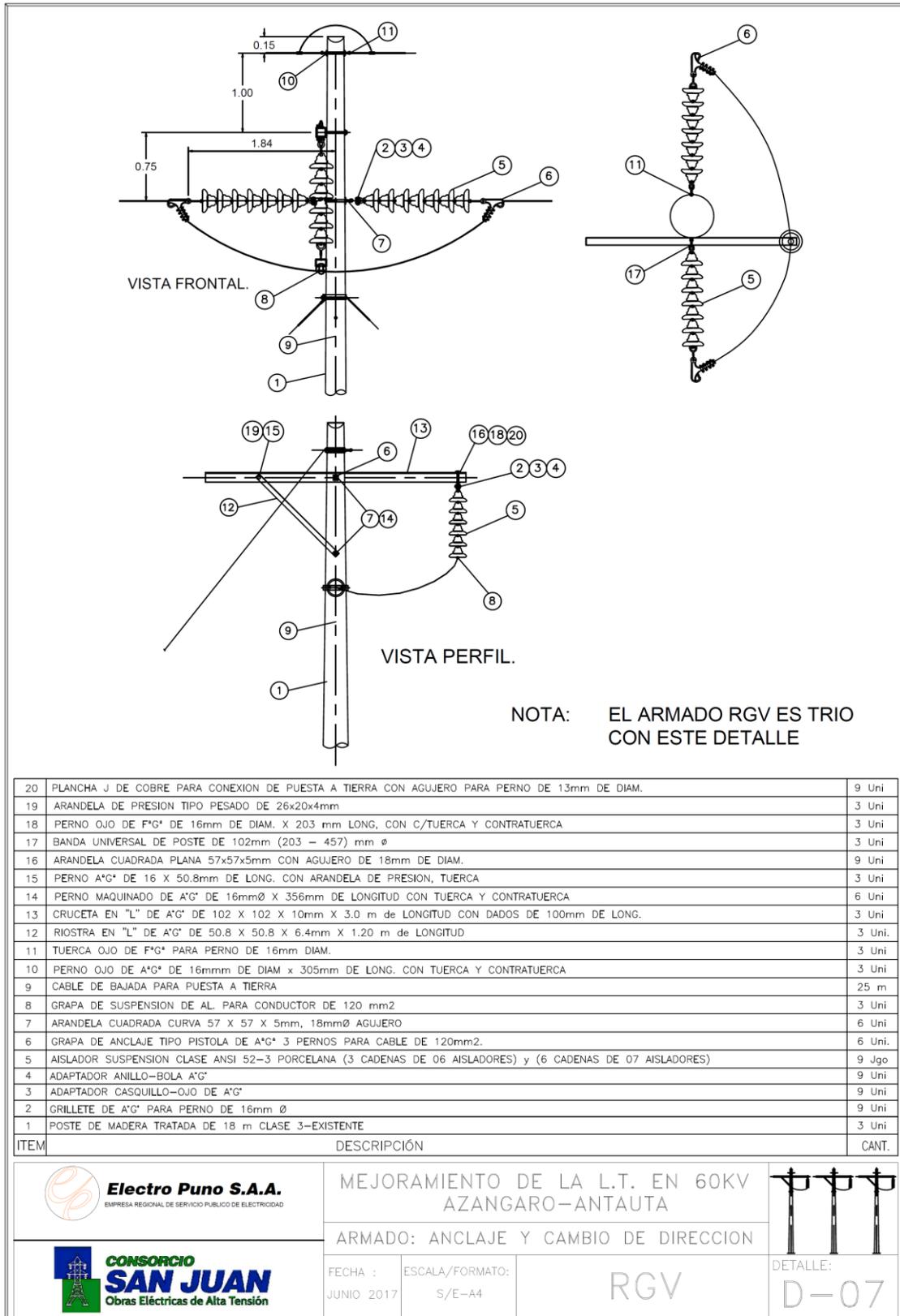
Armado estructura tipo AT



Nota. Tomado del proyecto analizado, Electro Puno S.A.A. (2017).

Figura 26

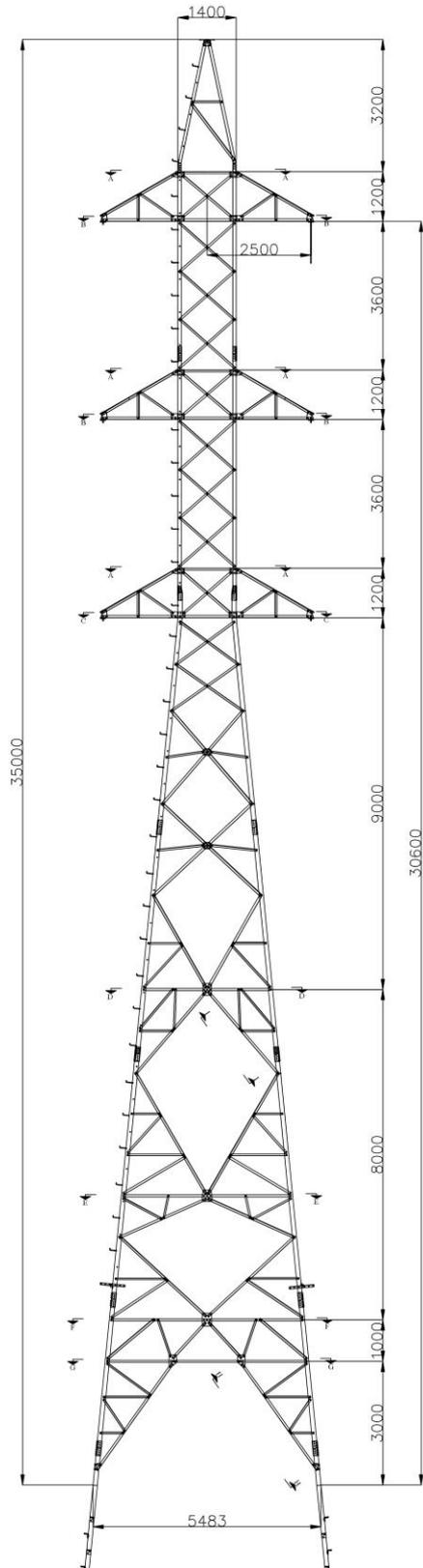
Armado estructura tipo RGV



Nota. Tomado del proyecto analizado, Electro Puno S.A.A. (2017).

Figura 27

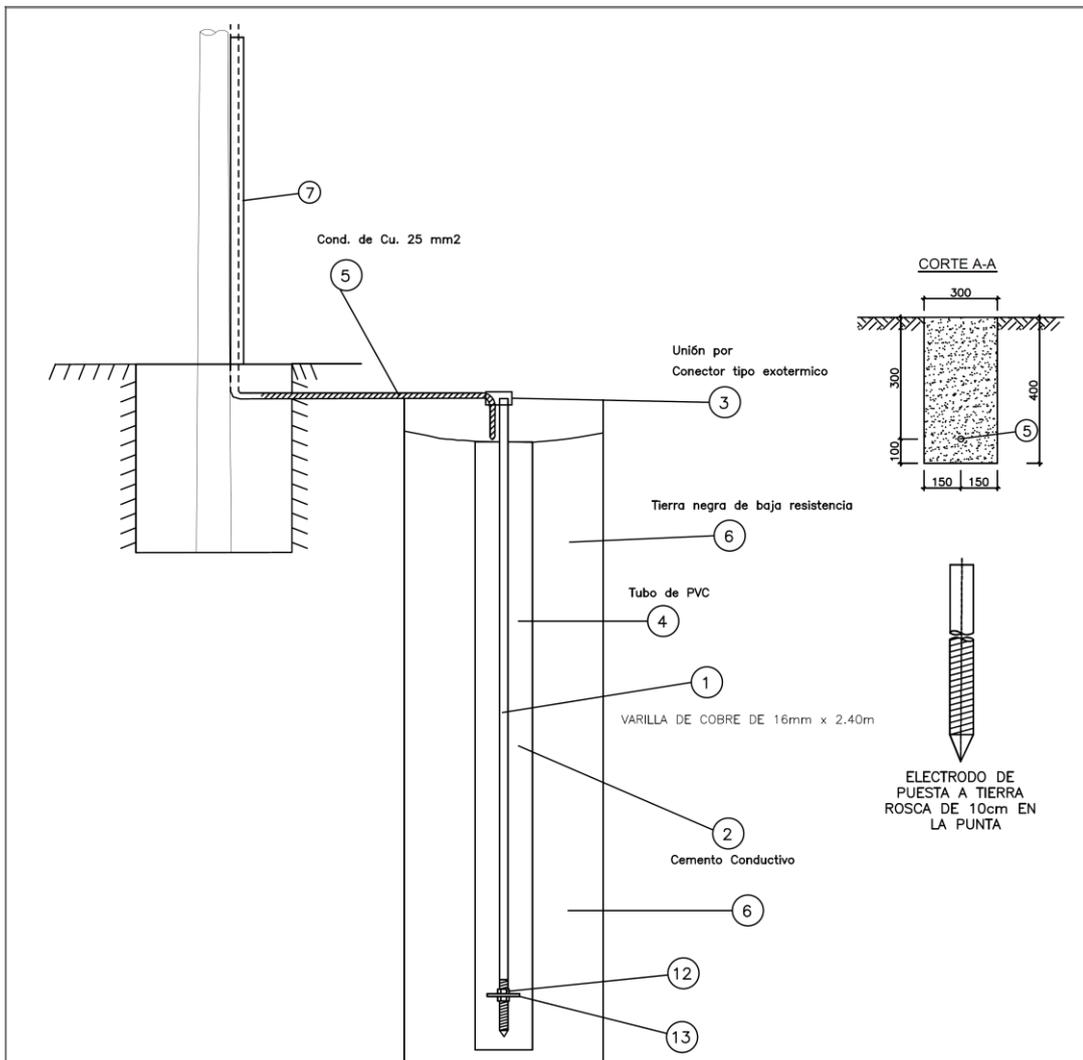
Armado estructura tipo Terminal T2



Nota. Tomado del proyecto Azángaro – Putina – Huancané – Ananea en 60 kV, Electro Puno S.A.A. (2011).

Figura 28

Armado tipo PAT-1



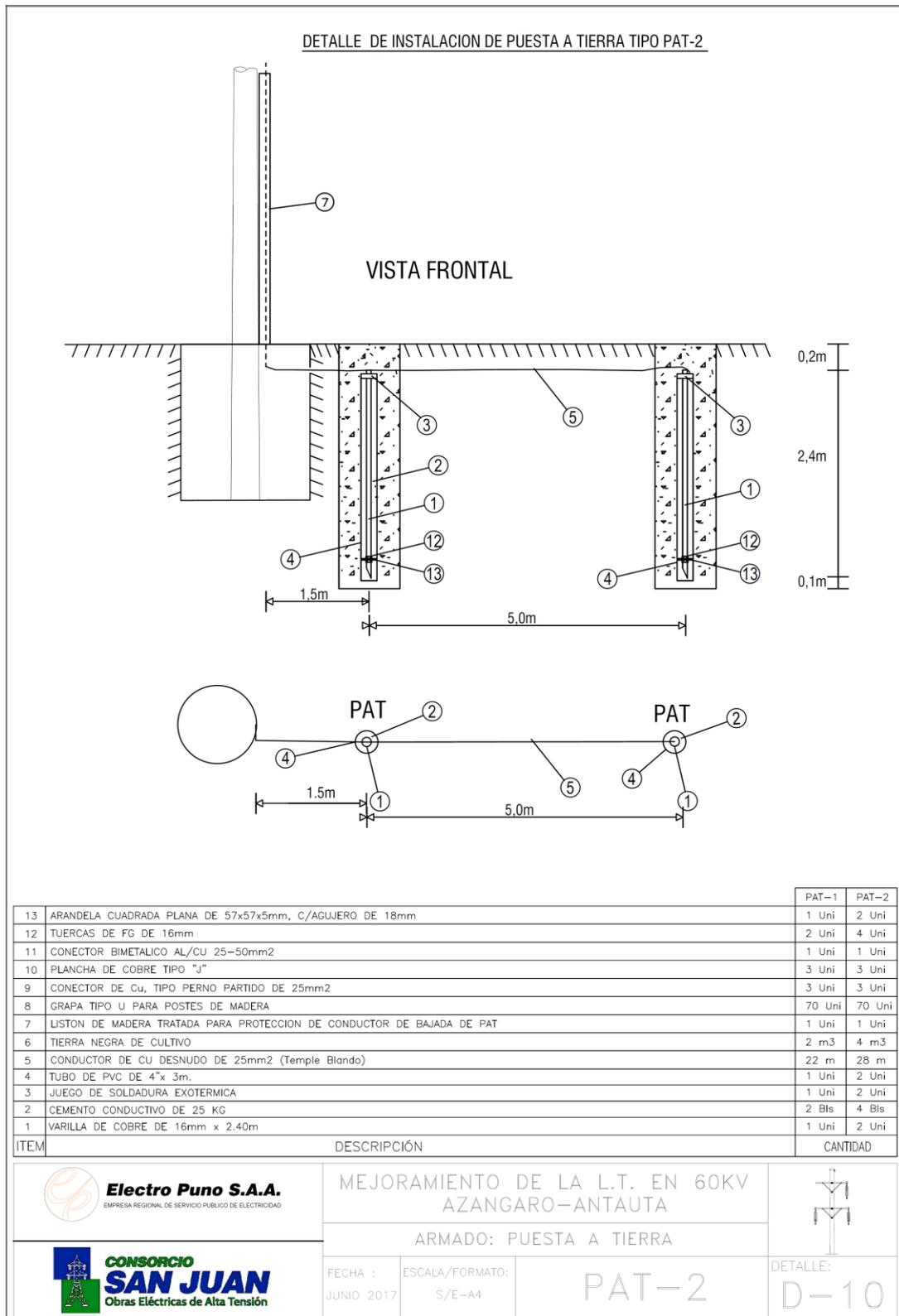
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
13	ARANDELA CUADRADA PLANA DE 57x57x5mm, C/AGUJERO DE 18mm	1 Uni
12	TUERCAS DE FG DE 16mm	2 Uni
11	CONECTOR BIMETALICO AL/CU 25-50mm2	1 Uni
10	PLANCHA DE COBRE TIPO "J"	3 Uni
9	CONECTOR DE CU, TIPO PERNO PARTIDO DE 25mm2	3 Uni
8	GRAPA TIPO U PARA POSTES DE MADERA	70 Uni
7	LUSTON DE MADERA TRATADA PARA PROTECCION DE CONDUCTOR DE BAJADA DE PAT	1 Uni
6	TIERRA NEGRA DE CULTIVO	2 m3
5	CONDUCTOR DE CU DESNUDO DE 25mm2 (Temple Blando)	22 m
4	TUBO DE PVC DE 4"x 3m.	1 Uni
3	JUEGO DE SOLDADURA EXOTERMICA	1 Uni
2	CEMENTO CONDUCTIVO DE 25 KG	2 Bls
1	VARILLA DE COBRE DE 16mm x 2.40m	1 Uni

<p>Electro Puno S.A.A. EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD</p>	MEJORAMIENTO DE LA L.T. EN 60KV AZANGARO-ANTAUTA		
	ARMADO: PUESTA A TIERRA		
<p>CONSORCIO SAN JUAN Obras Eléctricas de Alta Tensión</p>	FECHA : JUNIO 2017	ESCALA/FORMATO: S/E-A4	DETALLE: PAT-1 D-09

Nota. Tomado del proyecto analizado, Electro Puno S.A.A. (2017).

Figura 29

Armado tipo PAT-2



Nota. Tomado del proyecto analizado, Electro Puno S.A.A. (2017).

Anexo 3. Valores de la Resistencia de las puestas a tierras de la línea de transmisión L-6021

Tabla 18

Valores de la Resistencia de PAT líneas L-6021 en 60 kV Azángaro – Antauta

N° Estructura	Tipo de Armado	Distancia vano atrás	Distancia acumulada (m)	Altitud (msnm)	Tipo PAT	Valor PAT (Ω)	Observaciones a valor de PAT
1001	T2	31.22	31.220	3907.663	RB	2.49	Admisible
1002	T2	306.26	337.479	3906.069	RB	2.65	Admisible
1003	T2	261.05	598.526	3901.74	RB	3.01	Admisible
6	RGV	156.86	755.385	3,855.06	PAT-1	1.52-1.64-1.72	Admisible
7	PS	218.27	973.657	3,852.48	PAT-0	4.43	Admisible
8	PS	219.67	1193.331	3,857.79	PAT-1	1.47	Admisible
9	PS	218.57	1411.899	3,856.89	PAT-0	5.83	Admisible
10	PS	218.22	1630.124	3,859.57	PAT-1	2.49	Admisible
11	PS	212.46	1842.581	3,858.62	PAT-0	4.98	Admisible
12	PS	219.33	2061.912	3,857.42	PAT-1	2.71	Admisible
13	RGV	216.48	2278.389	3,854.22	PAT-1	3.90-3.59-3.60	Admisible
14	RGV	370.72	2649.111	3,956.21	PAT-2	5.01-5.15-5.70	Admisible
15	HTE	243.38	2892.491	3,946.26	PAT-2	4.01-10.78	Admisible
16	SA	214.72	3107.208	3,920.67	PAT-2	3.10	Admisible
17	AT	198.07	3305.278	3,880.23	PAT-2	2.00	Admisible
18	PRH	355.48	3660.762	3,872.01	PAT-2	3.06-11.96	Admisible
19	HTE	336.55	3997.313	3,858.23	PAT-2	4.06-6.30	Admisible
20	RGV	218.51	4215.823	3,860.55	PAT-0	23.3-13.51-14.3	Admisible
21	PS	218.61	4434.430	3,863.86	PAT-1	5.55	Admisible
22	PS	219.03	4653.459	3,863.86	PAT-0	11.04	Admisible
23	PS	218.72	4872.183	3,864.57	PAT-1	4.16	Admisible
24	PS	202.71	5074.891	3,864.34	PAT-0	15.11	Admisible
25	PS	212.91	5287.804	3,866.26	PAT-1	6.06	Admisible
26	PS	218.34	5506.146	3,867.35	PAT-0	22.10	Admisible
27	PS	205.52	5711.661	3,864.96	PAT-1	2.93	Admisible
28	PS	219.12	5930.782	3,861.83	PAT-0	5.70	Admisible
29	PS	210.15	6140.935	3,861.19	PAT-1	2.90	Admisible
30	PS	209.92	6350.852	3,865.18	PAT-0	5.90	Admisible
31	RGV	217.91	6568.763	3,866.34	PAT-1	4.28-5.15-5.30	Admisible
32	PS	192.64	6761.400	3,867.66	PAT-0	4.40	Admisible
33	PS	219.33	6980.726	3,866.99	PAT-1	2.79	Admisible
34	PS	198.11	7178.838	3,865.25	PAT-0	21.10	Admisible
35	PS	238.57	7417.406	3,859.48	PAT-1	2.05	Admisible
36	PS	219.06	7636.465	3,861.14	PAT-0	10.51	Admisible
37	PS	219.06	7855.522	3,860.06	PAT-1	2.80	Admisible
38	PS	219.08	8074.606	3,859.86	PAT-0	8.54	Admisible



39	PS	218.73	8293.339	3,862.09	PAT-1	2.71	Admisible
40	PS	219.02	8512.356	3,860.57	PAT-0	4.72	Admisible
41	PS	218.43	8730.784	3,864.19	PAT-1	3.42	Admisible
42	PS	218.94	8949.722	3,865.15	PAT-0	5.13	Admisible
43	RGV	218.85	9168.571	3,864.26	PAT-1	9.20-6.20-6.15	Admisible
44	RGV	503.17	9671.746	3,950.57	PAT-1	20.-19.3-23.8	Admisible
45	PS	298.08	9969.826	3,960.05	PAT-2	1.92	Admisible
46	PS	201.76	10171.581	3,969.78	PAT-2	2.37	Admisible
47	SA	171.69	10343.276	3,972.53	PAT-2	4.53	Admisible
48	RGV	90.51	10433.789	3,960.31	PAT-1	3.30-3.60-3.70	Admisible
49	RGV	537.56	10971.346	3,869.27	PAT-1	3.90-3.80-3.75	Admisible
50	PS	218.28	11189.627	3,868.99	PAT-0	1.46	Admisible
51	PS	218.77	11408.394	3,873.55	PAT-1	3.27	Admisible
52	PS	217.90	11626.299	3,867.73	PAT-0	3.30	Admisible
53	PS	220.15	11846.449	3,871.23	PAT-0	5.80	Admisible
54	PS	218.56	12065.013	3,870.39	PAT-1	1.71	Admisible
55	PS	217.95	12282.962	3,873.42	PAT-0	3.54	Admisible
56	PS	219.87	12502.828	3,870.18	PAT-0	3.17	Admisible
57	PS	218.56	12721.386	3,871.40	PAT-1	2.81	Admisible
58	PS	218.67	12940.059	3,872.44	PAT-0	4.21	Admisible
59	PS	217.92	13157.980	3,873.95	PAT-0	4.70	Admisible
60	PS	219.93	13377.909	3,875.37	PAT-1	2.82	Admisible
61	RGV	380.16	13758.071	3,902.54	PAT-1	8.86	Admisible
62	RGV	408.37	14166.444	3,963.18	PAT-2	2.59-3.62-3.80	Admisible
63	PS	206.41	14372.857	3,958.72	PAT-1	8.11	Admisible
64	PS	164.36	14537.221	3,963.18	PAT-0	14.05	Admisible
65	PS	164.59	14701.810	3,963.04	PAT-0	2.37	Admisible
66	RGV	265.49	14967.300	3,964.76	PAT-0	9.55-12.82-12.65	Admisible
67	HTE	369.77	15337.069	3,985.32	PAT-1	11.17-7.80	Admisible
68	RGV	315.08	15652.145	4,005.58	PAT-0	6.29-7.66-7.30	Admisible
69	PS	303.82	15955.961	4,033.07	PAT-1	5.69	Admisible
70	PS	180.63	16136.589	4,021.69	PAT-0	6.91	Admisible
71	PS	179.27	16315.859	4,022.16	PAT-1	2.73	Admisible
72	PS	217.18	16533.038	4,015.28	PAT-0	23.10	Admisible
73	PS	218.09	16751.127	4,012.52	PAT-1	5.37	Admisible
74	RGV	389.99	17141.116	4,034.46	PAT-0	17.74-15.01-16.13	Admisible
75	PS	201.31	17342.421	4,057.74	PAT-2	8.57	Admisible
76	PS	214.66	17557.086	4,082.69	PAT-2	2.73	Admisible
77	PS	200.89	17757.981	4,112.48	PAT-2	9.26	Admisible
78	PS	171.94	17929.921	4,120.63	PAT-2	5.89	Admisible
79	RGV	81.28	18011.203	4,109.76	PAT-2	8.31-13.35-12.7	Admisible
80	PRH	530.96	18542.163	3,997.82	PAT-1	8.28-17.27	Admisible
81	RGV	278.56	18820.722	4,017.66	PAT-2	21.30-21.50-21.15	Admisible
82	RGV	647.56	19468.285	3,919.00	PAT-1	16.03-17.41	Admisible



83	PS	108.23	19576.516	3,929.96	PAT-2	24.60	Admisible
84	PS	279.11	19855.626	3,905.07	PAT-1	4.44	Admisible
85	PS	218.94	20074.566	3,892.00	PAT-1	2.33	Admisible
86	PS	171.64	20246.204	3,895.42	PAT-2	4.33	Admisible
87	PS	218.17	20464.378	3,875.35	PAT-1	2.30	Admisible
88	PS	213.65	20678.024	3,875.11	PAT-0	2.40	Admisible
89	PS	219.13	20897.153	3,874.74	PAT-1	1.59	Admisible
90	PS	218.64	21115.797	3,874.55	PAT-0	3.84	Admisible
91	PS	218.77	21334.564	3,875.12	PAT-1	1.26	Admisible
92	AF	218.91	21553.476	3,874.49	PAT-0	4.51	Admisible
93	PRH	57.57	21611.042	3,875.08	PAT-0	5.30	Admisible
94	AT	168.34	21779.385	3,875.47	PAT-2	5.10	Admisible
95	PS	219.79	21999.173	3,875.39	PAT-0	4.72	Admisible
96	PS	218.74	22217.915	3,875.18	PAT-1	9.20	Admisible
97	PS	218.60	22436.510	3,876.42	PAT-0	10.09	Admisible
98	PS	217.34	22653.849	3,876.89	PAT-1	4.44	Admisible
99	PS	219.28	22873.130	3,876.48	PAT-0	3.73	Admisible
100	PS	221.63	23094.758	3,876.19	PAT-1	15.79	Admisible
101	PRH	338.77	23433.530	3,911.56	PAT-2	24.2-24.6	Admisible
102	RGV	117.35	23550.880	3,914.19	PAT-1	15.37-18.12	Admisible
103	HTE	394.45	23945.328	3,888.94	PAT-1	7.68-7.25	Admisible
104	RGV	321.29	24266.620	3,909.19	PAT-1	5.24-7.56-8.30	Admisible
105	PS	292.65	24559.269	3,961.64	PAT-2	22.30	Admisible
106	PS	144.35	24703.623	3,973.61	PAT-1	11.66	Admisible
107	PS	190.57	24894.189	3,966.33	PAT-1	5.79	Admisible
108	PS	167.00	25061.185	3,947.39	PAT-2	5.11	Admisible
109	RGV	452.87	25514.056	3,944.48	PAT-2	11.30-11.16-11.50	Admisible
110	PS	126.58	25640.638	3,937.24	PAT-1	8.03	Admisible
111	PS	198.85	25839.490	3,929.75	PAT-1	2.92	Admisible
112	PS	217.54	26057.035	3,912.33	PAT-1	2.63	Admisible
113	PS	145.32	26202.355	3,903.07	PAT-0	6.13	Admisible
114	AF	246.28	26448.632	3,890.38	PAT-1	3.68	Admisible
115	PS	218.89	26667.525	3,887.54	PAT-0	5.28	Admisible
116	PS	218.49	26886.016	3,886.69	PAT-0	4.64	Admisible
117	PS	228.71	27114.730	3,887.34	PAT-1	2.14	Admisible
118	PS	209.15	27323.876	3,887.41	PAT-0	3.79	Admisible
119	PS	218.78	27542.654	3,887.64	PAT-0	4.25	Admisible
120	PS	218.70	27761.351	3,888.19	PAT-1	2.30	Admisible
121	PS	219.16	27980.515	3,888.54	PAT-0	5.07	Admisible
122	PS	218.89	28199.407	3,889.17	PAT-0	4.53	Admisible
123	PS	207.34	28406.751	3,890.64	PAT-1	3.12	Admisible
124	PS	221.52	28628.275	3,891.08	PAT-0	8.21	Admisible
125	PS	219.12	28847.394	3,891.87	PAT-0	24.90	Admisible
126	PS	218.24	29065.633	3,891.55	PAT-1	12.42	Admisible



127	PS	219.82	29285.457	3,893.12	PAT-0	19.47	Admisible
128	PS	218.42	29503.875	3,893.55	PAT-0	12.60	Admisible
129	PS	218.24	29722.113	3,894.98	PAT-1	9.27	Admisible
130	PS	219.17	29941.282	3,894.82	PAT-0	7.06	Admisible
131	PS	218.69	30159.973	3,896.90	PAT-1	23.20	Admisible
132	PS	218.36	30378.331	3,895.64	PAT-1	7.38	Admisible
133	PS	219.10	30597.432	3,896.68	PAT-0	6.13	Admisible
134	PS	226.97	30824.402	3,897.16	PAT-0	15.13	Admisible
135	PS	198.32	31022.726	3,898.12	PAT-1	13.08	Admisible
136	PS	238.17	31260.896	3,899.93	PAT-0	13.22	Admisible
137	RGV	244.72	31505.612	3,914.62	PAT-1	10.95	Admisible
138	PRH	358.24	31863.854	3,940.94	PAT-1	10.30	Admisible
139	HTE	180.08	32043.933	3,959.58	PAT-2	6.60	Admisible
140	HTE	453.43	32497.360	3,959.44	PAT-1	8.46	Admisible
141	RGV	307.00	32804.356	3,978.22	PAT-2	10.54	Admisible
142	PS	218.76	33023.112	3,955.98	PAT-1	14.78	Admisible
143	HTE	170.55	33193.659	3,940.46	PAT-1	19.55	Admisible
144	RGV	415.49	33609.148	3,907.48	PAT-0	6.20	Admisible
145	PS	212.36	33821.512	3,907.13	PAT-0	15.03	Admisible
146	PS	218.31	34039.821	3,909.34	PAT-0	10.00	Admisible
147	PS	219.46	34259.279	3,908.52	PAT-0	7.03	Admisible
148	PS	218.55	34477.824	3,909.62	PAT-0	21.40	Admisible
149	PS	228.37	34706.194	3,911.14	PAT-0	5.25	Admisible
150	PS	209.64	34915.834	3,909.34	PAT-0	4.88	Admisible
151	PS	218.33	35134.164	3,909.65	PAT-0	10.50	Admisible
152	PS	218.36	35352.522	3,909.19	PAT-0	24.40	Admisible
153	PS	219.39	35571.913	3,912.91	PAT-1	22.90	Admisible
154	PS	218.59	35790.502	3,912.98	PAT-0	22.90	Admisible
155	PS	219.36	36009.864	3,912.64	PAT-0	9.19	Admisible
156	PS	218.47	36228.338	3,914.21	PAT-0	18.26	Admisible
157	HTE	218.71	36447.049	3,915.60	PAT-0	21.80	Admisible
158	PRH	134.45	36581.500	3,916.04	PAT-0	13.80	Admisible
159	PS	153.42	36734.918	3,917.08	PAT-0	8.50	Admisible
160	PS	149.66	36884.579	3,918.14	PAT-1	10.82	Admisible
161	PS	218.29	37102.868	3,917.62	PAT-0	21.30	Admisible
162	PS	218.72	37321.585	3,918.79	PAT-0	2.61	Admisible
163	PS	210.58	37532.167	3,941.33	PAT-0	9.00	Admisible
164	PS	222.85	37755.020	3,920.68	PAT-0	23.30	Admisible
165	PS	199.22	37954.240	3,924.54	PAT-0	13.27	Admisible
166	PS	163.47	38117.707	3,926.68	PAT-0	17.89	Admisible
167	PS	268.60	38386.309	3,924.20	PAT-0	8.87	Admisible
168	RGV	166.71	38553.019	3,929.04	PAT-1	14.18-14.10-14.70	Admisible
169	PS	279.60	38832.616	3,923.72	PAT-0	8.88	Admisible
170	PS	248.09	39080.709	3,924.76	PAT-0	6.73	Admisible



171	PS	242.80	39323.509	3,927.25	PAT-0	6.30	Admisible
172	PS	234.90	39558.411	3,925.43	PAT-2	8.17	Admisible
173	PS	254.90	39813.311	3,924.35	PAT-0	20.30	Admisible
174	PS	110.23	39923.538	3,927.13	PAT-0	11.20	Admisible
175	AT	128.17	40051.711	3,927.19	PAT-0	11.60	Admisible
176	HTE	236.34	40288.049	3,927.76	PAT-0	12.32-15.3	Admisible
177	HTE	516.33	40804.380	3,972.04	PAT-2	10.7-12.3	Admisible
178	AF	86.53	40890.908	3,967.14	PAT-1	7.89	Admisible
179	AT	198.32	41089.230	3,948.39	PAT-1	10.45	Admisible
180	AT	191.48	41280.713	3,995.23	PAT-1	4.50	Admisible
181	PS	140.96	41421.669	3,986.86	PAT-1	5.91	Admisible
182	HTE	348.91	41770.582	3,978.22	PAT-0	9.36-9.39	Admisible
183	RGV	493.12	42263.702	4,064.98	PAT-2	8.4-14.3	Admisible
184	PS	338.02	42601.719	4,022.73	PAT-1	8.18	Admisible
185	PS	460.89	43062.611	3,981.59	PAT-0	23.80	Admisible
186	PS	240.29	43302.906	3,983.79	PAT-0	22.50	Admisible
187	PS	237.38	43540.282	3,986.26	PAT-0	19.50	Admisible
188	PS	277.79	43818.069	3,986.16	PAT-0	18.30	Admisible
189	PS	272.60	44090.672	3,986.50	PAT-0	6.40	Admisible
190	PS	435.48	44526.154	4,020.23	PAT-1	4.06	Admisible
191	AT	193.21	44719.364	4,039.25	PAT-1	5.25	Admisible
192	PS	99.23	44818.594	4,031.42	PAT-2	6.24	Admisible
193	AT	455.08	45273.678	4,016.98	PAT-0	13.09	Admisible
194	RGV	208.25	45481.930	3,999.55	PAT-1	6.48-10.47-11.37	Admisible
195	RGV	599.14	46081.068	4,049.91	PAT-2	6.21-11.04-10.07	Admisible
196	PS	64.19	46145.261	4,040.92	PAT-1	7.11	Admisible
197	AF	232.38	46377.642	3,999.46	PAT-0	22.80	Admisible
198	PS	239.79	46617.434	3,996.77	PAT-0	22.80	Admisible
199	PS	236.15	46853.587	3,997.67	PAT-1	16.51	Admisible
200	AF	238.73	47092.313	3,996.24	PAT-0	9.26	Admisible
201	PS	221.54	47313.850	3,998.87	PAT-2	7.45	Admisible
202	PS	205.16	47519.009	3,999.18	PAT-0	19.30	Admisible
203	PS	241.68	47760.687	3,999.66	PAT-2	8.16	Admisible
204	AF	356.48	48117.164	4,045.04	PAT-2	7.30	Admisible
205	AF	384.68	48501.845	4,028.54	PAT-0	6.03	Admisible
206	PS	411.36	48913.204	4,003.41	PAT-0	16.33	Admisible
207	PS	303.63	49216.837	4,026.69	PAT-2	9.36	Admisible
208	AF	184.54	49401.373	4,055.55	PAT-1	9.05	Admisible
209	PS	103.23	49504.608	4,090.11	PAT-0	10.10	Admisible
210	PS	50.77	49555.377	4,095.32	PAT-2	8.78	Admisible
211	HTE	64.29	49619.663	4,084.28	PAT-1	20.7-21.7	Admisible
212	PRH	453.10	50072.763	4,011.20	PAT-1	14.54-13.95	Admisible
213	PS	258.46	50331.223	4,017.02	PAT-0	20.60	Admisible
214	RGV	413.89	50745.117	4,072.75	PAT-1	16.56-16.58-16.50	Admisible

215	PS	490.06	51235.179	4,016.46	PAT-0	7.80	Admisible
216	PS	251.34	51486.522	4,016.86	PAT-0	24.20	Admisible
217	PS	253.21	51739.734	4,017.30	PAT-0	12.90	Admisible
218	PS	233.33	51973.060	4,017.68	PAT-2	9.06	Admisible
219	PS	248.13	52221.190	4,019.62	PAT-0	23.60	Admisible
220	RGV	492.67	52713.860	4,055.93	PAT-1	12.34-17.31	Admisible
221	PS	320.02	53033.878	4,035.62	PAT-1	10.57	Admisible
222	PS	341.96	53375.839	4,028.74	PAT-2	6.56	Admisible
223	PS	245.59	53621.427	4,032.66	PAT-1	12.12	Admisible
224	PS	249.64	53871.071	4,029.31	PAT-1	12.59	Admisible
225	PS	197.26	54068.328	4,033.08	PAT-1	6.07	Admisible
226	PS	247.55	54315.880	4,032.70	PAT-1	9.52	Admisible
227	PS	220.21	54536.095	4,035.39	PAT-1	9.99	Admisible
228	PS	248.53	54784.629	4,038.18	PAT-1	2.74	Admisible
229	PS	247.59	55032.220	4,038.17	PAT-1	3.89	Admisible
230	PS	188.97	55221.191	4,035.84	PAT-1	12.27	Admisible
231	PS	209.19	55430.382	4,041.30	PAT-1	10.77	Admisible
232	PS	185.76	55616.140	4,043.99	PAT-1	11.15	Admisible
233	AF	485.71	56101.854	4,053.45	PAT-1	7.67	Admisible
234	AF	226.06	56327.918	4,056.50	PAT-0	17.52	Admisible
235	PS	510.40	56838.319	4,054.49	PAT-0	18.45	Admisible
236	PS	855.86	57694.175	4,062.61	PAT-0	7.92	Admisible
237	PS	170.23	57864.401	4,082.61	PAT-1	4.91	Admisible
238	PS	375.39	58239.789	4,062.25	PAT-1	2.79	Admisible
239	PS	485.88	58725.671	4,069.95	PAT-1	7.09	Admisible
240	PS	406.06	59131.727	4,052.63	PAT-1	7.44	Admisible
241	PS	241.85	59373.572	4,068.08	PAT-1	6.57	Admisible
242	AF	149.79	59523.362	4,073.78	PAT-1	19.42	Admisible
243	PS	249.14	59772.506	4,063.24	PAT-2	9.75	Admisible
244	PS	297.86	60070.365	4,047.51	PAT-1	6.11	Admisible
245	PS	243.91	60314.271	4,048.38	PAT-1	5.94	Admisible
246	PS	232.88	60547.150	4,054.60	PAT-1	4.38	Admisible
247	AT	403.22	60950.373	4,087.33	PAT-0	2.35	Admisible
248	HTE	592.39	61542.762	4,070.22	PAT-1	7.9-12.6	Admisible
249	PS	228.17	61770.932	4,071.69	PAT-1	5.17	Admisible
250	PS	235.22	62006.156	4,070.42	PAT-1	11.27	Admisible
251	PS	135.33	62141.486	4,067.23	PAT-1	9.88	Admisible
252	PS	239.78	62381.262	4,017.00	PAT-1	8.76	Admisible
253	PS	331.20	62712.457	4,060.69	PAT-1	9.40	Admisible
254	PS	239.06	62951.516	4,061.31	PAT-1	8.42	Admisible
255	PS	220.22	63171.739	4,062.72	PAT-1	10.70	Admisible
256	AF	179.93	63351.669	4,063.78	PAT-0	14.52	Admisible
257	AT	190.41	63542.079	4,080.99	PAT-1	3.50	Admisible
258	PS	84.31	63626.389	4,090.80	PAT-0	11.78	Admisible



259	PS	164.31	63790.699	4,107.68	PAT-1	5.29	Admisible
260	PS	127.06	63917.756	4,104.93	PAT-0	21.30	Admisible
261	AF	127.70	64045.454	4,096.22	PAT-1	5.30	Admisible
262	PS	323.66	64369.113	4,109.76	PAT-0	8.52	Admisible
263	PS	279.49	64648.607	4,072.57	PAT-0	23.50	Admisible
264	PS	214.68	64863.285	4,073.64	PAT-1	3.82	Admisible
265	PS	329.04	65192.321	4,099.50	PAT-2	3.49	Admisible
266	RGV	166.20	65358.518	4,104.10	PAT-1	18.3-17.2	Admisible
267	RGV	306.04	65664.563	4,183.41	PAT-1	23.5-22.6	Admisible
268	RGV	69.85	65734.413	4,197.64	PAT-1	9.51-9.33-11.02	Admisible
269	RGV	150.35	65884.762	4,200.61	PAT-1	12.40-13.30-14.29	Admisible
270	PS	141.61	66026.374	4,174.29	PAT-1	7.96	Admisible
271	PS	417.21	66443.587	4,124.06	PAT-1	20.00	Admisible
272	PS	127.14	66570.723	4,117.96	PAT-0	20.70	Admisible
273	PS	143.38	66714.102	4,105.83	PAT-1	3.13	Admisible
274	PS	420.24	67134.344	4,107.66	PAT-1	7.93	Admisible
275	PS	251.88	67386.228	4,100.02	PAT-0	16.88	Admisible
276	AF	157.44	67543.672	4,092.79	PAT-1	5.06	Admisible
277	PS	261.96	67805.635	4,100.02	PAT-0	21.70	Admisible
278	PS	198.55	68004.189	4,095.16	PAT-1	7.48	Admisible
279	RGV	566.64	68570.828	4,128.32	PAT-1	12.70-12.92-15.99	Admisible
280	RGV	323.08	68893.905	4,109.97	PAT-1	9.38-9.15-18.37	Admisible
281	PS	101.39	68995.290	4,102.58	PAT-1	7.28	Admisible
282	PS	296.89	69292.176	4,096.83	PAT-0	9.31	Admisible
283	RGV	180.04	69472.212	4,126.31	PAT-1	5.45-5.50-8.60	Admisible
284	PS	357.32	69829.530	4,091.71	PAT-0	13.65	Admisible
285	PS	371.73	70201.257	4,085.58	PAT-1	5.84	Admisible
286	PS	341.47	70542.729	4,102.19	PAT-0	16.95	Admisible
287	PS	147.15	70689.876	4,112.33	PAT-1	5.13	Admisible
288	PS	212.74	70902.621	4,105.28	PAT-0	16.57	Admisible
289	PS	257.87	71160.494	4,108.22	PAT-1	8.96	Admisible
290	PS	244.01	71404.505	4,097.63	PAT-0	19.33	Admisible
291	PS	231.82	71636.320	4,100.42	PAT-1	6.38	Admisible
292	AT	111.97	71748.291	4,101.49	PAT-0	13.80	Admisible
293	RGV	275.24	72023.529	4,057.32	PAT-1	15.43-17.47-17.55	Admisible
294	RGV	563.50	72587.026	4,074.04	PAT-1	14.31-16.25-17.11	Admisible
295	RGV	568.77	73155.795	4,160.85	PAT-2	23.30-24.20-24.50	Admisible
296	PS	494.68	73650.477	4,112.41	PAT-2	5.72	Admisible
297	AF	152.76	73803.239	4,105.00	PAT-2	5.76	Admisible
298	PS	184.49	73987.731	4,108.35	PAT-0	14.91	Admisible
299	RGV	362.82	74350.548	4,104.51	PAT-0	9.20-12.77-12.05	Admisible
300	RGV	312.47	74663.016	4,140.23	PAT-0	8.66-9.59-9.71	Admisible
301	PS	251.75	74914.765	4,170.21	PAT-2	7.36	Admisible
302	PS	73.50	74988.269	4,165.78	PAT-2	5.74	Admisible



303	RGV	61.16	75049.428	4,144.21	PAT-1	11.82-13.64-12.15	Admisible
304	PS	347.11	75396.536	4,136.68	PAT-1	12.99	Admisible
305	PS	193.71	75590.242	4,142.43	PAT-1	10.18	Admisible
306	PS	322.31	75912.550	4,105.50	PAT-1	6.79	Admisible
307	PS	298.09	76210.644	4,098.87	PAT-2	7.47	Admisible
308	PS	243.13	76453.769	4,100.86	PAT-0	8.24	Admisible
309	PS	263.58	76717.353	4,101.92	PAT-1	3.57	Admisible
310	PS	174.53	76891.886	4,102.28	PAT-0	19.28	Admisible
311	PS	122.53	77014.414	4,103.11	PAT-0	19.34	Admisible
312	PS	207.57	77221.980	4,103.35	PAT-2	4.42	Admisible
313	PS	249.76	77471.744	4,120.27	PAT-1	4.64	Admisible
314	AF	201.08	77672.828	4,144.81	PAT-2	6.97	Admisible
315	PS	276.98	77949.811	4,128.07	PAT-1	6.74	Admisible
316	PS	343.43	78293.241	4,123.81	PAT-1	18.69	Admisible
317	PS	219.31	78512.555	4,128.47	PAT-0	16.51	Admisible
318	PS	264.80	78777.354	4,140.59	PAT-2	14.74	Admisible
319	PS	263.27	79040.623	4,180.94	PAT-1	13.21	Admisible
320	PS	400.83	79441.454	4,291.81	PAT-2	14.04	Admisible
321	PS	186.24	79627.695	4,327.68	PAT-2	5.18	Admisible
322	PS	114.34	79742.034	4,337.92	PAT-2	6.47	Admisible
323	RGV	432.40	80174.438	4,345.81	PAT-2	8.60-11.39-10.21	Admisible
324	RGV	628.70	80803.134	4,269.86	PAT-1	12.18-10.69-11.72	Admisible
325	PS	311.17	81114.299	4,259.62	PAT-2	5.13	Admisible
326	PS	353.74	81468.040	4,256.80	PAT-2	3.21	Admisible
327	RGV	99.96	81567.998	4,249.98	PAT-1	13.16-9.29-12.25	Admisible
328	RGV	608.55	82176.551	4,281.85	PAT-2	22.60-21.70-21.30	Admisible
329	PS	162.04	82338.589	4,300.44	PAT-2	8.47	Admisible
330	PS	348.87	82687.464	4,273.07	PAT-2	20.20	Admisible
331	RGV	142.39	82829.855	4,262.58	PAT-1	18.3-1.49	Admisible
332	RGV	695.36	83525.216	4,240.36	PAT-1	21.70-23.50-22.90	Admisible
333	RGV	160.40	83685.618	4,291.70	PAT-2	16.75-14.27-22.20	Admisible
334	HTE	367.35	84052.964	4,341.38	PAT-2	21.30-21.90	Admisible
335	PS	219.66	84272.624	4,344.71	PAT-1	4.88	Admisible
336	PS	176.88	84449.503	4,336.89	PAT-2	3.13	Admisible
337	PS	188.93	84638.433	4,299.49	PAT-1	8.59	Admisible
338	2PS	195.87	84834.303	4,267.16	PAT-1	7.81	Admisible
339	AT	15.99	84850.294	4,265.65	PAT-1	10.37	Admisible
340	PS	67.47	84917.761	4,257.71	PAT-1	4.53	Admisible
341	RGV	201.65	85119.413	4,229.74	PAT-1	13.26	Admisible
SSEE	PORT	13.72	85133.137	4,226.74	MALLA	2.00	Admisible

Nota. Información compartida por Electro Puno

Tabla 19

Informe de Aisladores con contorneo detectado

N°	N° Estructura	Tipo de Armado	Aisladores contorneados (R=S=T=1, RS=ST=RT=2, RST=3)
1	7	PS	1
2	18	PRH	1
3	21	PS	1
4	22	PS	1
5	23	PS	1
6	24	PS	1
7	25	PS	1
8	31	RGV	1
9	34	PS	1
10	36	PS	2
11	40	PS	1
12	41	PS	1
13	42	PS	1
14	45	PS	2
15	46	PS	1
16	48	RGV	2
17	49	RGV	2
18	50	PS	2
19	70	PS	1
20	71	PS	1
21	79	RGV	2
22	80	PRH	3
23	83	PS	1
24	84	PS	1
25	85	PS	3
26	88	PS	1
27	103	HTE	2
28	128	PS	1
29	132	PS	1
30	136	PS	1
31	139	HTE	1
32	146	PS	1
33	152	PS	1
34	153	PS	1
35	164	PS	1
36	165	PS	1
37	167	PS	1
38	168	RGV	1
39	174	PS	1
40	175	AT	1
41	177	HTE	2
42	186	PS	1



43	191	AT	1
44	192	PS	1
45	195	RGV	1
46	201	PS	1
47	202	PS	1
48	220	RGV	1
49	239	PS	1
50	247	AT	1
51	258	PS	1
52	263	PS	1
53	264	PS	1
54	269	RGV	1
55	275	PS	3
56	276	AF	1
57	284	PS	1
58	288	PS	1
59	293	RGV	1
60	297	AF	1
61	317	PS	1
62	322	PS	1
63	323	RGV	1
64	324	RGV	1
65	325	PS	1
66	329	PS	2
67	332	RGV	1
68	336	PS	1

Nota. Información compartida por Electro Puno

Anexo 4. Reporte de interrupciones de la línea L-6021 periodos 2018-2022

Tabla 20

Reporte de interrupciones de la línea L-6021

Fecha de Inicio Int.	Fecha de Fin Int.	Duración (Horas)	Potencia Int.	Descripción
27/12/2022 15:37	27/12/2022 15:39	0.03	1.46	Afectó descargas atmosféricas y granizada por zona 1 de Azángaro-Antauta.
20/12/2022 20:12	20/12/2022 20:14	0.04	2.91	Afectó descargas atmosféricas en zona 1 Azángaro - Antauta.
23/11/2022 17:45	23/11/2022 18:05	0.33	2.08	Interrupción de emergencia debido a las maniobras para la transferencia de carga de la línea tramo San Rafael – Antauta (línea de MINSUR) a la línea Azángaro – Antauta.
22/11/2022 12:52	22/11/2022 18:20	5.46	1.5	Rotura de conductor por descargas atmosféricas zona 2 San Anton -Antauta fase r.
15/11/2022 14:11	15/11/2022 14:14	0.04	1.4	descargas atmosféricas en la zona 2 de Azángaro Antauta.
23/10/2022 15:54	23/10/2022 15:56	0.03	1.07	Corte programado a solicitud de ISA-REP con restricción de potencia.
23/10/2022 07:28	23/10/2022 07:30	0.03	0.91	Corte programado a solicitud de ISA REP con restricción de potencia.
10/10/2022 16:53	10/10/2022 18:08	1.25	1.4	Falla en instalaciones de REP.
26/09/2022 14:33	26/09/2022 14:35	0.04	1.4	Descargas atmosféricas en zona 2 de Azángaro Antauta.
13/07/2022 14:56	13/07/2022 14:57	0.02	1.5	fuertes vientos por la zona 2 Azángaro - Antauta l-6021
25/06/2022 13:24	25/06/2022 13:25	0.02	1.25	Fuertes vientos zona 2 Azángaro - Antauta
1/06/2022 14:46	1/06/2022 14:47	0.02	1.5	Fuertes vientos por la zona 1 Azángaro - san Antón.
6/05/2022 06:00	6/05/2022 12:58	6.97	1.62	Se interrumpe el servicio de la línea para aterramiento de seccionador de línea en la SET Antauta, mantenimiento de comutador bajo carga de transformador tp-9001 se. antauta. se precisa que no se efectuó ningún mantenimiento en la línea 6021
15/03/2022 08:18	15/03/2022 08:20	0.03	1.02	Fuertes nevados por la zona 2 Azángaro - Antauta
15/03/2022 08:04	15/03/2022 08:06	0.02	1.24	Fuertes nevados por la zona 2 azangaro - antauta
26/02/2022 09:13	26/02/2022 09:13	0.01	0.92	fuertes nevadas en la zona de antauta (tramo de línea S.E.Antauta-S.E. San Rafael, de titularidad de la U.M. San Rafael)
26/02/2022 09:02	26/02/2022 09:03	0.02	0.75	Fuertes nevadas en la zona de Antauta (tramo de línea S.E.Antauta-S.E. San Rafael, de titularidad de la U.M. San Rafael)
26/02/2022 08:45	26/02/2022 08:47	0.02	0.73	Fuertes nevadas en la zona de Antauta (tramo de línea S.E.Antauta-S.E. San Rafael, de titularidad de la U.M. San Rafael)
5/02/2022 17:48	5/02/2022 17:49	0.02	1.53	Descargas atmosféricas en la zona 2 Azángaro Antauta
2/01/2022 16:16	2/01/2022 16:18	0.04	1.36	Afectó descargas atmosféricas por zona 2 de Azángaro-Antauta.
30/12/2021 13:55	30/12/2021 13:55	0.01	1.35	Descargas atmosféricas en la zona 2 Azángaro Antauta
29/12/2021 20:07	29/12/2021 20:08	0.02	1.49	Descargas atmosféricas zona 01 de Azángaro - Antauta.
15/12/2021 14:46	15/12/2021 14:47	0.02	1.57	Descargas atmosféricas zona 01 de Azángaro Antauta.
12/11/2021 08:01	12/11/2021 08:03	0.05	0.52	Fuertes nevados por la zona 2 Antauta
3/11/2021 15:59	3/11/2021 16:36	0.62	1.38	Descarga atmosférica con fuertes vientos en la zona 1 Azángaro – san Antón.
31/10/2021 06:00	31/10/2021 16:30	10.5	1.42	Mantenimiento preventivo
21/10/2021 14:59	21/10/2021 15:00	0.02	1.3	Afecto descargas atmosféricas en la zona 01 Azángaro San Antón
14/10/2021 14:39	14/10/2021 14:39	0.01	0.92	fuertes descargas atmosféricas por la zona actuaron relé 21n zona 2
14/10/2021 14:23	14/10/2021 14:24	0.02	1.3	fuertes descargas atmosféricas por la zona, actuó rele 21n zona 2
31/05/2021 05:46	31/05/2021 05:48	0.04	1.48	Afectó descargas atmosféricas a la línea L-6021 zona 2 Antauta.
17/04/2021 06:00	19/04/2021 16:41	58.69	0.18	Conexionado de conductor de bajada de puesta a tierra a cable de guarda en 236 estructuras, nota: se alimentó la SET Antauta de la línea 60KV de Minsur-Antauta, abriendo el cuello muerto en la estructura 333 de ELPU.

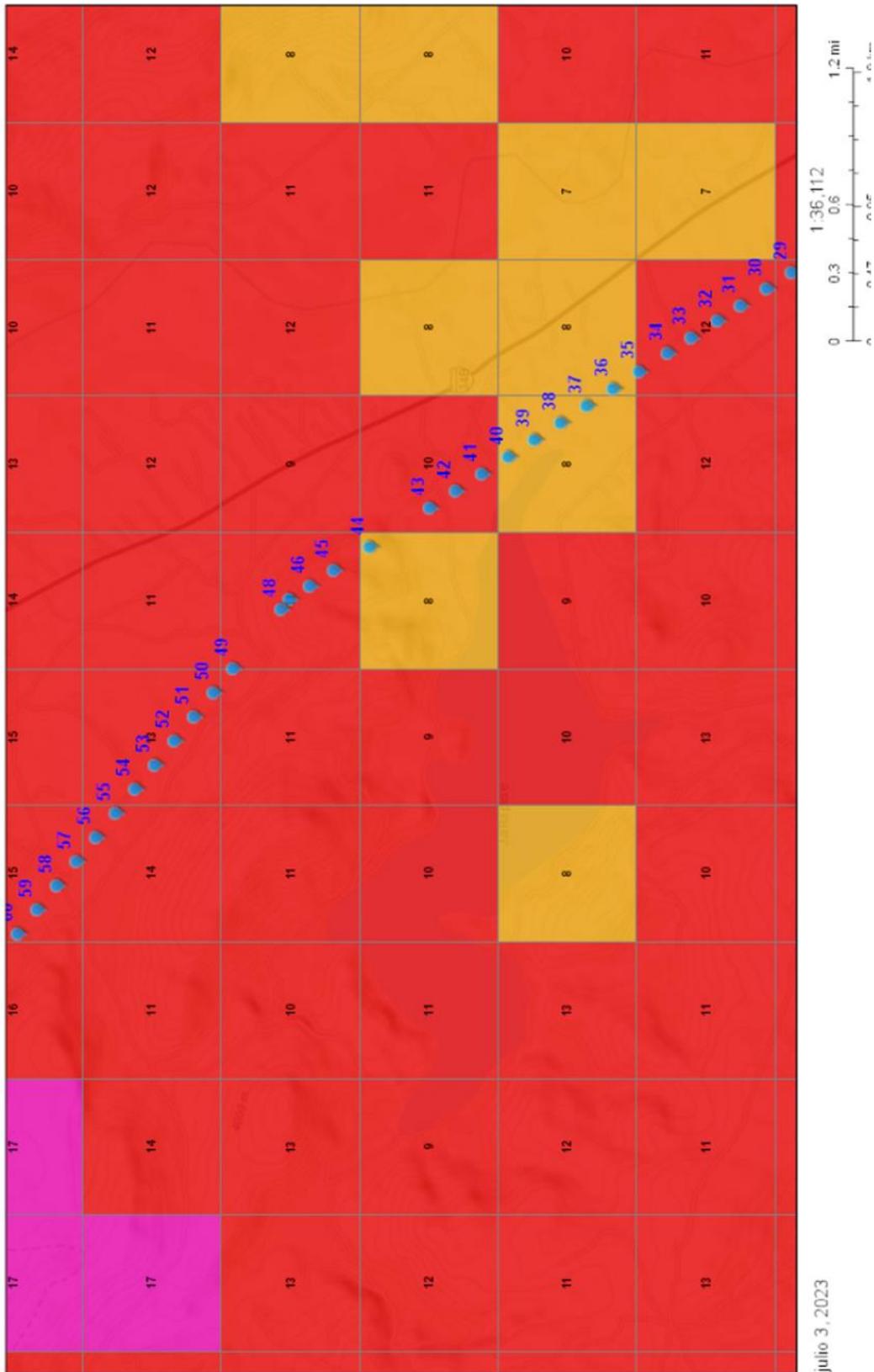
12/03/2021 19:32	12/03/2021 19:35	0.05	2.29	Afectó descargas atmosféricas a la línea L-6021, zona 1 de Azángaro-San Antón.
12/03/2021 18:47	12/03/2021 18:48	0.01	2.2	Afectó descargas atmosféricas a la línea L-6021 por zona 1.
2/03/2021 06:02	2/03/2021 07:57	1.92	1.19	Desconexión cuello muerto derivación MINSUR. Cambio de aisladores fases S y T, E-330.
26/02/2021 15:24	26/02/2021 15:27	0.05	0.88	Descargas atmosféricas en la zona de Antauta
20/02/2021 13:13	20/02/2021 13:15	0.02	1.23	Afectó nevadas en la zona de Antauta a la línea L-6021.
18/02/2021 09:07	18/02/2021 13:13	4.11	0.44	Intensas nevadas en la zona
18/02/2021 08:59	18/02/2021 09:02	0.04	0.44	Intensas nevadas en la zona 2
18/02/2021 08:54	18/02/2021 08:57	0.05	0.52	Intensas nevadas en la zona 2
18/02/2021 08:43	18/02/2021 08:49	0.09	0.86	Intensas nevadas en la zona 2
12/02/2021 15:40	12/02/2021 15:41	0.02	0.91	Descargas Atmosféricas en la zona 1.
28/01/2021 15:58	28/01/2021 16:01	0.04	0.74	Descargas Atmosféricas zona 1.
26/01/2021 15:21	26/01/2021 15:22	0.01	0.75	Descargas Atmosféricas en la zona 1.
26/01/2021 15:18	26/01/2021 15:21	0.04	0.76	Descargas Atmosféricas en la zona 1.
20/01/2021 16:41	20/01/2021 16:41	0.01	1.22	Descargas atmosféricas zona 1 de Azángaro.
1/01/2021 13:02	1/01/2021 13:12	0.15	1.1	Descargas atmosféricas zona 2 de Azángaro.
13/12/2020 12:14	13/12/2020 12:16	0.05	1.1	descargas atmosféricas zona 1.
11/12/2020 16:30	11/12/2020 16:33	0.05	1.18	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro zona 1.
9/12/2020 19:26	9/12/2020 19:29	0.05	2.6	Descargas atmosféricas zona 1 de Azángaro.
1/12/2020 12:51	1/12/2020 12:55	0.07	1.3	Descargas atmosféricas en la zona 1.
30/10/2020 06:00	30/10/2020 06:46	0.77	1.02	Transferencia de carga de línea san Rafael a línea L-6021 Antauta, cierre de cuello muerto estructura E-333.
1/11/2020 14:40	1/11/2020 15:03	0.39	1.5	Descargas atmosféricas zona 1.
22/10/2020 20:29	23/10/2020 07:42	11.21	0.99	descargas atmosféricas en la zona.
19/10/2020 04:26	19/10/2020 11:51	7.41	0.71	causa no determinada.se encuentra en investigación.
18/10/2020 07:00	18/10/2020 14:59	7.99	0.93	Mantenimiento programado solicitado por ISA REP.
18/09/2020 16:37	18/09/2020 16:39	0.04	1.22	Descargas atmosféricas.
4/05/2020 17:23	4/05/2020 17:27	0.06	1.56	Descargas atmosféricas en la zona de Azángaro.
5/04/2020 17:45	5/04/2020 17:46	0.02	1.5	Descargas atmosféricas en la zona de Azángaro.
9/03/2020 16:42	9/03/2020 16:45	0.04	1.25	Descargas atmosféricas por la zona 2 Actuó función 87L diferencial
28/02/2020 14:02	28/02/2020 14:05	0.05	0.95	Descargas atmosféricas en la zona 01.
7/02/2020 23:07	7/02/2020 23:08	0.03	1.1	Descargas atmosféricas en la zona 1
4/02/2020 19:05	4/02/2020 19:05	0.01	2.9	Descargas atmosféricas en la zona 1.
6/01/2020 19:56	6/01/2020 20:05	0.15	1.52	Descargas atmosféricas en la zona.
21/12/2019 12:54	21/12/2019 12:56	0.04	0.95	Afectó descargas atmosféricas por zona 1, Azángaro-San Antón.
20/12/2019 19:02	20/12/2019 19:04	0.04	2.05	Descargas Atmosféricas en la zona.
3/12/2019 14:44	3/12/2019 14:45	0.02	1.01	Descargas Atmosféricas zona 1
3/12/2019 14:37	3/12/2019 14:39	0.03	1.13	Descargas Atmosféricas zona 1
27/11/2019 13:51	27/11/2019 13:52	0.02	0.83	Descargas atmosféricas zona 1 registro del relé 4111 función 87l diferencial.
26/11/2019 16:06	26/11/2019 16:08	0.03	1.35	Descargas Atmosféricas por zona 1.
14/11/2019 18:38	14/11/2019 18:42	0.07	1.5	descargas atmosféricas zona 1
12/11/2019 19:27	12/11/2019 19:29	0.03	1.66	Afectó descargas atmosféricas por zona 1.
11/11/2019 07:37	11/11/2019 17:21	9.73	0.22	Fuertes nevados y descargas atmosféricas en zona 2.
11/11/2019 07:31	11/11/2019 07:33	0.03	0.25	fuertes nevadas y descargas atmosféricas en zona 2.
11/11/2019 07:17	11/11/2019 07:19	0.03	0.29	fuertes nevadas y descargas atmosféricas en zona 2.
11/11/2019 04:57	11/11/2019 05:03	0.10	0.52	Afectó nevadas por zona de Antauta
9/11/2019 07:02	9/11/2019 14:52	7.83	1.11	Corte programado por ISA REP.
5/11/2019 12:57	5/11/2019 12:59	0.03	0.93	Afectó descargas atmosféricas por zona 2 Antauta.

5/11/2019 11:13	5/11/2019 11:15	0.03	1.02	Afectó descargas atmosféricas por zona 2 Antauta.
23/10/2019 12:22	23/10/2019 12:23	0.02	0.95	Afectó vientos huracanados en zona 2 Antauta.
3/10/2019 19:32	3/10/2019 19:37	0.08	2.4	Descargas Atmosféricas por la zona.
25/08/2019 17:36	25/08/2019 17:38	0.03	1.27	Falla en la zona 1.a consecuencia de vientos huracanados.
18/07/2019 17:03	18/07/2019 17:10	0.12	1.3	Descargas Atmosféricas
4/05/2019 19:24	4/05/2019 19:29	0.08	2.36	Descargas atmosféricas por zona de San Antón - Antauta.
21/03/2019 15:32	21/03/2019 17:52	2.33	1	Falla en las instalaciones de ISA-REP Azángaro. se desconectó transformador T-79 de propiedad de ISA REP. Electro Puno Declaro la disponibilidad de línea a las 15:34:00. ISA REP se demoró en energizar su transformador e interruptor de potencia en el lado de 60 KV y 22.9 KV.
14/02/2019 16:42	14/02/2019 16:50	0.13	0.95	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro San Antón.
20/01/2019 05:03	20/01/2019 06:00	0.95	0.94	Corte programado a solicitud de MINSUR San Rafael para conexión de cuello muerto.
2/12/2018 06:05	2/12/2018 14:00	7.92	0.95	Corte solicitado por Electro Puno
22/11/2018 12:04	22/11/2018 14:04	2	0.87	Apertura del interruptor general 60KV, que corresponde a la SET Azángaro -ISAREP
20/11/2018 13:07	20/11/2018 13:27	0.33	0.76	Descargas atmosféricas en la zona de Azángaro.
14/11/2018 00:09	14/11/2018 00:46	0.62	0.65	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-San Antón.
8/11/2018 08:41	8/11/2018 09:09	0.47	0.8	Afectó fuertes vientos por zona de San Antón.
3/11/2018 10:26	3/11/2018 11:08	0.7	0.75	descargas atmosféricas en la zona Asillo.
29/10/2018 12:44	29/10/2018 14:45	2.02	0.84	Afectado por fuertes vientos por la zona de Asilo San Anton
20/10/2018 12:32	20/10/2018 13:38	1.1	0.81	Descargas atmosféricas en la zona Antauta.
17/10/2018 17:44	17/10/2018 18:02	0.3	1.19	Afectó descargas atmosféricas por zona Asillo-San Antón.
16/10/2018 17:00	16/10/2018 17:53	0.88	0.85	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro.
16/10/2018 14:42	16/10/2018 15:14	0.53	0.68	Afectó descargas atmosféricas por de Azángaro.
14/10/2018 15:30	14/10/2018 16:04	0.57	0.34	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro
21/09/2018 16:46	21/09/2018 18:03	1.29	0.76	fuerres vientos por la zona de Antauta.
8/09/2018 17:56	8/09/2018 18:20	0.4	1.26	vientos y descargas en la zona de Antauta.
18/08/2018 12:38	18/08/2018 13:09	0.52	0.85	Afectado por fuertes vientos por zona de Antauta
10/08/2018 17:13	10/08/2018 17:52	0.65	1	descargas atmosféricas y vientos Azángaro San Anton.
10/08/2018 15:23	10/08/2018 15:54	0.52	0.88	fuerte vientos por la zona de San Anton-Azangaro.
22/07/2018 07:56	22/07/2018 08:46	0.83	0.76	Nevadas altas Azángaro Antauta.
21/07/2018 08:38	21/07/2018 09:43	1.08	0.51	fuerte vientos y nevadas por la zona Macusani Antauta.
3/06/2018 08:13	3/06/2018 09:15	1.03	0.68	Afectado por nevadas por zona de Antauta
10/05/2018 17:58	10/05/2018 18:57	0.98	1.71	descargas atmosféricas en la zona de Azángaro.
22/04/2018 08:01	22/04/2018 16:14	8.22	0.85	mantenimiento programado por REP en SE Azángaro.
5/04/2018 14:05	5/04/2018 14:18	0.22	0.84	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro
22/03/2018 17:37	22/03/2018 17:48	0.18	1.6	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro.
20/02/2018 15:32	20/02/2018 15:39	0.12	0.85	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro.
3/02/2018 13:32	3/02/2018 13:45	0.22	0.84	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Putina.
23/01/2018 14:00	23/01/2018 14:35	0.58	0.76	Descargas atmosféricas en la zona de Antauta.
21/01/2018 05:32	21/01/2018 17:20	11.8	0.76	Mantenimiento SE. Azángaro solicitado por TSUR.
15/01/2018 11:11	15/01/2018 11:28	0.28	0.68	Descargas Atmosféricas por la zona de San Antón.
13/01/2018 18:21	13/01/2018 18:25	0.07	1.1	Descargas atmosféricas en la zona de Macusani.
13/01/2018 17:59	13/01/2018 18:05	0.1	0.7	Descargas atmosféricas en la zona de Macusani.

Nota. En la tabla se muestra las interrupciones que se tuvieron por descargas atmosféricas y otros en la línea L-6021, tomado de procedimiento 091-ELPU.

Figura 31

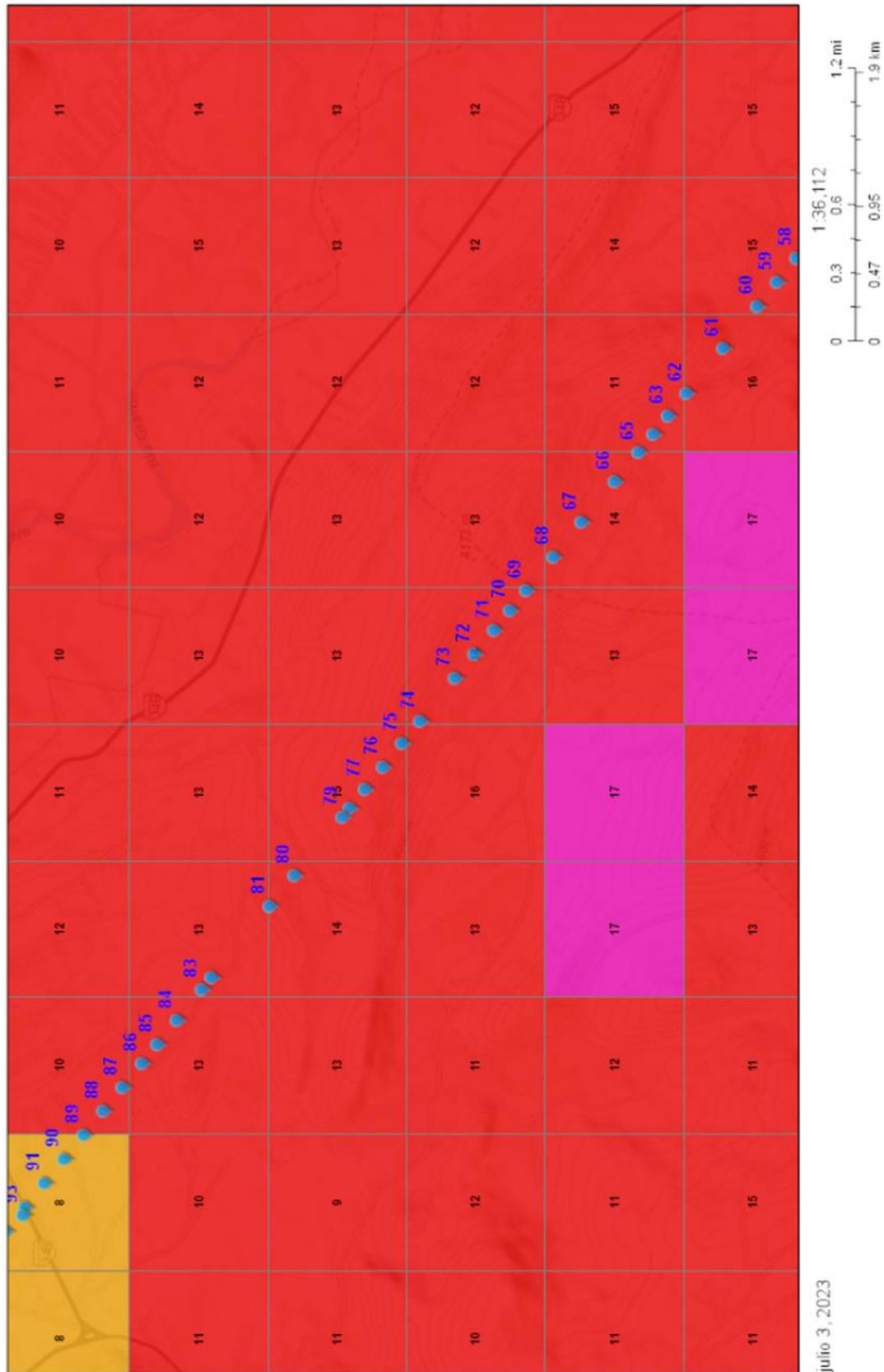
Mapa cerámico estructuras 28 al 60



Nota. Se representa parte del mapa cerámico superpuesto con el trayecto de las estructuras 28 al 60 para la línea L-6021 (OSINERGMIN, 2018).

Figura 32

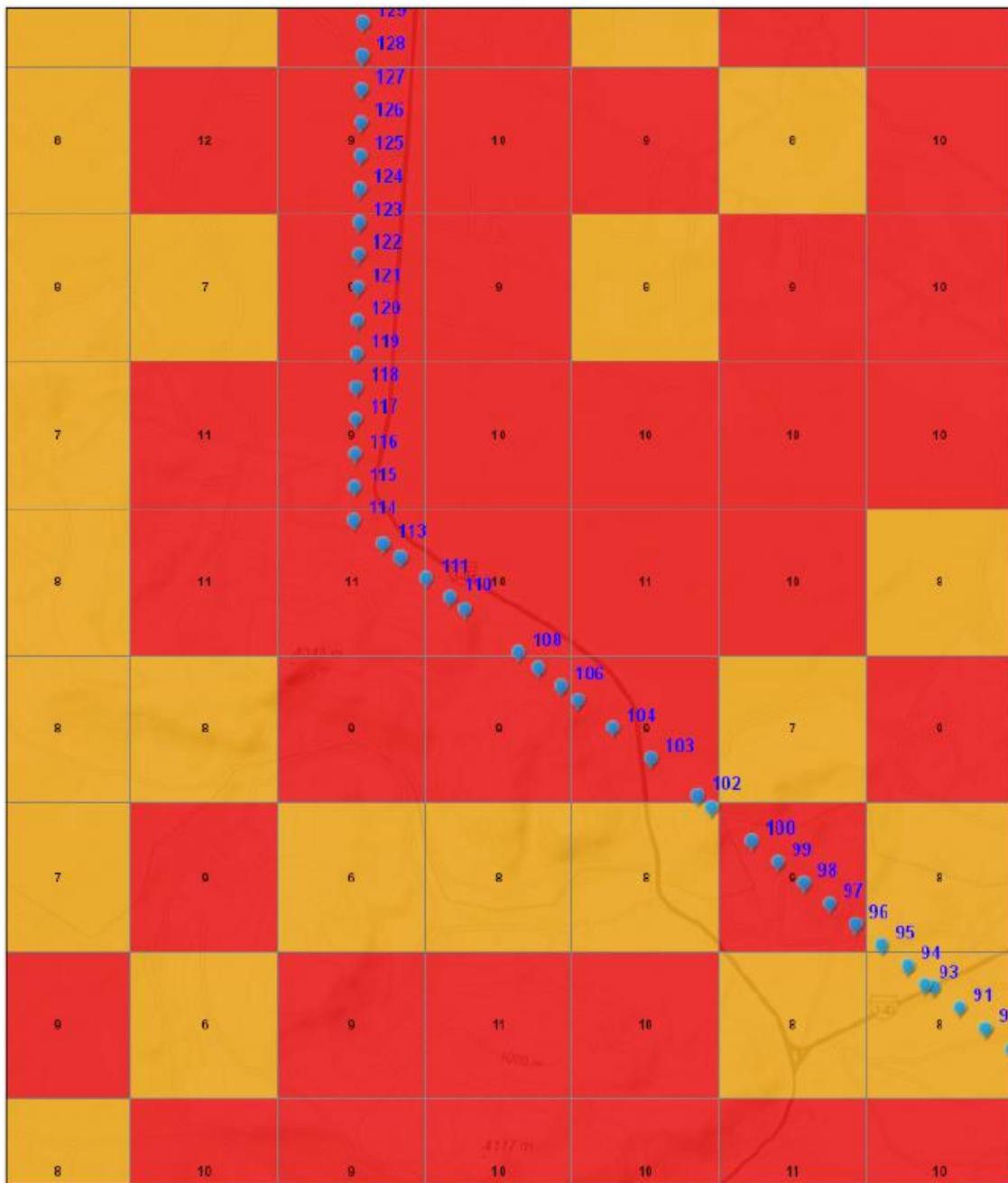
Mapa cerámico estructuras 60 al 93



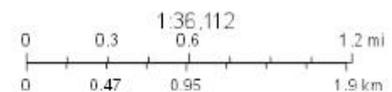
Nota. Se representa parte del mapa cerámico superpuesto con el trayecto de las estructuras 60 al 93 para la línea L-6021 (OSINERGMIN, 2018).

Figura 33

Mapa cerámico estructuras 93 al 128



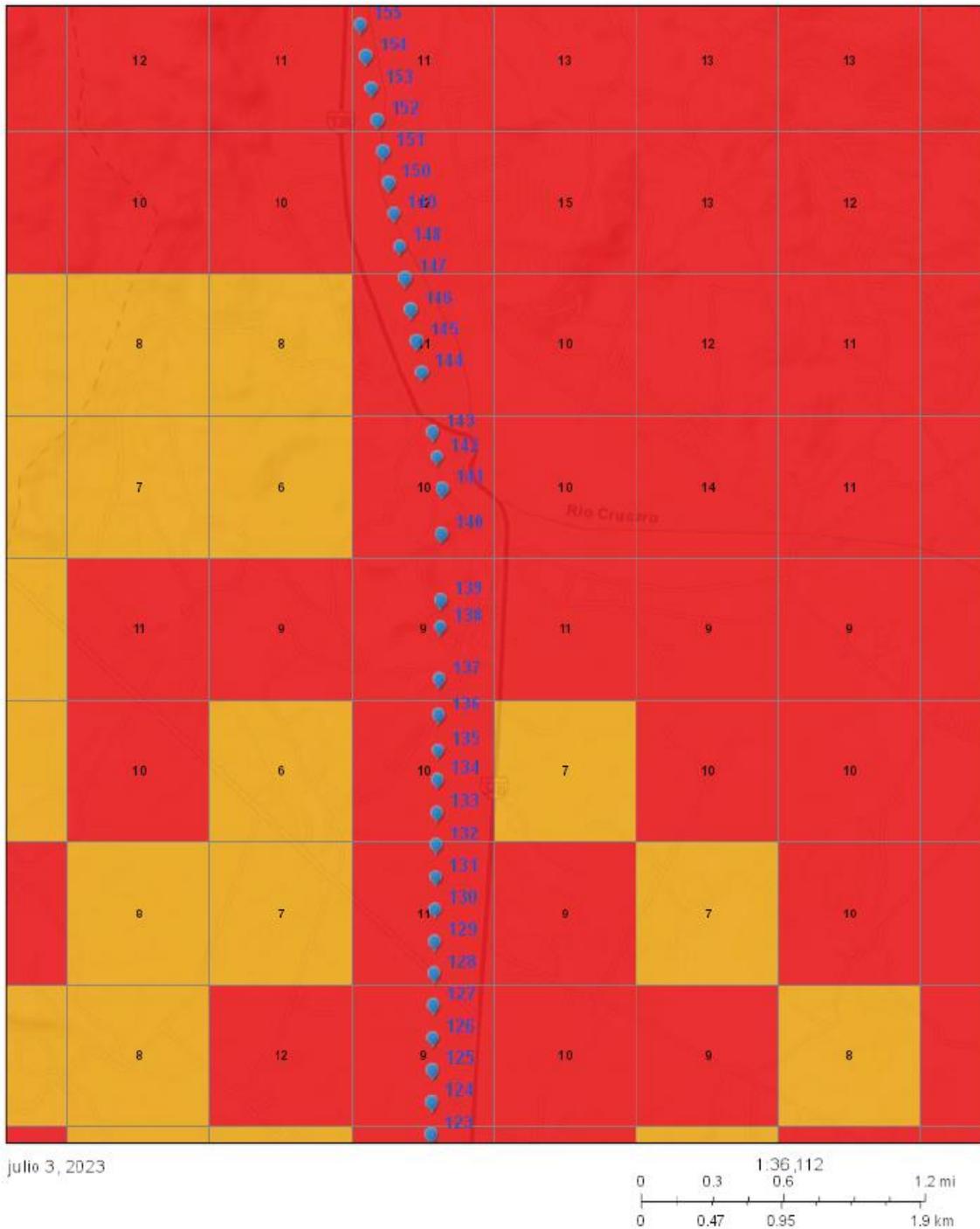
julio 3, 2023



Nota. Se representa parte del mapa cerámico superpuesto con el trayecto de las estructuras 93 al 128 para la línea L-6021 (OSINERGMIN, 2018).

Figura 34

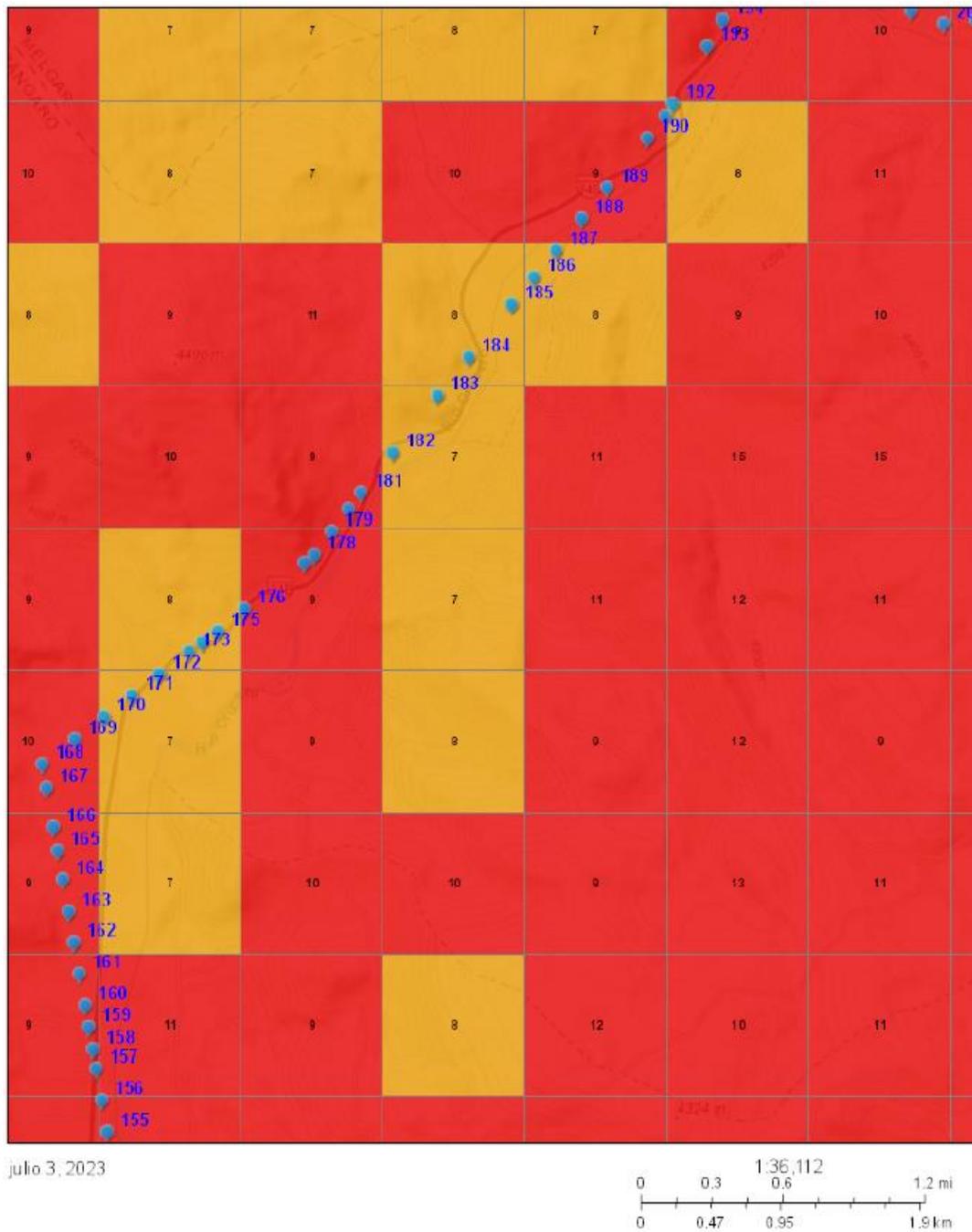
Mapa cerámico estructuras 123 al 155



Nota. Se representa parte del mapa cerámico superpuesto con el trayecto de las estructuras 123 al 155 para la línea L-6021 (OSINERGMIN, 2018).

Figura 35

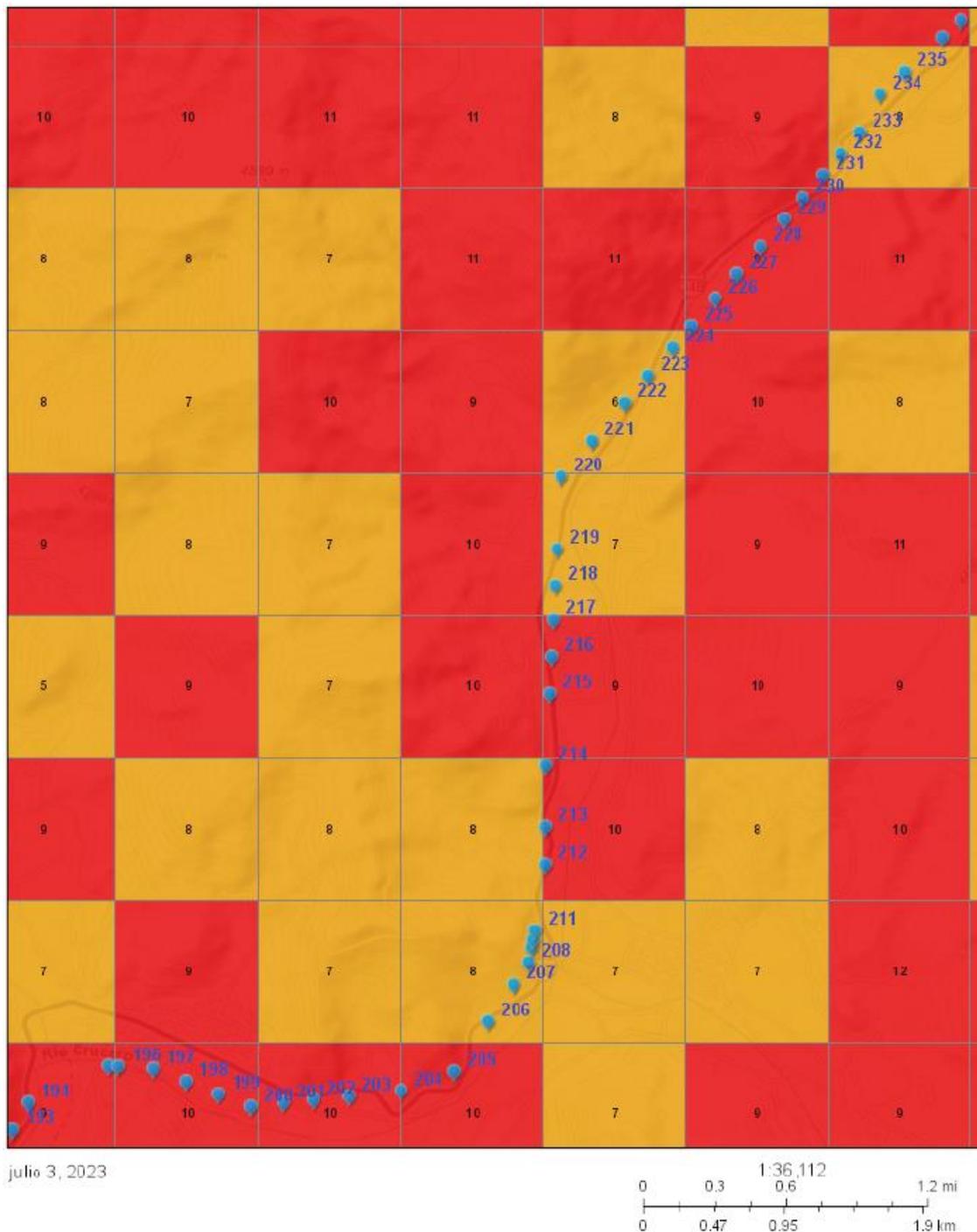
Mapa cerámico estructuras 155 al 193



Nota. Se representa parte del mapa cerámico superpuesto con el trayecto de las estructuras 155 al 193 para la línea L-6021 (OSINERGMIN, 2018).

Figura 36

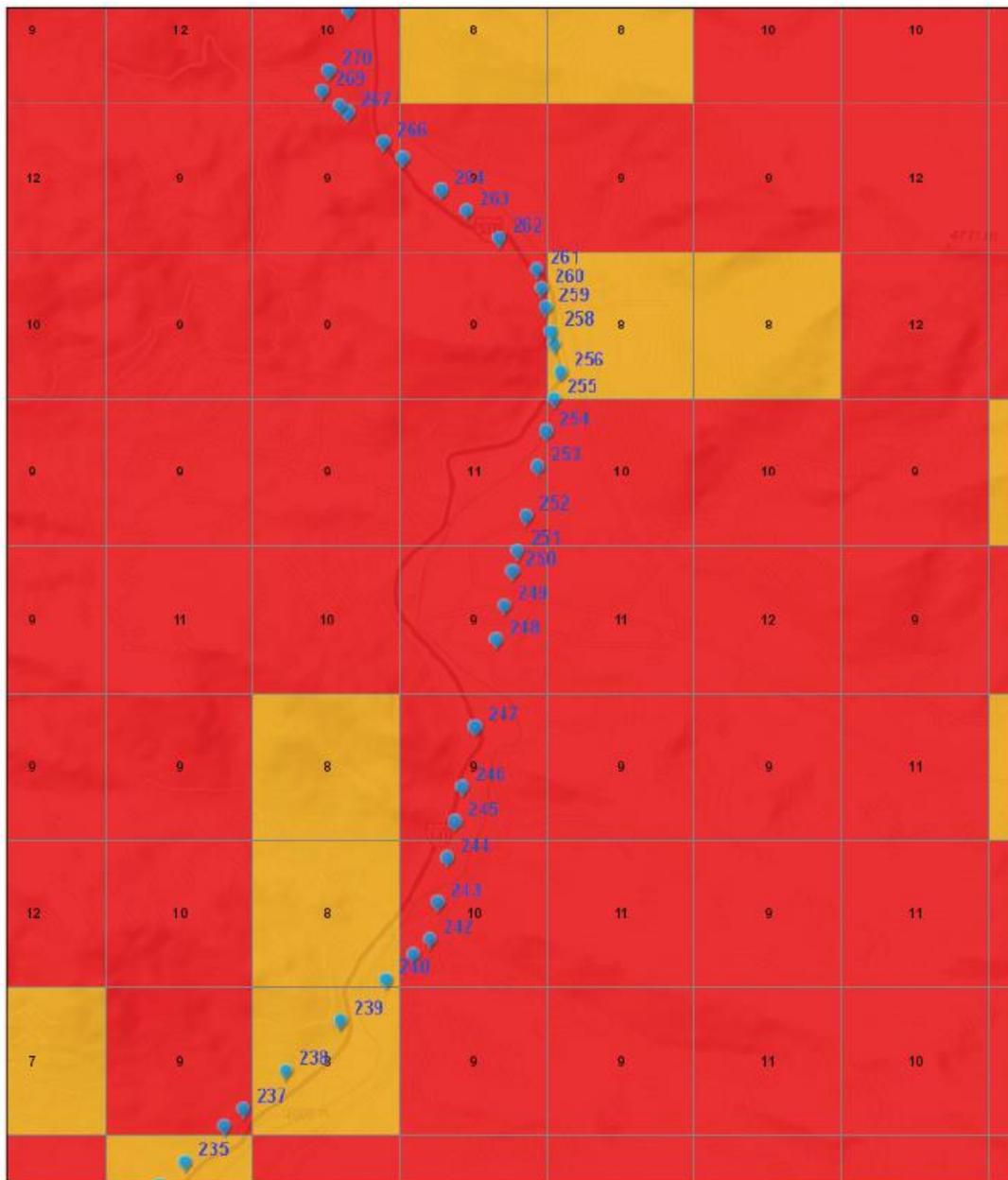
Mapa cerámico estructuras 193 al 235



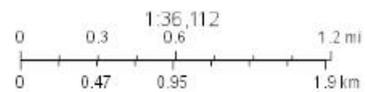
Nota Se representa parte del mapa cerámico superpuesto con el trayecto de las estructuras 193 al 235 para la línea L-6021 (OSINERGMIN, 2018).

Figura 37

Mapa ceraúnico estructuras 235 al 270



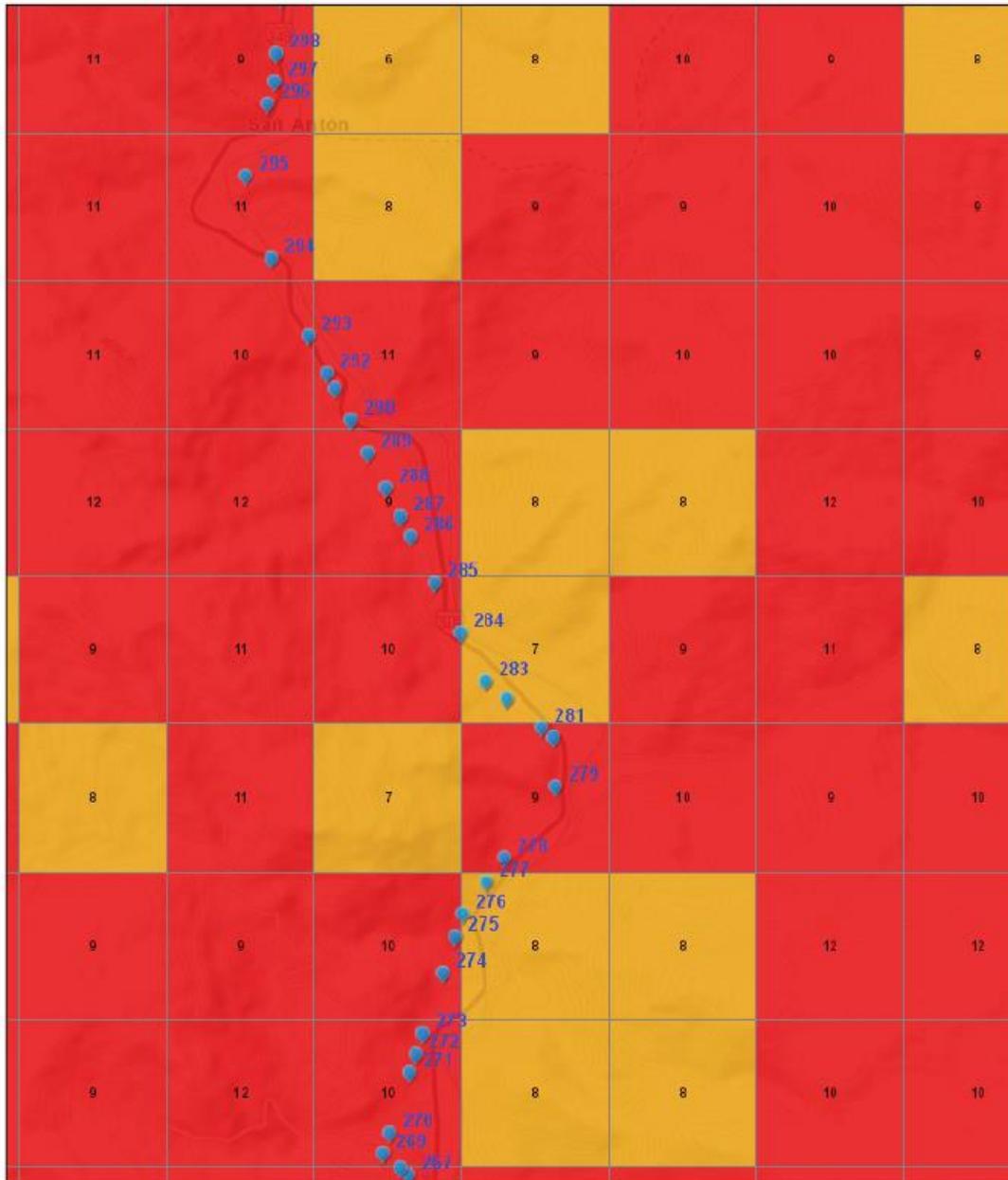
Julio 3, 2023



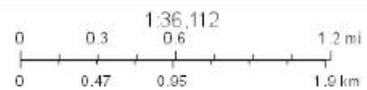
Nota. Se representa parte del mapa ceraúnico superpuesto con el trayecto de las estructuras 235 al 270 para la línea L-6021 (OSINERGMIN, 2018).

Figura 38

Mapa cerámico estructuras 268 al 298



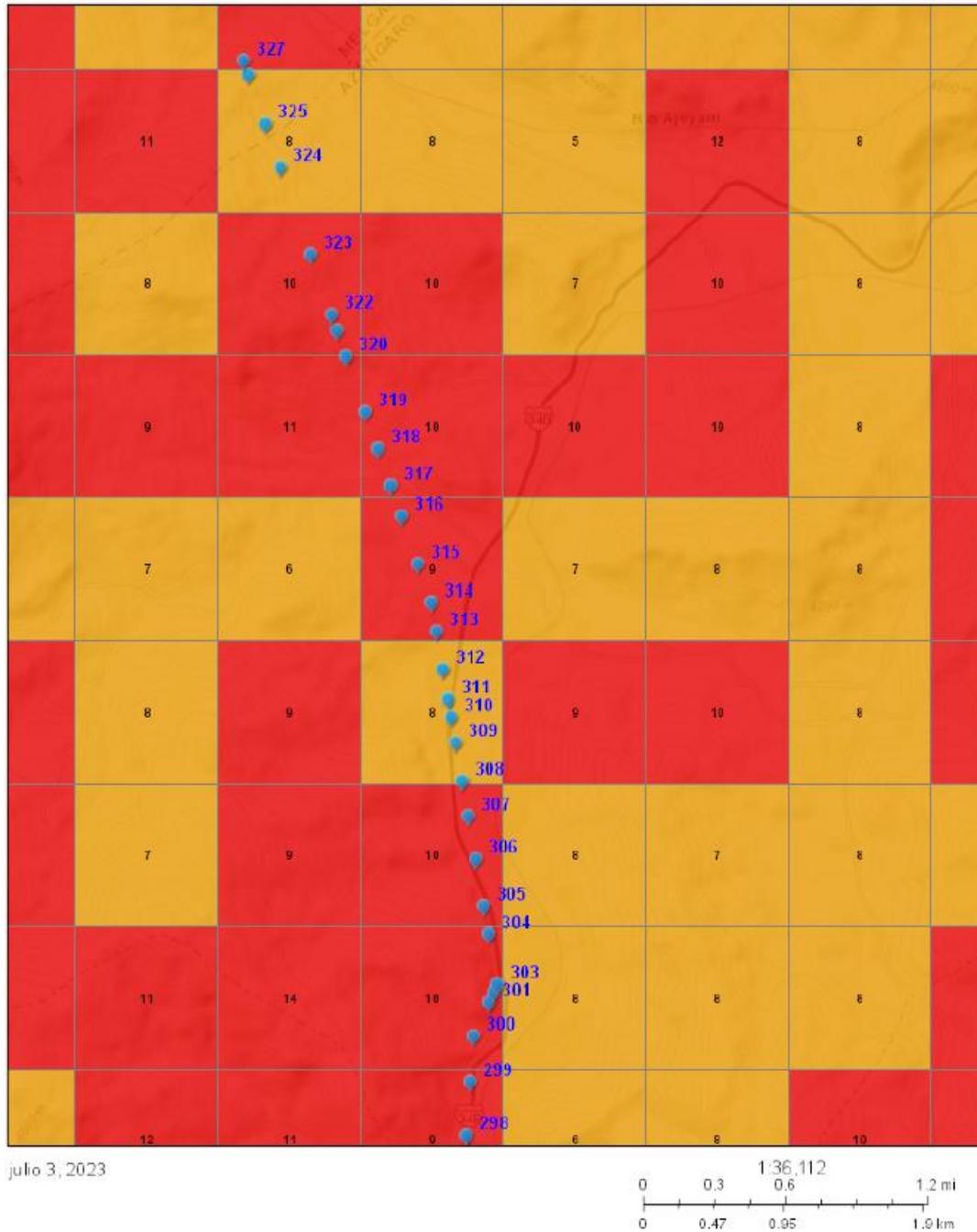
Julio 3, 2023



Nota. Se representa parte del mapa cerámico superpuesto con el trayecto de las estructuras 268 al 298 para la línea L-6021 (OSINERGMIN, 2018).

Figura 39

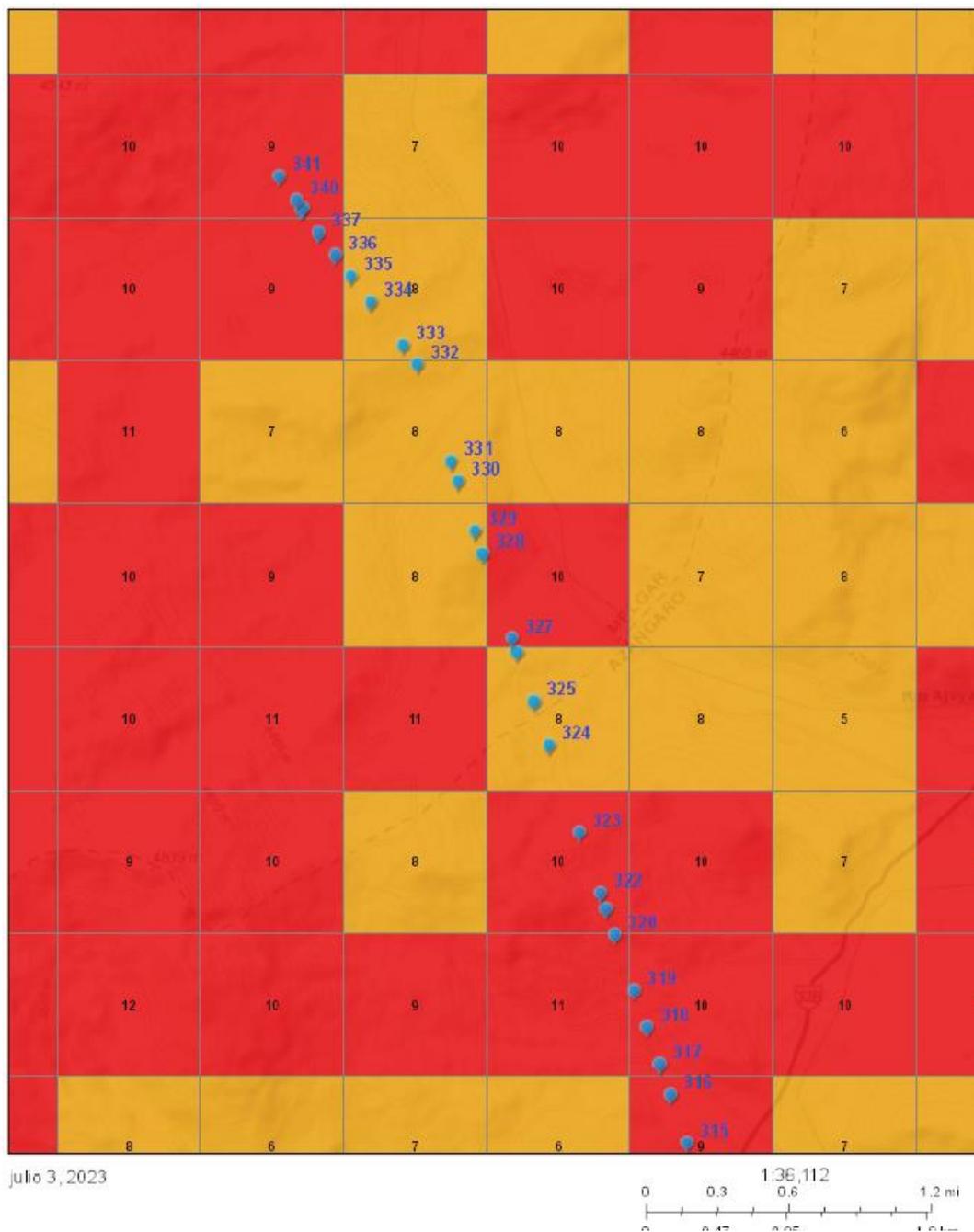
Mapa cerámico estructuras 298 al 327



Nota. Se representa parte del mapa cerámico superpuesto con el trayecto de las estructuras 298 al 237 para la línea L-6021 (OSINERGMIN, 2018).

Figura 40

Mapa cerámico estructuras 315 al 345

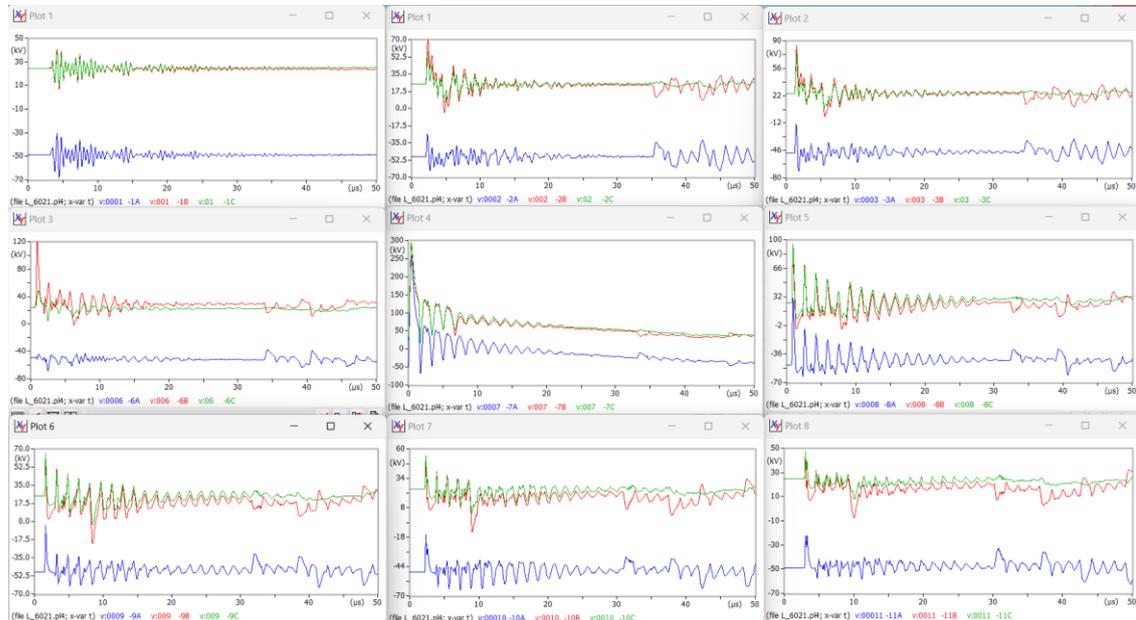


Nota Se representa parte del mapa cerámico superpuesto con el trayecto de las estructuras 315 al 345 para la línea L-6021 (OSINERGMIN, 2018).

Anexo 6. Muestra de resultados de la simulación debido a impacto de rayo

Figura 41

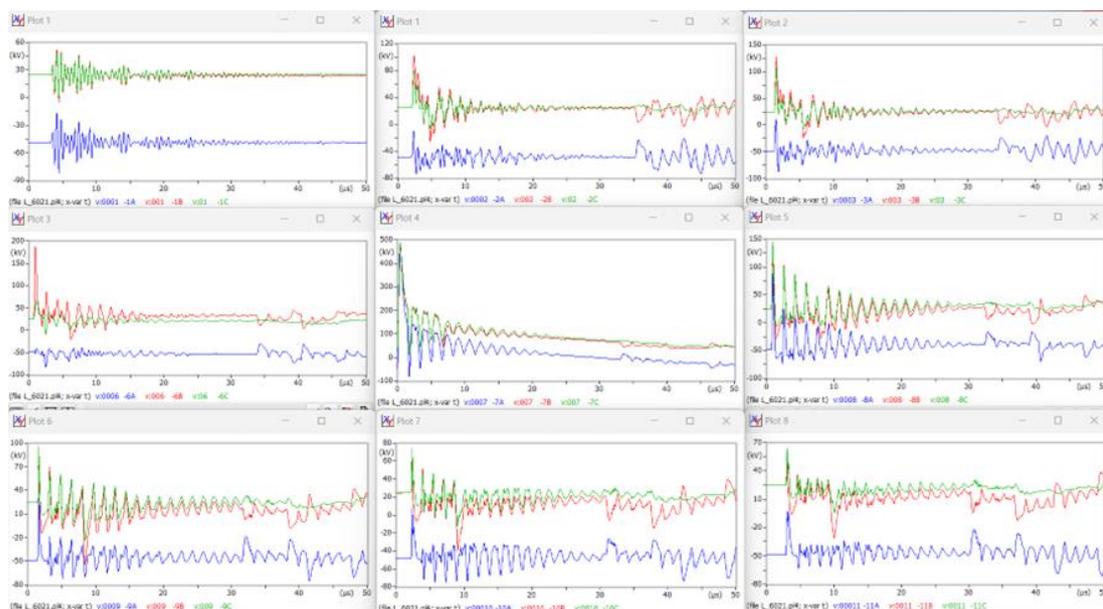
Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 50% excede 31 kA



Nota. En esta gráfica se muestra el comportamiento de transitorios en el escenario de Puesta a Tierra actual para la estructura 7, considerando la norma IEEE distribution & CIGRE C4.407, resultados obtenidos utilizando ATPDraw.

Figura 42

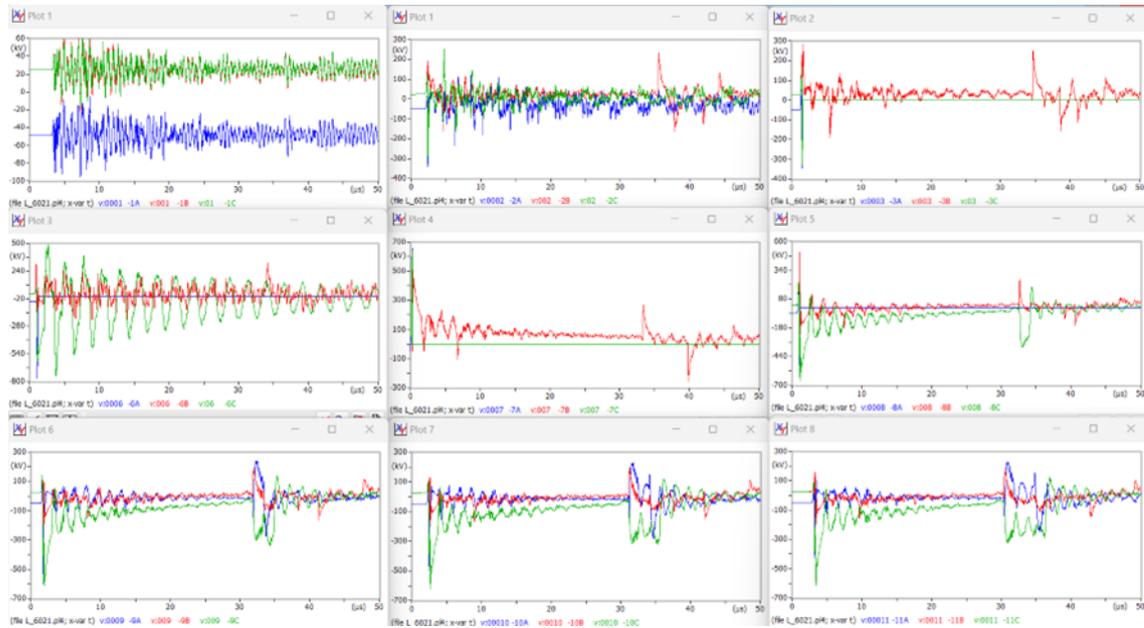
Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 20% excede 53 kA



Nota. En esta gráfica se muestra el comportamiento de transitorios en el escenario de Puesta a Tierra actual para la estructura 7, considerando la norma IEEE distribution & CIGRE C4.407, resultados obtenidos utilizando ATPDraw.

Figura 43

Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 5% excede 90 kA

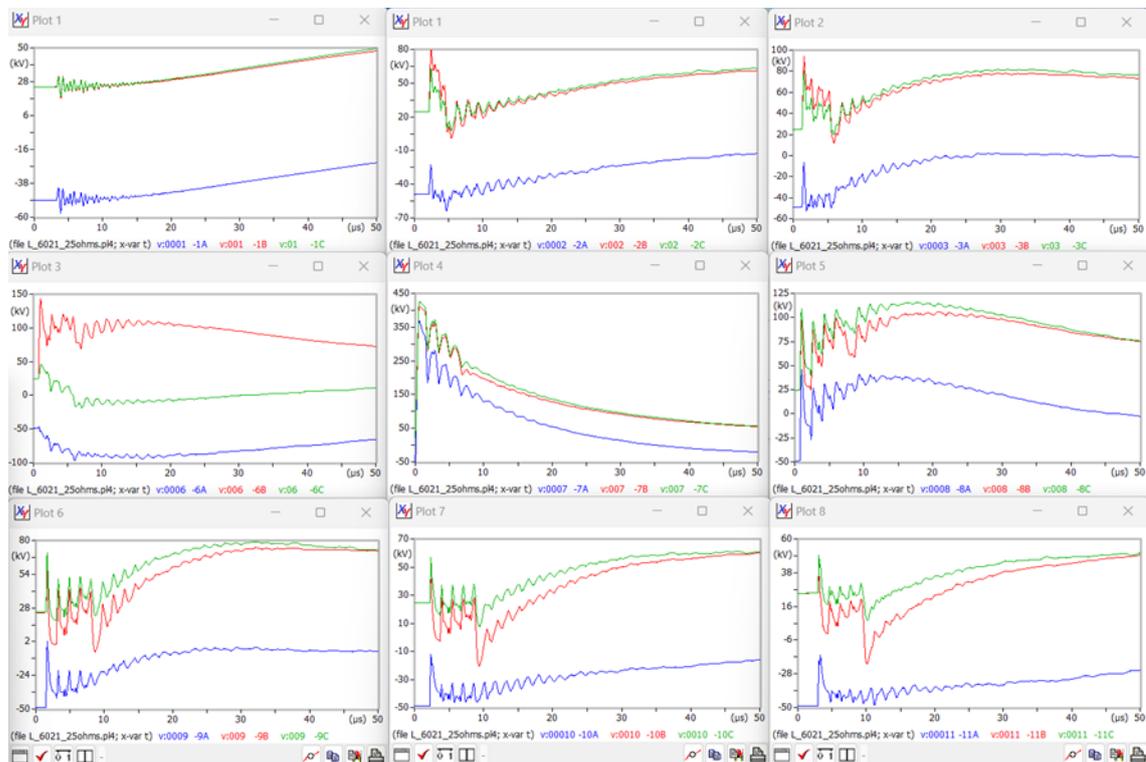


Nota. En esta gráfica se muestra el comportamiento de transitorios en el escenario de Puesta a Tierra actual para la estructura 7, considerando la norma IEEE distribution & CIGRE C4.407, resultados obtenidos utilizando ATPDraw.

Anexo 7. Muestra de resultados de la simulación debido a impacto de rayo, con el escenario de valor de puesta a tierra de 25ohmios

Figura 44

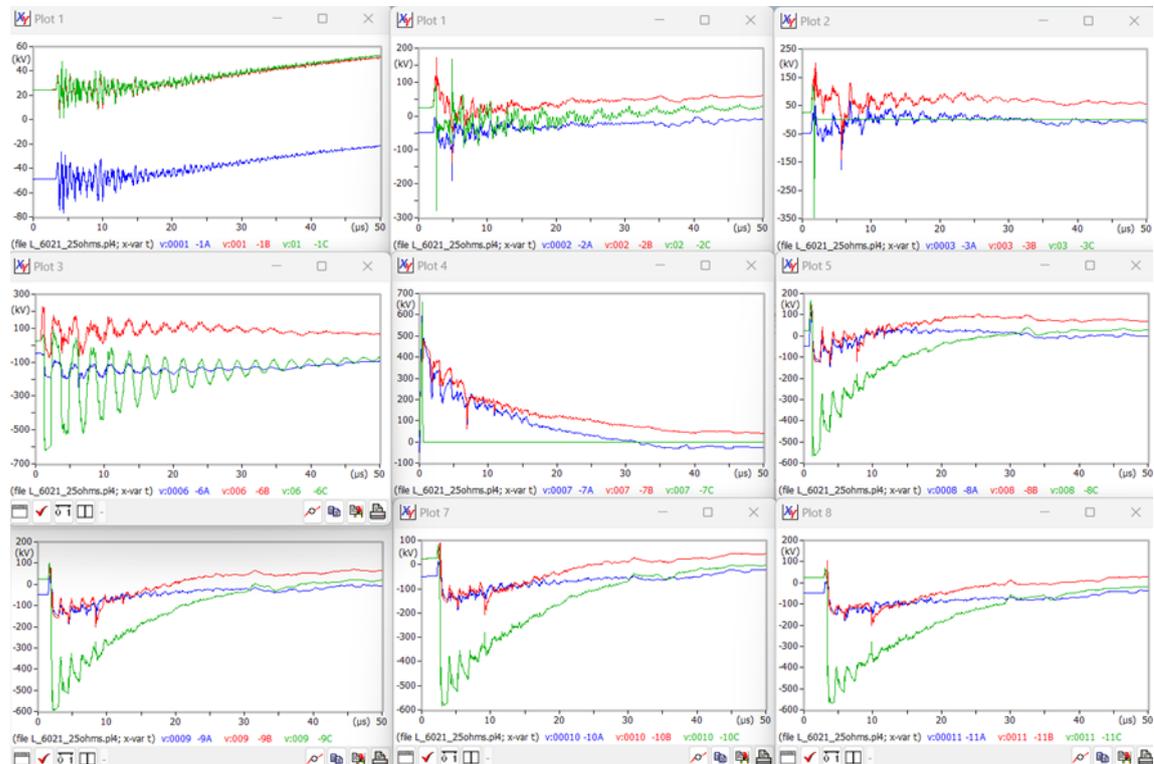
Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 50% excede 31 kA, con PAT de 25 Ohmios



Nota. En esta gráfica se muestra el comportamiento de transitorios en el escenario de Puesta a Tierra de 25 Ohmios para la estructura 7, considerando la norma IEEE distribution & CIGRE C4.407, resultados obtenidos utilizando ATPDraw.

Figura 45

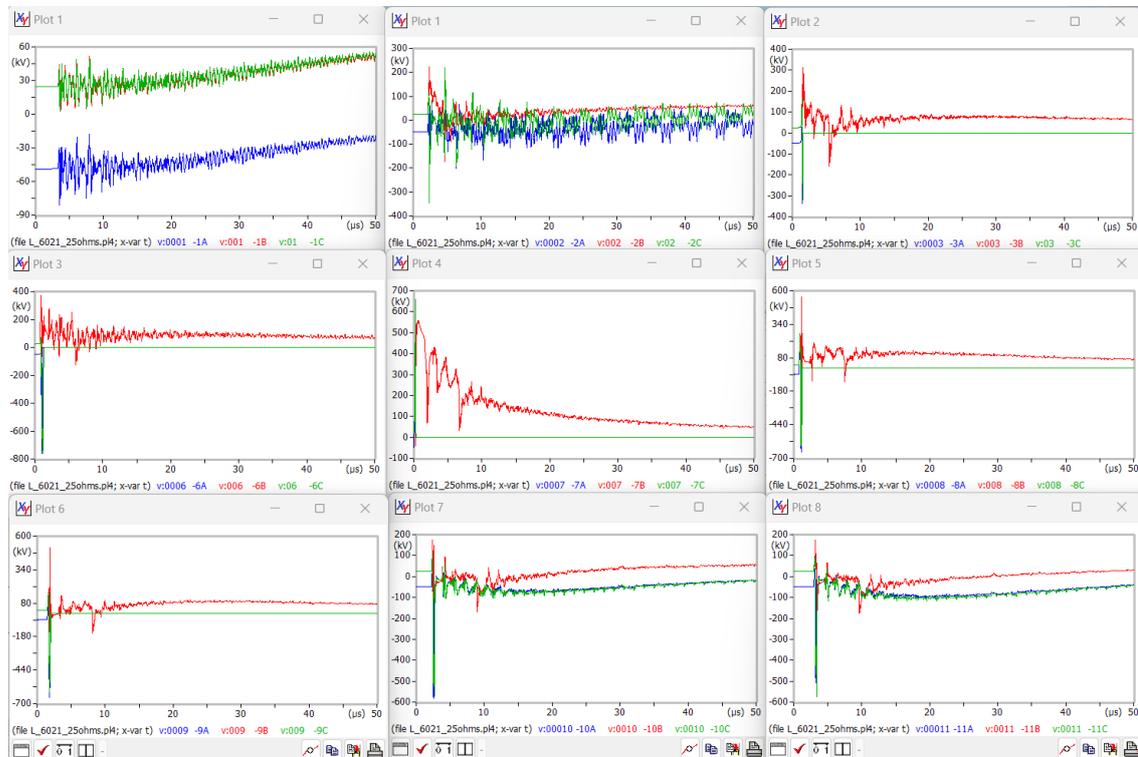
Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 20% excede 53 kA, con PAT de 25 Ohmios



Nota. En esta gráfica se muestra el comportamiento de transitorios en el escenario de Puesta a Tierra de 25 Ohmios para la estructura 7, considerando la norma IEEE distribution & CIGRE C4.407, resultados obtenidos utilizando ATPDraw.

Figura 46

Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 5% excede 90 kA, con PAT de 25 Ohmios



Nota. En esta gráfica se muestra el comportamiento de transitorios en el escenario de Puesta a Tierra de 25 Ohmios para la estructura 7, considerando la norma IEEE distribution & CIGRE C4.407, resultados obtenidos utilizando ATPDraw.

Anexo 8. Muestra de resultados de la simulación debido a impacto de rayo, con el escenario descargadores de sobretensión implementados.

Figura 47

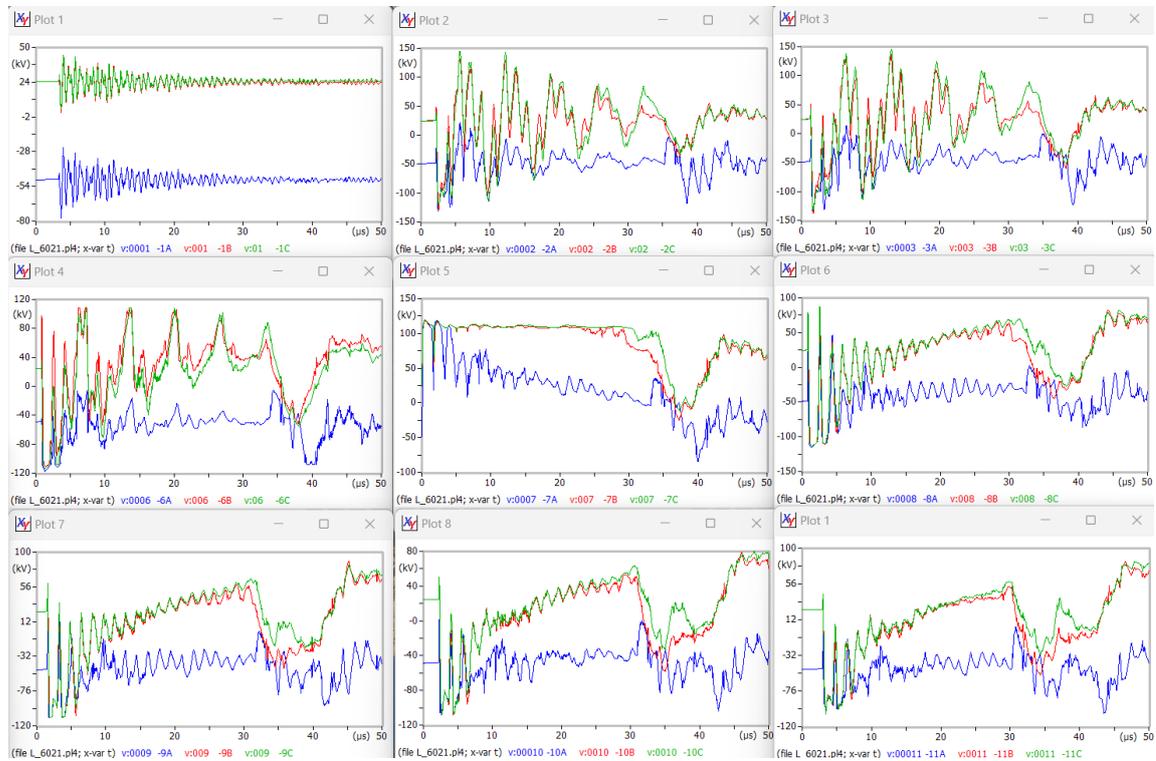
Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 50% excede 31 kA, con PAT actual



Nota. En esta gráfica se muestra el comportamiento de transitorios en el escenario de Puesta a Tierra actual para impacto de rayo en el conductor de guarda de la estructura 7, considerando la norma IEEE distribution & CIGRE C4.407, resultados obtenidos utilizando ATPDraw.

Figura 48

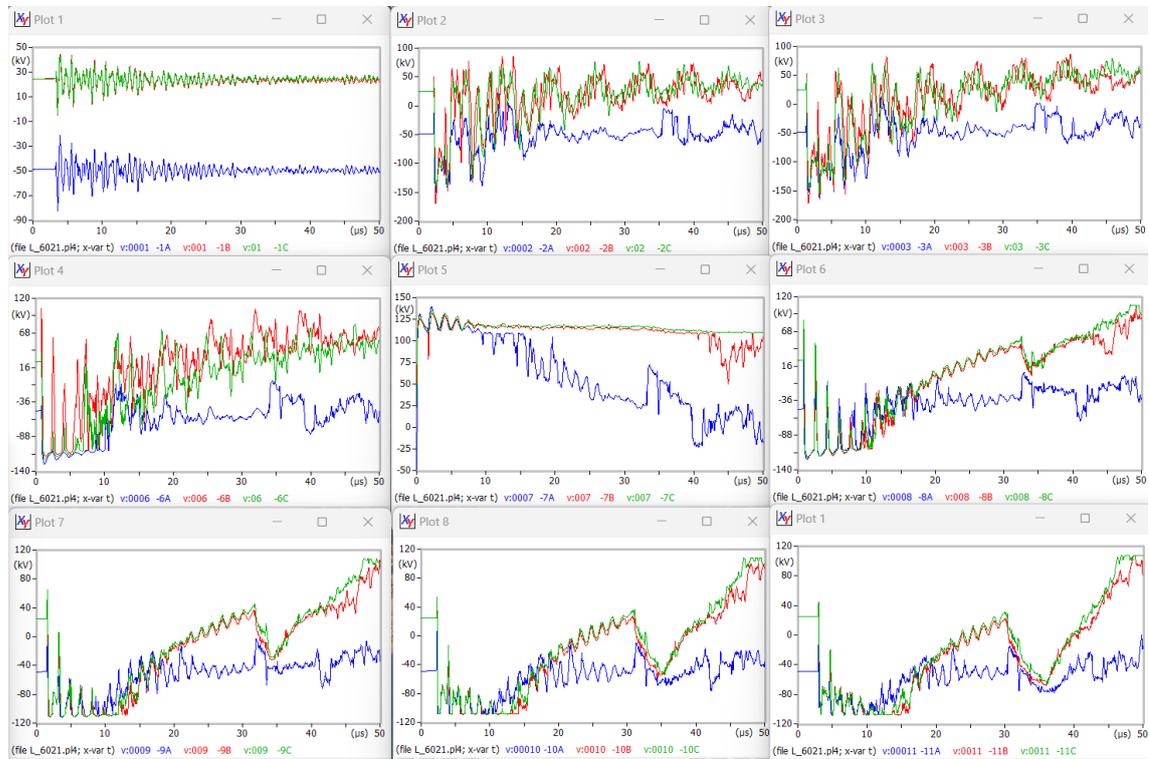
Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 20% excede 53 kA, con PAT actual



Nota. En esta gráfica se muestra el comportamiento de transitorios en el escenario de Puesta a Tierra actual para impacto de rayo en el conductor de guarda de la estructura 7, considerando la norma IEEE distribution & CIGRE C4.407, resultados obtenidos utilizando ATPDraw.

Figura 49

Comportamiento de transitorios por impacto de rayo para el conductor de guarda donde el 5% excede 90 kA, con PAT actual



Nota. En esta gráfica se muestra el comportamiento de transitorios en el escenario de Puesta a Tierra actual para la estructura 7, considerando la norma IEEE distribution & CIGRE C4.407, resultados obtenidos utilizando ATPDraw.

**Anexo 9. Manual del equipo para descargas sobretensión modelo JSC "POLIMER
– APPARAT" PA-SL-11172-0/2**



JSC "POLYMER-APPARAT"

PA-SL-111-72-0/2

CATALOGO

TM 3414-E5725



2020



29

129

Parámetros:

Tensión Nominal (Ur)	kV	72.0
Tensión de Operación Continua (Uc)	kV	57.0
Nivel de Aislamiento - BIL	kV	518.0
Corriente Nominal de Descarga	kA	10.0
Frecuencia	Hz	60.0
Clase de Descarga		SL
Capacidad de disipación de energía	kJ/kV	6.0
Línea de Fuga	mm	3150
Altura de Instalación	m/mm	5000
Peso	kg	17.0

Descripción:

1. Pararrayo de 60kV
2. Grapa de suspensión de aluminio para cable de 120 a 150mm²
3. Dispositivo de desconexión entre el pararrayo y tierra con actuación <= 1A (Desconectador tipo D3)
4. Herrajería de bajada y accesorios de puesta a tierra
5. Cable flexible de cobre estañado de sección de 25mm² (Longitud 5mts.)

Datos de Placa:

JSC "POLYMER - APPARAT"
Surge arrester type: PA-SL-111-72-0/2 Discharge Class: SL
N° XXXXXX 2020 MADE IN RUSSIA
Ur= 72 kV, Uc= 57 kV, In= 10 kA, f= 60 Hz

Pararrayo de Óxido Metálico de 60kV PA-SL-111-72-0/2		
	JSC "Polymer Apparat"	Hoja 1/1

Anexo 10. Declaración jurada de autenticidad de tesis



Universidad Nacional del
Altiplano Puno



Vicerrectorado de
Investigación



Repositorio
Institucional

DECLARACIÓN JURADA DE AUTENTICIDAD DE TESIS

Por el presente documento, Yo **FRANCISCO JAVIER RAMOS HUALLPA** identificado(a) con N° DNI: **43068026** en mi condición de egresado(a) de la:

MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

con código de matrícula N° 211356, informo que he elaborado la tesis denominada:

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV AZÁNGARO – ANTAUTA ANTE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS UTILIZANDO ATPDRAW, PERIODO 2018-2022

Es un tema original.

Declaro que el presente trabajo de tesis es elaborado por mi persona y no existe plagio/copia de ninguna naturaleza, en especial de otro documento de investigación (tesis, revista, texto, congreso, o similar) presentado por persona natural o jurídica alguna ante instituciones académicas, profesionales, de investigación o similares, en el país o en el extranjero.

Dejo constancia que las citas de otros autores han sido debidamente identificadas en el trabajo de investigación, por lo que no asumiré como tuyas las opiniones vertidas por terceros, ya sea de fuentes encontradas en medios escritos, digitales o Internet.

Asimismo, ratifico que soy plenamente consciente de todo el contenido de la tesis y asumo la responsabilidad de cualquier error u omisión en el documento, así como de las connotaciones éticas y legales involucradas.

En caso de incumplimiento de esta declaración, me someto a las disposiciones legales vigentes y a las sanciones correspondientes de igual forma me someto a las sanciones establecidas en las Directivas y otras normas internas, así como las que me alcancen del Código Civil y Normas Legales conexas por el incumplimiento del presente compromiso

Puno, 12 de Diciembre del 2024.



FIRMA (Obligatorio)



Huella

Anexo 11. Autorización para el depósito de tesis en el Repositorio Institucional



Universidad Nacional del
Altiplano Puno



Vicerrectorado de
Investigación



Repositorio
Institucional

AUTORIZACIÓN PARA EL DEPÓSITO DE TESIS O TRABAJO DE INVESTIGACIÓN EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL

Por el presente documento, Yo **FRANCISCO JAVIER RAMOS HUALLPA** identificado(a) con N° DNI: **43068026**, en mi condición de egresado(a) del **Programa de Maestría o Doctorado: MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS**, informo que he elaborado la tesis denominada:

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV AZÁNGARO – ANTAUTA ANTE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS UTILIZANDO ATPDRAW, PERIODO 2018-2022

para la obtención de **Grado**.

Por medio del presente documento, afirmo y garantizo ser el legítimo, único y exclusivo titular de todos los derechos de propiedad intelectual sobre los documentos arriba mencionados, las obras, los contenidos, los productos y/o las creaciones en general (en adelante, los “Contenidos”) que serán incluidos en el repositorio institucional de la Universidad Nacional del Altiplano de Puno.

También, doy seguridad de que los contenidos entregados se encuentran libres de toda contraseña, restricción o medida tecnológica de protección, con la finalidad de permitir que se puedan leer, descargar, reproducir, distribuir, imprimir, buscar y enlazar los textos completos, sin limitación alguna.

Autorizo a la Universidad Nacional del Altiplano de Puno a publicar los Contenidos en el Repositorio Institucional y, en consecuencia, en el Repositorio Nacional Digital de Ciencia, Tecnología e Innovación de Acceso Abierto, sobre la base de lo establecido en la Ley N° 30035, sus normas reglamentarias, modificatorias, sustitutorias y conexas, y de acuerdo con las políticas de acceso abierto que la Universidad aplique en relación con sus Repositorios Institucionales. Autorizo expresamente toda consulta y uso de los Contenidos, por parte de cualquier persona, por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales de autor y derechos conexos, a título gratuito y a nivel mundial.

En consecuencia, la Universidad tendrá la posibilidad de divulgar y difundir los Contenidos, de manera total o parcial, sin limitación alguna y sin derecho a pago de contraprestación, remuneración ni regalía alguna a favor mío; en los medios, canales y plataformas que la Universidad y/o el Estado de la República del Perú determinen, a nivel mundial, sin restricción geográfica alguna y de manera indefinida, pudiendo crear y/o extraer los metadatos sobre los Contenidos, e incluir los Contenidos en los índices y buscadores que estimen necesarios para promover su difusión.

Autorizo que los Contenidos sean puestos a disposición del público a través de la siguiente licencia:

Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional. Para ver una copia de esta licencia, visita: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

En señal de conformidad, suscribo el presente documento.

Puno, 12 de Diciembre del 2024.

FIRMA (Obligatorio)



Huella