

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO - PUNO

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



**“EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN
138 KV SAN GABÁN - MAZUKO ANTE DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS”**

TESIS

**PRESENTADA POR:
DANNY MACHACA CUBA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

PUNO – PERÚ

2017

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

“EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 KV
SAN GABÁN - MAZUKO ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS”

TESIS PRESENTADA POR:

DANNY MACHACA CUBA



PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

PRESIDENTE

: _____
M.Sc. ROBERTO JAIME QUIROZ SOSA

PRIMER MIEMBRO

: _____
M.Sc. JOSE MANUEL RAMOS CUTIPA

SEGUNDO MIEMBRO

: _____
Ing. EDITH ZUÑIGA AUCCA

DIRECTOR DE TESIS

: _____
M.Sc. ANGEL MARIO HURTADO CHAVEZ

ÁREA: ELECTRICIDAD
TEMA: SISTEMAS DE POTENCIA Y PROTECCIÓN

Puno – Perú

2017

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado especialmente al ser a quien le debo la mayor parte de lo que soy, a mi madre Marcelina, quien con su amor, dedicación y esfuerzo me ha brindado el apoyo y la confianza necesarios para alcanzar mis metas y me ha inculcado el don de la humildad y la generosidad.

A mi padre Florentino, por preocuparse por mi rendimiento académico en mi etapa escolar, sin duda el saber que estabas pendiente de mis notas en cierto modo me obligaba a preocuparme a mí también por ellas.

A mis hermanitas, por su constante apoyo para lograr esta meta.

Este logro es tan mío como de todos ustedes.

AGRADECIMIENTO

Me gustaría que estas líneas sirvan para expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas que con su ayuda han colaborado en la realización del presente trabajo, en especial a Dios quien con su cuidado y bendición supo guiarme para cumplir mis objetivos.

Un agradecimiento muy especial merece la comprensión, paciencia y el ánimo recibidos de mi familia y amigos.

Expreso mi más sincero agradecimiento a la empresa Electro Sur Este S.A.A. por facilitarme la información requerida para el desarrollo de la presente tesis.

A la Universidad Nacional del Altiplano, a la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, por los conocimientos impartidos a lo largo de mi formación profesional.

A todos ellos, muchas gracias.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	17
ABSTRACT.....	18
CAPÍTULO I.....	19
INTRODUCCIÓN.....	19
1.1 EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN.....	20
1.2 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	25
1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	26
1.4 IMPORTANCIA Y UTILIDAD DEL ESTUDIO.....	26
1.5 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN.....	27
1.5.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	27
1.6 CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE INVESTIGACIÓN.....	27
CAPÍTULO II.....	29
REVISIÓN DE LITERATURA.....	29
2.1 MARCO TEÓRICO.....	29
2.1.1 SOBRETENSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN ..	29
2.1.1.1 Clasificación y características de las sobretensiones.....	29
2.1.1.2 Propagación de sobretensiones.....	33
2.1.2 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	34
2.1.2.1 Teoría de Schonland.....	35
2.1.2.2 Parámetros del rayo en aplicaciones de Ingeniería.....	38
2.1.2.2.1 Parámetros de incidencia del rayo.....	38
2.1.2.2.2 Parámetro de amplitud de la corriente de retorno del rayo.....	42
2.1.2.2.3 Parámetro de la forma del impulso de la corriente de rayo.....	43

2.1.3 TIPOS DE IMPACTO QUE PUEDEN PRESENTAR UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA	44
2.1.4 MODELO ELECTROGEOMÉTRICO	45
2.1.4.1 Distancia crítica	47
2.1.4.2 Modelo Geométrico	49
2.1.4.3 Intensidad máxima de fallo de apantallamiento	55
2.1.5 TASA DE CEBADOS	56
2.1.5.1 Tasa de cebados directos	56
2.1.5.2 Tasa de cebados inversos	57
2.1.5.2.1 Descargas retroactivas	57
2.1.5.2.2 Cálculo de la tasa de cebados inversos	60
2.1.5.3 Tasa de cebados inducidos	61
2.1.6 MÉTODOS PARA LIMITAR LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO	64
2.1.6.1 Cables de guarda	64
2.1.6.2 Descargadores de óxido metálico	65
2.1.6.3 Mejora de las puestas a tierra en las torres de líneas aéreas	67
2.1.7 PAQUETE DE SIMULACIÓN ATP	67
2.1.7.1 ATPDRAW	68
2.1.7.2 TPBIG	69
2.1.7.3 TOP	69
2.1.8 MODO DE IMPLEMENTACIÓN DE ELEMENTOS EN EL ATP	70
2.1.8.1 Implementación de línea de transmisión	70
2.1.8.2 Implementación de torre de transmisión	72
2.1.8.3 Implementación de puestas a tierra	72

2.1.8.4	Implementación de descargadores de sobretensión	73
2.1.8.5	Implementación cadena de aisladores	74
2.1.8.6	Representación de componentes en función del rango de frecuencias	74
2.2	MARCO CONCEPTUAL.....	75
2.3	HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN	75
2.3.1	HIPÓTESIS ESPECÍFICAS	76
	CAPÍTULO III.....	77
	MATERIALES Y MÉTODOS.....	77
3.1	TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	77
3.1.1	TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	77
3.1.2	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	77
3.2	POBLACIÓN Y MUESTRA DE INVESTIGACIÓN	78
3.3	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA RECOLECCIÓN DE DATOS	79
3.4	PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS	80
3.5	TÉCNICAS PARA EL PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS	80
	CAPÍTULO IV	81
	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	81
4.1	RESULTADOS.....	81
4.1.1	EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 KV SAN GABÁN – MAZUKO ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN ESTADO ACTUAL	81
4.1.2	EVALUACIÓN DE APANTALLAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA ...	81
4.1.3	EVALUACIÓN DE TIPO Y VALORES DEL SISTEMA DE PUESTAS A TIERRA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	88

4.1.3.1	Tipos de sistemas de puestas a tierra instalados en estructuras de la L- 1014	88
4.1.3.2	Valores de los tipos de sistemas de puestas a tierra instalados en torres de la L- 1014.....	90
4.1.4	EVALUACIÓN DE LA UBACIÓN DE LOS DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN	95
4.1.5	EVALUACIÓN DE DISTANCIAS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS SEGÚN REGISTRO HISTÓRICO DE ACTUACIÓN DE RELÉS	99
4.1.6	MODELAMIENTO EN EL PROGRAMA ATP	103
4.1.6.1	Implementación de la línea de transmisión	103
4.1.6.2	Implementación de torres	105
4.1.6.3	Implementación de sistema de puesta a tierra.....	107
4.1.6.4	Implementación de descargadores de sobretensión	108
4.1.6.5	Implementación de cadena de aisladores.....	109
4.1.6.6	Resultado de la implementación de la línea de transmisión San Gabán - Mazuko	111
4.1.7	SIMULACIÓN DE CAÍDA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICA EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	112
4.1.7.1	Caída de descargas atmosférica en un conductor de fase.....	112
4.1.7.2	Caída de descargas atmosférica en el cable de guarda	114
4.1.8	CÁLCULO DE TASAS DE SALIDAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	116
4.1.8.1	Cálculo de corrientes críticas.....	116
4.1.9	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	119
4.1.10	PLAN DE SOLUCIÓN	120

4.1.10.1 Mejoramiento de apantallamiento de la línea.....	121
4.1.10.2 Mejoramiento de sistema de puesta a tierra	122
4.1.10.3 Implementación de descargadores de sobretensión	122
4.1.10.3.1 Características de descargador de sobretensión.....	124
4.1.10.3.2 Implementación de descargadores de sobretensión en ATP.....	124
4.1.10.3.3 Simulación con descargadores de sobretensión en ATP.....	125
4.1.10.3.4 Resultados de la simulación y cálculo de tasas de salida con implementación de descargadores de sobretensión.....	126
4.2 DISCUSIÓN	127
V. CONCLUSIONES.....	131
VI. RECOMENDACIONES.....	132
VII.REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	133
ANEXOS.....	135

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Clasificación de sobretensiones.	31
Figura 2: Procesos de formación de la descarga nube - tierra.....	35
Figura 3: Gráfico de la Densidad de Rayos por Nivel Isoceraúnico.	39
Figura 4: Mapa de Niveles Isoceraúnicos.	40
Figura 5: Gráfico de la Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo.....	43
Figura 6: Onda de Sobretensión Normalizada.....	44
Figura 7: Distancias críticas del cable de guarda, conductor de fase y tierra.	48
Figura 8: El modelo geométrico: definición de ángulos y distancias.	50
Figura 9: Vista ampliada del análisis.	53
Figura 10: Vista ampliada de la figura anterior.	54
Figura 11: Cálculos de α y β	54
Figura 12: Descarga atmosférica sobre el cable de guarda a lo largo del vano y sobre la estructura.	59
Figura 13: Cebados inducidos.	63
Figura 14: Ubicación geográfica en el SEIN.	79
Figura 15: Diagrama esquemático torre tipo Anclaje.	82
Figura 16: Diagrama esquemático torre tipo Terminal.	83
Figura 17: Diagrama esquemático torre tipo Suspensión.	84
Figura 18: Diagrama esquemático de los sistemas de puestas a tierra instalados en las estructuras de la línea de transmisión San Gabán- Mazuko.....	89
Figura 19: Configuración del Método de caída de potencial.	91

Figura 20: Curva típica de valores de Resistencia en función de la distancia de H.	91
Figura 21: Imágenes de la medición de resistencia de sistema de puesta a tierra de las torres.	92
Figura 22: Ubicación de Descargadores de Sobretensión en la L-1014 (T01-T79).....	97
Figura 23: Ubicación de Descargadores de Sobretensión en la L-1014 (T80-T160).....	98
Figura 24: Ubicación gráfica de distancias de impactos de rayo según registro histórico de actuación de relés de la SS.EE. de San Gabán y Mazuko (T01-T79).	101
Figura 25: Ubicación gráfica de distancias de impactos de rayo según registro histórico de actuación de relés de la SS.EE. de San Gabán y Mazuko (T80-T160).....	102
Figura 26: Panel de ingreso de datos de conductor y su ubicación en la estructura.	105
Figura 27: Modelo de torre implementado en ATP.	105
Figura 28: Resumen de cálculo de impedancia realizado para torre tipo A+3..	106
Figura 29: Resumen de cálculo de impedancia realizado para torre tipo T+0.....	106
Figura 30: Resumen de cálculo de impedancia realizado para torre tipo S+3..	107
Figura 31: Modelo de sistema de puesta a tierra implementado en ATP.....	107
Figura 32: Modelo de descargador de sobretensión.....	109

Figura 33: Implementación de cadena de aisladores.	110
Figura 34: Implementación de la línea de transmisión San Gabán – Mazuko en ATP.	111
Figura 35: Comportamiento de las cadenas de aisladores para una corriente del rayo de 6.368 kA, en kV.	113
Figura 36: Comportamiento de las cadenas de aisladores para una corriente del rayo de 6.423 al 16.803kA, en kV.	113
Figura 37: Comportamiento de las cadenas de aisladores para una corriente del rayo superior al 16.803kA, en kV.	114
Figura 38: Comportamiento de las cadenas de aisladores de las 3 fases para una corriente del rayo menor al 41.869kA, en kV.	115
Figura 39: Comportamiento de las cadenas de aisladores de las fases R y S para una corriente del rayo entre 41.869 al 43.308kA, en kV.	115
Figura 40: Comportamiento de las cadenas de aisladores de las fases R, S y T para una corriente del rayo mayor al 43.308kA, en kV.	116
Figura 41: Implementación de descargadores de sobretensión.	124
Figura 42: Simulación de cadena de aisladores a una corriente mayor a la corriente máxima de falla de apantallamiento.	125
Figura 43: Cebado de la cadena de aislador a una corriente superior de 76kA.	126

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1:	Indicadores de Performance.....	20
Tabla 2:	Tolerancias para los Indicadores de Performance.....	21
Tabla 3:	Tolerancias para los indicadores de performance para la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko (L- 1014).	22
Tabla 4:	Indicadores de performance para la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko (L- 1014) entre los años 2012 – 2015.....	22
Tabla 5:	Número de interrupciones no programadas en la línea de transmisión.....	23
Tabla 6:	Tiempo de duración de las interrupciones en horas de la línea de transmisión.....	23
Tabla 7:	Promedio de tiempo por cada interrupción de la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko (L- 1014) entre los años 2012 – 2015.....	25
Tabla 8:	Tipos y formas de sobretensiones, formas de onda normalizadas y ensayos de tensión soportada normalizada.....	33
Tabla 9:	Coeficientes Isoceraúnicos – Perú.	41
Tabla 10:	Clasificación de gama de frecuencias.	74
Tabla 11:	Resumen de tipos de torre L-1014 San Gabán - Mazuko.....	81
Tabla 12:	Cálculo de intensidad máxima de fallo de apantallamiento, para conductor de fase superior -Torre tipo Anclaje.	85
Tabla 13:	Cálculo de intensidad máxima de fallo de apantallamiento, para conductor de fase superior -Torre tipo Terminal.	86
Tabla 14:	Cálculo de intensidad máxima de fallo de apantallamiento, para conductor de fase superior -Torre tipo Suspensión.	87

Tabla 15: Resumen de resultados por tipo de torre.....	88
Tabla 16: Valores de la medición de resistencia de sistema de puesta a tierra.....	93
Tabla 17: Características de Descargadores de Sobretensión.....	95
Tabla 18: Ubicación de Descargadores de Sobretensión.....	96
Tabla 19: Ubicación de distancias de descargas atmosféricas según registro histórico de actuación de relés de la SS.EE. de San Gabán y Mazuko.	100
Tabla 20: Resumen de posibles estructuras afectadas por tipo de falla.	100
Tabla 21: Características de la línea L-1014.	104
Tabla 22: Ubicación de conductores en la estructura.....	104
Tabla 23: Parámetros considerados para implementación del sistema de puesta a tierra.	108
Tabla 24: Resumen de corrientes críticas y distancias de exposición a las descargas atmosféricas, para los 3 tipos de torres.....	117
Tabla 25: Resumen de tasa de salidas de la línea para diferentes valores de PAT.....	118
Tabla 26: Tasa de salida máxima por descargas atmosférica L-1014.....	121
Tabla 27: Resumen de ubicación de descargadores de sobretensión.....	123
Tabla 28: Resumen de resultados de la simulación y cálculo de tasas de salida con implementación de descargadores de sobretensión.	126
Tabla 29: Resultados de reducción de tasa de salidas con descargadores de sobretensión y mejoramiento de sistema de puesta a tierra.	127

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1: CÁLCULO DE TASA DE SALIDAS L-1014.	135
ANEXO 2: CATÁLOGO DE DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN TYCO.	137
ANEXO 3: DISPOSICIÓN DE FASES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.	138

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

ANSI	American National Standards Institute
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
ELSE	Electro Sur Este S.A.A.
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
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 presente investigación tiene como objetivo, evaluar el desempeño de la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko, para mejorar el performance, debido a las interrupciones por descargas atmosféricas. Ya que, el comportamiento de la línea de transmisión ante una descarga atmosférica depende de un conjunto de factores como; densidad de impactos de rayo, altura de la línea aérea, configuración de conductores, cable de guarda, sistema de puesta a tierra y las diferentes distancias mínimas que definen a una línea de transmisión. Motivo por el cual, se realizó la evaluación de los componentes como; blindaje del cable de guarda, medición del sistema de puesta a tierra, ubicación de descargadores de sobretensión y registro histórico de actuación de relés. Así también, se usó como soporte el software ATP, para el modelado de los fenómenos transitorios y el análisis de alternativas de solución. Consecuente a estos análisis se da; el mejoramiento de sistema de puesta a tierra y la instalación de descargadores de sobretensión en las estructuras adecuadas. Los cuales, permitirá reducir la tasa de salidas en un 95%, de un valor promedio de 16.42 a 0.79 Salidas/Año-Línea, y a un tiempo máximo de 0.54 horas. Con el cual, se cumple lo especificado en el procedimiento 091 del OSINERGMIN.

Palabras claves: Línea de Transmisión, Descargas Atmosféricas, Corriente crítica, Descargadores de sobretensión.

ABSTRACT

The objective of the present investigation is to evaluate the performance of the 138 kV San Gabán - Mazuko transmission line to improve performance due to the interruptions due to atmospheric discharges. Since, the behavior of the transmission line before an atmospheric discharge depends on a set of factors such as; Ray impact density, line height, conductor configuration, guard wire, earthing system, and the different minimum distances that define a transmission line. Reason for which, the evaluation of the components was carried out as; Shielding of the guard wire, grounding system measurement, location of surge arresters and historical record of relay performance. Also, ATP software was used as support for the modeling of transient phenomena and the analysis of alternative solutions. Consistent with these analyzes is given; The improvement of grounding system and the installation of surge arresters in the appropriate structures. These will reduce the exit rate by 95%, from an average value of 16.42 to 0.79 Departures / Year-Line, and a maximum time of 0.54 hours. With which, the specified in the procedure 091 of the OSINERGMIN is fulfilled.

Keywords: Transmission Line, Atmospheric Discharge, Critical Current, Surge Arresters.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Esta investigación tiene como principal propósito, evaluar el desempeño de la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko, para mejorar el performance, debido a las interrupciones por descargas atmosféricas. Es así, que todo el planteamiento y desarrollo se fundamenta en la siguiente interrogante:

¿Qué medidas se debe tomar en la evaluación de desempeño de la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko ante descargas atmosféricas, para así mejorar la performance de la línea de transmisión?

Para poder responder a la pregunta, se procedió a realizar la recolección de la información técnica de la línea de transmisión, tanto histórico y actual. Donde, se interpretó y evaluó los datos en el programa Excel y ATP, de los cuales, se tiene resultados como; la corriente máxima de fallo de apantallamiento, las distancias de descargas atmosféricas según registro histórico de actuación de relés, la corriente crítica de flameo en la cadena de aisladores y tasa de salida de la línea a diferentes valores de sistema de puesta a tierra y tipos de estructura. Medidas que nos facilita interpretar y proponer alternativas para mejorar el desempeño de la línea de transmisión y así también, validar las hipótesis planteadas de esta investigación.

1.1 EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

Ante las recurrentes interrupciones en las líneas del Sistema de Transmisión Eléctrica del Perú, OSINERGMIN con el propósito de garantizar el suministro de electricidad a los usuarios del servicio eléctrico, establece el “Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión” fue aprobado por el consejo directivo del OSINERGMIN el año 2006. En este documento y modificatorias posteriores. Se tiene los indicadores que se utilizarán para verificar el desempeño o performance de las instalaciones de transmisión eléctrica, los que se indican en la siguiente tabla.

Tabla 1: Indicadores de Performance.

INDICADORES (RM N° 163- 2011- MEM/DM)	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	INDICADOR
Frecuencia de Fallas de Líneas	Tasa de Fallas de cada línea de Transmisión	Número de fallas por año	Línea de transmisión menores a 100 kilómetros: TFL = N° Fallas N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año
Disponibilidad de Líneas	Indisponibilidad de cada Línea de Transmisión	Horas de Indisponibilidad por año	INDISL = \sum HIND HIND = Número de horas indisponibles del componente en un año

Fuente: OSINERGMIN N° 175-2012-OS/CD, Modificación del procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión.

Para el cálculo de los indicadores de performance se considerarán las desconexiones forzadas propias (Fallas por; fenómenos naturales, condiciones ambientales, equipos, materiales, accesorios, error humano y entre otros), que durante un periodo anual, ocasionen interrupciones a los usuarios por periodos

mayores a 3 minutos de duración, incluidos los excesos o anticipaciones del horario programado para mantenimiento de componentes.

Los indicadores de performance durante el periodo de un año (1 de enero al 31 de diciembre), no deben exceder las tolerancias graduales establecidas en el siguiente cuadro: (OSINERGMIN N° 175-2012-OS/CD, p. 4).

Tabla 2: Tolerancias para los Indicadores de Performance.

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

* Sólo cuando la celda y la línea de transmisión son de distintos propietarios.

Fuente: OSINERGMIN N° 175-2012-OS/CD, Modificación del procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión.

Conforme a las tablas 1 y 2, se tiene, en resumen, la siguiente tabla de tolerancias de indicadores de performance para la línea de transmisión 138 kV San Gabán - Mazuko (L-1014):

Tabla 3: Tolerancias para los indicadores de performance para la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko (L- 1014).

INDICADOR	UNIDAD	LÍNEA 1014 (69.2 KM)
Tasa de Falla para cada línea de transmisión	Número de Fallas por año	6, 5, <u>4</u>
Indisponibilidad para cada componente de línea de transmisión (horas)	Horas	8, 7, <u>6</u>

Fuente: OSINERGMIN N° 175-2012-OS/CD, Modificación del procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión.

Es así, conforme a la Tabla 3, y la suma de número y horas de fallas registradas en el año, se tiene indicadores de performance en la línea de transmisión San Gabán - Mazuko (L-1014), ocurridas durante los cuatro últimos años:

Tabla 4: Indicadores de performance para la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko (L- 1014) entre los años 2012 – 2015.

PERIODO	INDICADORES		TOLERANCIAS		IND./TOL. %	
	TFL	INDISL	TFL(TOL)	INDISL(TOL)	TFL	INDISL
2012	15.00	16.29	6.00	8.00	136.36%	81.45%
2013	23.00	5.54	5.00	7.00	209.09%	27.70%
2014	15.00	44.55	4.00	6.00	136.36%	222.75%
2015	19.00	34.39	4.00	6.00	172.73%	171.95%

Elaboración: Propia.

En donde:

TFL: Tasa de Fallas de Línea de Transmisión.

INDISL: Indisponibilidad de Línea de Transmisión

Como muestra la Tabla 4, se tiene indicadores que superan los límites establecidos por el procedimiento OSINERGMIN N° 175-2012-OS/CD. las cuales, son provenientes por diferentes causas, que a continuación se muestra en la tabla.

Tabla 5: Número de interrupciones no programadas en la línea de transmisión.

Año	Tala de árbol	Caída de árbol	Descarga atmosférica	Viento	Conductor	Otra LT	Causa ND	Total
2012	0	1	14	0	0	17	0	32
2013	2	0	20	1	0	8	0	31
2014	1	0	12	0	1	4	1	19
2015	5	0	14	0	0	3	0	22
Promedio	2	0.25	15	0.25	0.25	8	0.25	26

Elaboración: Propia.

Tabla 6: Tiempo de duración de las interrupciones en horas de la línea de transmisión.

Año	Tala de árbol	Caída de árbol	Descarga atmosférica	Viento	Conductor	Otra LT	Causa ND	Total
2012	0	0.15	16.14	0	0	39.25	0	55.54
2013	0.45	0	4.97	0.12	0	7.15	0	12.69
2014	7.75	0	7.9	0	28.52	1.68	0.38	46.23
2015	24.43	0	9.96	0	0	0.6	0	34.99
Promedio	8.16	0.04	9.74	0.03	7.13	12.17	0.10	37.36

Elaboración: Propia.

Disgregando las interrupciones de la Tabla 5, y comparando con la Tabla 3, se tiene que:

- En el 2012, la causa más frecuente fue las descargas atmosféricas con un número de 14 veces. Excede la tolerancia de 6.

- En el 2013, la causa más frecuente fue las descargas atmosféricas con un número de 20 veces. Excede la tolerancia de 5.
- En el 2014, la causa más frecuente fue las descargas atmosféricas con un número de 12 veces. Excede la tolerancia de 4.
- En el 2015, la causa más frecuente fue las descargas atmosféricas con un número de 14 veces. Excede la tolerancia de 4.

De la Tabla 6, y comparando con la Tabla 3, se describe que:

- En el 2012, la interrupción que tiene más duración son las descargas atmosféricas con un tiempo de 16.14 horas (excede la tolerancia de 8 horas).
- En el 2013, la interrupción que tiene más duración son las descargas atmosféricas con un tiempo de 4.97 horas (esta vez fue menor que la tolerancia que es de 7 horas).
- En el 2014, la interrupción que tiene más duración es caída de conductor de red con un tiempo de 28.52 horas (excede la tolerancia de 6 horas), mientras que las descargas atmosféricas duran 7.9 horas.
- En el 2015, la interrupción que tiene más duración son por causa de tala de árbol con un tiempo 24.43 horas (excede la tolerancia de 6 horas), mientras que, las descargas atmosféricas duran 9.96 horas.

La duración en promedio de tiempo por cada interrupción a causa de las descargas atmosféricas es todavía elevada, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 7: Promedio de tiempo por cada interrupción de la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko (L- 1014) entre los años 2012 – 2015.

PERIODO	HORAS	MINUTOS
2012	1.15	69
2013	0.25	15
2014	0.66	40
2015	0.71	43
Promedio/Año	0.69	41.57

Elaboración: Propia.

Por lo mostrado, en las Tablas 4 al 6, y en el análisis de estas interrupciones se deduce, que la línea 1014 no se cuenta aún con la debida protección para atender la presencia de descargas atmosféricas. Por lo que, existe la necesidad de hacer la evaluación de desempeño de la línea de transmisión para mejorar el sistema de protección ante descargas atmosféricas y así también la performance de la misma.

1.2 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Soto y Trelles (2006). Concluye, que las estructuras analizadas con ángulos de blindaje existentes entre 9 y 10 grados, presentan blindaje efectivo, es decir, no están sujetas a flameos por fallas de blindaje, mientras que las estructuras que tienen ángulos de blindaje de 25 grados ya no presentan blindaje efectivo y típicamente estarán sometidas a índices de flameos por descargas atmosféricas que penetran el blindaje, es decir aquellas descargas que terminan directamente en los conductores de fase. (p.110)

Corrella y Montes (2008). Concluye, que la resistencia de pie de torre no puede ser tan grande, ya que la descarga al no drenarse por la malla de tierra retorna por la torre, yéndose a los apoyos de las fases y si el valor de sobretensión supera la rigidez dieléctrica de los aisladores, éste se rompe y la corriente provocada por la sobretensión pasa a la fase ocasionando graves disturbios en el sistema. (p.70)

Sosa, L. (2012). Concluye, que la instalación de descargadores puede ser un complemento aplicable en zonas críticas en donde con técnicas convencionales como la reducción de resistencia de puesta a tierra no se ha logrado un desempeño adecuado, debido a factores tales como: elevados valores de resistividad de suelo, características geográficas de emplazamiento de la línea, índice ceraúnico elevado, o combinación de estos. y Realizar un seguimiento y registro de la actuación de las protecciones es de fundamental importancia para el estudio de eventos en las LT's ante descargas atmosféricas y para la determinación de las zonas críticas. (p. 7)

1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Qué medidas se debe tomar en la evaluación de desempeño de la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko ante descargas atmosféricas, para así mejorar la performance de la línea de transmisión?

1.4 IMPORTANCIA Y UTILIDAD DEL ESTUDIO

Las continuas interrupciones debido a las descargas atmosféricas en la línea de transmisión San Gabán - Mazuko, traen como consecuencia mala

calidad de suministro de energía a clientes de la región de Madre de Dios y penalizaciones en cada periodo de supervisión y fiscalización del performance de la línea de transmisión eléctrica, con multas cuyos importes se establece en base a la escala de sanciones o multas, establecidas por OSINERGMIN. Por lo tanto, se deben tomar las medidas que puedan ayudar a disminuir el número y duración de interrupciones por descargas atmosféricas.

Adicionalmente es necesario mantener una baja tasa de fallas de la línea de transmisión para mejorar el performance y garantizar la continuidad de servicio con calidad y satisfacción al cliente.

1.5 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN

Evaluar el desempeño de la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko, para mejorar el performance, debido a las interrupciones por descargas atmosféricas.

1.5.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Conocer la raíz del mal desempeño de la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko ante las descargas atmosféricas.
- b) Proponer alternativas para mejorar el desempeño de la línea de transmisión.

1.6 CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE INVESTIGACIÓN

El área de investigación es Electricidad, porque se hace el estudio a una línea de transmisión de energía eléctrica y dentro de ello, el tema más

involucrado es; Sistemas de Potencia y Protección, porque, para un nivel de tensión de 138 kV, ya viene ser un Sistema de Potencia, y se busca proteger la línea de transmisión de las interrupciones por descargas atmosféricas.

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1 MARCO TEÓRICO

2.1.1 SOBRETENSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN

El cálculo o estimación de las sobretensiones a las que puede ser sometido cualquier equipo es de vital importancia en el diseño de redes eléctricas ya que son estas solicitaciones las que servirán para escoger el nivel de aislamiento y las protecciones de los equipos. Un estudio completo de sobretensiones debe tener como objetivos: (Martínez,2008, p.3)

- Establecer el origen y el tipo de sobretensiones que es necesario determinar para una selección adecuada de los aislamientos y de los medios de protección.
- Determinar la distribución estadística de aquellas sobretensiones que serán empleadas en la selección de los aislamientos.

2.1.1.1 Clasificación y características de las sobretensiones

La primera clasificación de las sobretensiones se basa en el origen, ya que la causa puede ser interna o externa a la red. Las sobretensiones de origen externo, es decir debidas a causas ajenas al sistema, son originadas principalmente por el impacto de un rayo y son conocidas también como sobretensiones atmosféricas. Las sobretensiones de origen interno son causadas en el propio sistema, y se dividen a su vez en sobretensiones temporales y de maniobra. Estas últimas son causadas por operaciones de cierre y apertura de interruptores o seccionadores, lo que en general provoca un proceso transitorio que puede terminar originando no sólo sobretensiones sino

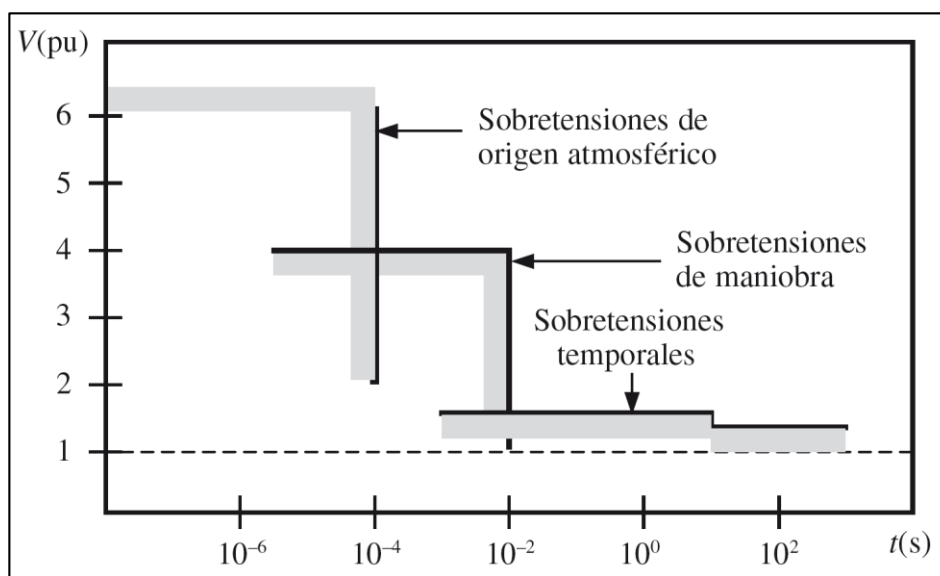
también sobreintensidades. Las sobretensiones temporales tienen causas muy diversas, tal como se verá en las próximas secciones.

Una clasificación más completa de las sobretensiones se basa en las principales características con las que se presenta el proceso transitorio: valor de cresta, duración, y frecuencia o gama de frecuencias en el proceso transitorio, si este es oscilatorio, o el tiempo al valor de cresta si el proceso transitorio es unidireccional. De acuerdo con esto se pueden distinguir las siguientes categorías: (Martínez, 2008, p.3)

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

En el siguiente grafico muestra una relación entre el tipo de sobretensiones (se excluyen las de frente muy rápido), la duración y el orden de magnitud que puede alcanzar el valor de cresta.

Figura 1: Clasificación de sobretensiones.



Fuente: Martínez, J. (2008). Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. (Primera edición). McGraw-Hill/Interamericana de España.

La norma UNE-EN 60071-1 establece la clasificación de sobretensiones de acuerdo con una forma de onda y una duración normalizadas. Se puede comprobar que están divididas en dos grupos: (Martínez,2008, p.5)

- a) Sobretensión de baja frecuencia: es de larga duración y se origina con una frecuencia igual o próxima a la de operación. Este tipo de sobretensiones se divide a su vez en:

Tensión permanente a frecuencia industrial: tensión a frecuencia de operación de la red, con un valor eficaz constante, y aplicada permanentemente.

Sobretensión temporal: sobretensión de frecuencia industrial y duración relativamente larga. Una sobretensión de este tipo puede ser amortiguada

o débilmente amortiguada. Dependiendo de la causa, su frecuencia puede ser distinta o igual a la frecuencia de operación de la red.

- b) Sobretensión transitoria: es de corta duración (algunos milisegundos), oscilatoria o unidireccional, y generalmente muy amortiguada. Una sobretensión transitoria puede estar seguida por una sobretensión temporal; en tal caso ambas sobretensiones se analizan como sucesos separados. Las sobretensiones transitorias se dividen a su vez en:

Sobretensiones de frente lento: generalmente oscilatoria, con un tiempo de subida hasta el valor de cresta, T_p , comprendido entre 20 y 5.000 μs , y con un tiempo de cola, T_2 , igual o inferior a 20 ms.

Sobretensión de frente rápido: Generalmente unidireccional, con un tiempo de subida hasta el valor de cresta, T_1 , comprendido entre 0,1 y 20 μs , y con un tiempo de cola, T_2 , igual o inferior a 300 μs .

Sobretensión de frente muy rápido: generalmente oscilatoria, con un tiempo de subida hasta el valor de cresta, T_f , inferior a 0,1 μs , una duración total inferior a 3 ms, y con oscilaciones superpuestas de frecuencias comprendidas entre 30 kHz y 100 MHz.

En la siguiente tabla se muestra la clasificación, formas de onda y características generales de las sobretensiones, conjuntamente con la forma de onda normalizada de la tensión de ensayo para cada una de ellas.

Tabla 8: Tipos y formas de sobretensiones, formas de onda normalizadas y ensayos de tensión soportada normalizada.

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

*) A especificar por el comité de producto concerniente.

Fuente: Martínez, J. (2008). Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. (Primera edición). McGraw-Hill/Interamericana de España.

2.1.1.2 Propagación de sobretensiones

Sin importar su origen, el estudio de los transitorios en líneas de transmisión es muy complejo y solamente se considera el caso de la línea sin pérdidas. Una línea sin pérdidas es una buena representación para las líneas de alta frecuencia donde ωL y ωC son muy grandes comparados con R y G . Para sobrevoltajes por rayo sobre una línea de transmisión de potencia, el estudio de la línea sin pérdidas es una simplificación que permite entender algunos de los fenómenos sin que se esté muy involucrado en la complicada teoría. (Grainger y Stevenson, 1996, p. 208-212)

La velocidad de la onda viajera en m/s es igual a:

$$v = 1/\sqrt{LC} \dots\dots\dots(\text{Ec. 1})$$

donde:

L: Henrys/metro

C: Farads/metro

La impedancia característica en la solución de estado estable de una línea larga es como muestra la formula siguiente, cuando R y G son cero.

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 2})$$

2.1.2 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

De acuerdo a teorías generalmente aceptadas, los rayos juegan un papel importante en un intento de la naturaleza por mantener un balance dinámico entre las cargas de las capas superiores de la atmósfera y la superficie terrestre. Fue Benjamín Franklin el principal científico de la era moderna en estudiar el fenómeno no solo en cuanto al origen y carga de la nube, sino en las alternativas de protección contra este fenómeno.

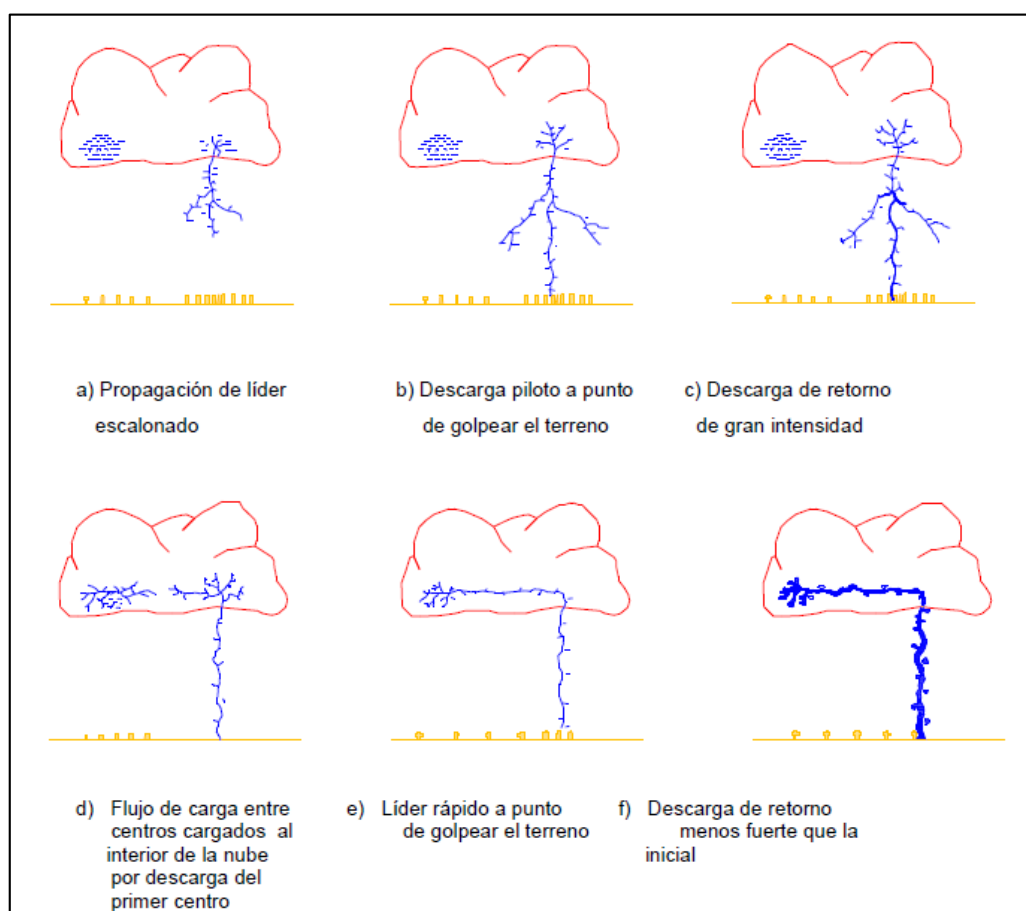
Antes de desarrollar un estudio sobre los efectos de las descargas en los sistemas de transmisión eléctrica aéreos, resulta conveniente conocer acerca de algunos de sus aspectos resaltantes, como lo son, su naturaleza y origen. Son muchas las teorías formuladas sobre la formación de una descarga atmosférica, entre ellas podemos mencionar las siguientes:

- Teoría de Simpson
- Teoría de Elster y Geitel
- Teoría de Wilson
- Teoría de Schonland

2.1.2.1 Teoría de Schonland

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

Figura 2: Procesos de formación de la descarga nube - tierra.



Fuente: Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation (1964). Electrical Transmission and Distribution Reference Book. (Fourth edition). United States of America.

- a) Las cargas eléctricas en la nube se encuentran distribuidas en forma no homogénea, existiendo, por consiguiente, concentraciones desiguales de

carga en el seno de la misma. Alrededor del 90% de las descargas son de carácter negativo.

- b) Una vez que el gradiente eléctrico sobrepasa el valor crítico, comienzan a ocurrir pequeñas descargas en el seno de la nube. Estas en virtud de la ionización por choque en el aire, van degenerando en forma de avalancha, denominada descarga piloto, la cual, según lo medido, avanza a una velocidad promedio de 150km/s (aproximadamente 1/20 de la velocidad de la luz).
- c) La rama de la descarga piloto logra imponerse en su crecimiento hacia la tierra, viéndose acompañada de pequeños puntos luminosos, son los característicos de las denominadas “Descargas Escalonadas”. Durante este proceso, la luminosidad es baja y la corriente no excede de unos pocos amperios. El incremento del gradiente eléctrico de la tierra al aproximarse la descarga a ésta, favorece a la formación de un canal llamado “Canal de Recepción”. Dicha canal, rara vez supera los 30,48m de altura y no necesariamente tiene que ser el suelo, a veces puede ser originado incluso por un objeto ubicado por encima del plano de tierra (torre de transmisión, torre de telecomunicaciones, etc.).
- d) El canal de recepción sale entonces al encuentro de la descarga piloto, la cual trae una gran cantidad de cargas negativas (o positivas, según sea el caso), formándose así el canal plasmático.
- e) Para neutralizar la carga en la nube, una gran cantidad de cargas opuestas salen del plano de tierra, utilizando el mismo canal previamente ionizado. A través de este canal plasmático, ocurrirán todas las descargas

sucesivas de las cuales la primera es la de retorno denominada “Descarga de Retorno” o “Return Stroke”

- f) El impacto provocado por las cargas eléctricas que la descarga de retorno induce en el seno de la nube, es tan fuerte que en la mayoría de los casos origina una segunda descarga orientada hacia la tierra, denominada “Descarga Secundaria”, la posee una velocidad promedio del 1% de la velocidad de la luz. Este par de fenómenos (Descarga de Retorno y Descarga Secundaria), pueden repetirse un número de veces apreciable, lo cual se denomina, “Descargas Múltiples”.

La velocidad de propagación de esta descarga está aproximadamente entre el 30% y el 10% de la velocidad de la luz, lo cual causa que sea apreciable el valor de la intensidad de corriente la cual puede alcanzar valores de hasta 160kA. Mientras la descarga principal requiere un tiempo aproximado de 20ms para llegar a la tierra, la descarga de retorno acusa un tiempo promedio de 100 μ seg. La forma de onda de la corriente, es determinada por la tasa de descarga del canal plasmático, la cual es obviamente función de la velocidad de retorno y de la distribución de las cargas a lo largo del canal.

No existe un modelo analítico del proceso de un Rayo, los fenómenos que participan (atmosféricos, electrostáticos) son aleatorios, los estudios se basan en registros de parámetros y vistas fotográficas en la etapa de impacto en el suelo.

En las regiones de clima templado como el Perú, entre el 80% y el 90% de las descargas por Rayo, son de polaridad negativa (95% en la zona ecuatorial).

Los Rayos Descendentes parten de la nube, son mayormente de polaridad negativa (-) y los Rayos Ascendentes parten del suelo, son esporádicos y mayormente de polaridad positiva (+).

En las zonas planas, la mayoría de los rayos son descendentes, cuando son ascendentes se producen desde objetos protuberantes puntiagudos o muy altos.

2.1.2.2 Parámetros del rayo en aplicaciones de Ingeniería

Los parámetros del rayo, requeridos para aplicaciones en ingeniería se dividen en tres grupos: (Blanco y Vásquez, 2005, p.8)

- Parámetros de incidencia.
- Parámetro de amplitud de la corriente de retorno del rayo (Lighting peak current amplitude).
- Parámetro de la forma del impulso de la corriente de rayo (Stroke current impulse shape).

2.1.2.2.1 Parámetros de incidencia del rayo

a) Densidad de descarga a tierra

Por simplicidad se dice que el número de descargas a tierra es proporcional a los niveles cerámicos de la localidad en cuestión. Una de las ecuaciones más utilizada para determinar la densidad de rayos a tierra es la

propuesta por Anderson y Eriksson, en 1980, que se muestra a continuación, ya que los resultados obtenidos están avalados por un período de observación seis años.

$$N_g = a * T_d^b \frac{\text{descargas}}{\text{km}^2} * \text{año} \dots\dots\dots(\text{Ec. 3})$$

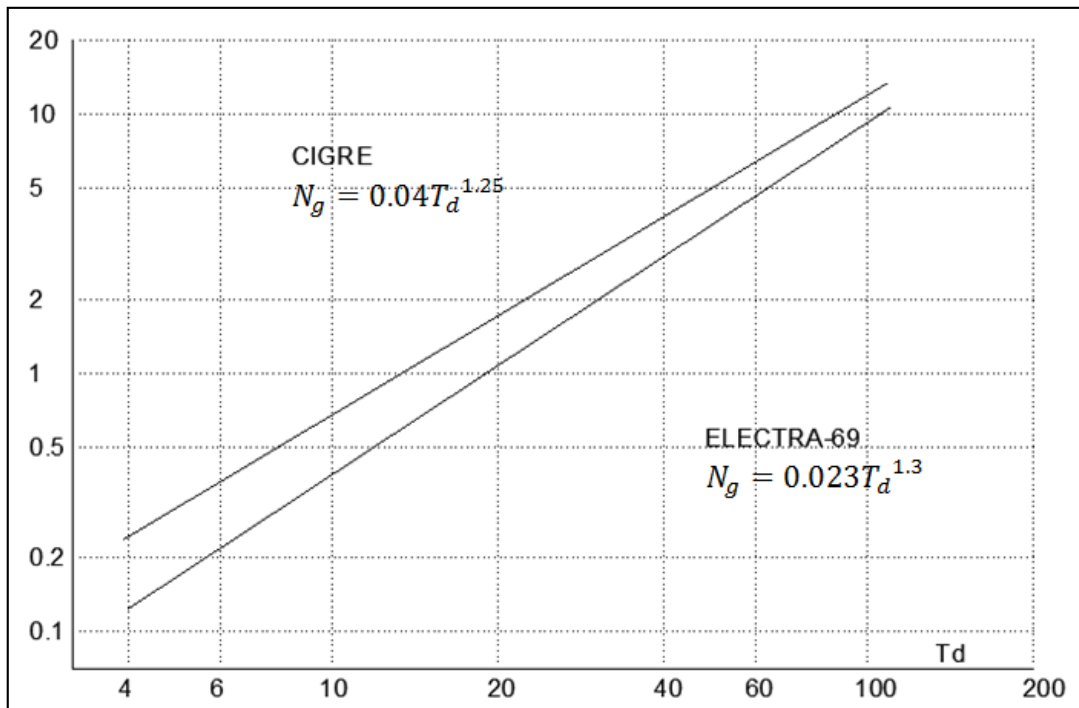
Dónde:

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

N_g : Densidad de descarga

T_d : Nivel isoceraúnico

Figura 3: Gráfico de la Densidad de Rayos por Nivel Isoceraúnico.

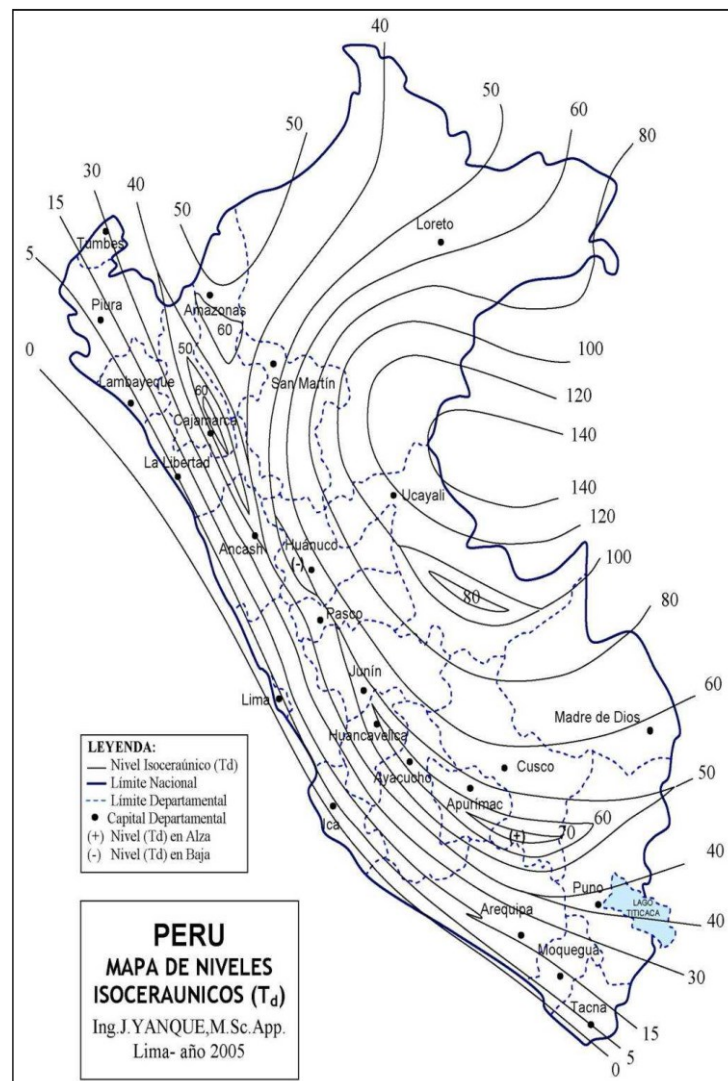


Fuente: Yanque, J. (2004). Alta Tensión y Técnicas de Pruebas de Laboratorio. (UNI -FIEE Notas del Curso).

b) Nivel Ceraúnico

El nivel ceraúnico de una zona no es más que el promedio del número de días con descargas atmosféricas por año en una localidad determinada. La forma de representar estos niveles es, a través de líneas las cuales son parte indispensable de los llamados Mapas Isoceraúnicos, quienes nos muestran de manera gráfica los distintos Niveles Ceraúnicos existentes, en una zona o país determinado.

Figura 4: Mapa de Niveles Isoceraúnicos.



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

El mapa de Niveles Isoceraúnicos del Perú, incluye datos satélites, información continental, registros dispersos compatibilizados con la geografía y orografía territorial; destacan las siguientes zonas ecológicas de habidad natural:

Tabla 9: Coeficientes Isoceraúnicos – Perú.

Lugar de observación	Altitud (m)	NI (Días de tormentas/año)
Sierra de baja altitud hacia el litoral o pie de monte	hasta 2000	20
Sierra de media altitud	2000 – 3500	40
Sierra de gran altitud	3500 m – más	50
Microclimas de alta cota e Interandinos	-	de 40-70
Zona Yunga, Valles altos	1000 – 2000	60
Selva baja o plana	hasta 800	120
Selva alta o accidentada	800 – 1500	80
Costa norte Ecuatorial	hasta 1000	15
Costa Centro – Sur	hasta 1000	0

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

c) Polaridad del rayo (Flash polarity)

Según la carga presente en la nube la descarga puede ser positiva o negativa. Estudios estadísticos indican que el 80 a 90 % de los rayos son de polaridad negativa y el 10% son de polaridad positiva.

Polaridad Positiva

Los rayos positivos están formados por una sola descarga y su corriente tiene una duración de frente de onda de 20 a 50 microsegundos, con una amplitud de corriente que según mediciones realizadas puede ser de 5 a 100 kA hasta un máximo de 200kA, estas descargas por lo general se dan en zonas montañosas.

Polaridad Negativa

Un rayo con polaridad negativa está formado normalmente por varias descargas sucesivas. La primera de ellas está asociada con un frente de onda de 10 a 15 microsegundos y la amplitud de corriente es más débil que los rayos positivos.

2.1.2.2.2 Parámetro de amplitud de la corriente de retorno del rayo

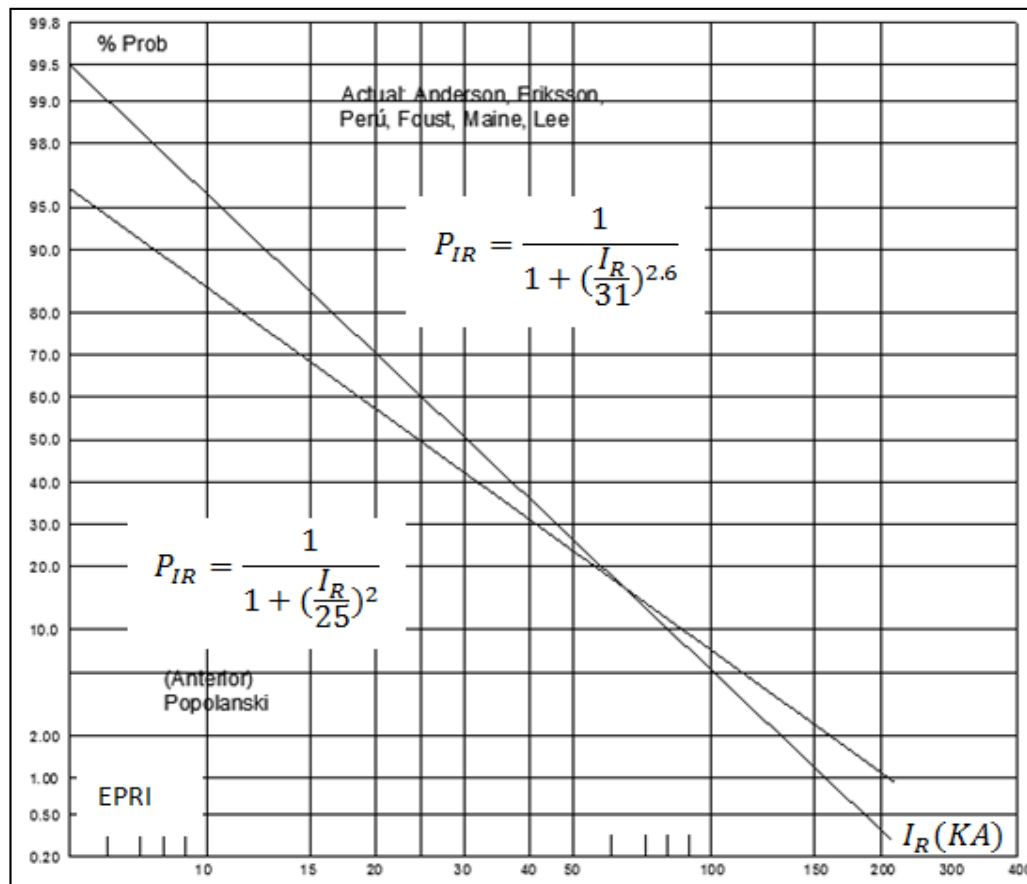
Uno de los parámetros más representativos y de mayor importancia del rayo, es la magnitud de corriente pico de la descarga. Anderson (1987) define que la magnitud media de una descarga es de 31 kA y que la probabilidad de que cierta magnitud de corriente sea excedida en una descarga, está definida por la siguiente ecuación. (Mejía Villegas S.A.,2003, p.120).

$$P_{IR} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_R}{31}\right)^{2.6}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 4})$$

Donde:

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

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

Figura 5: Gráfico de la Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo.

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

2.1.2.2.3 Parámetro de la forma del impulso de la corriente de rayo

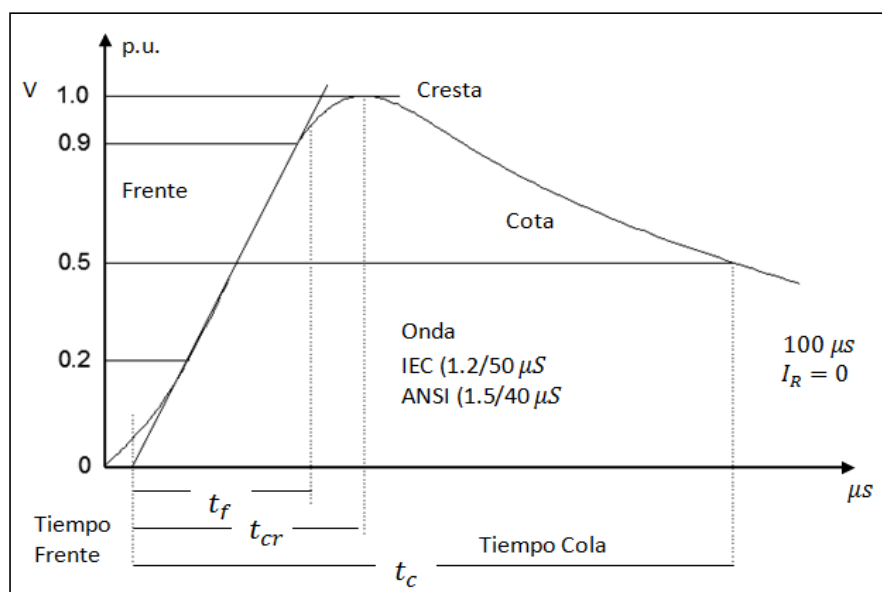
La descarga del rayo produce fenómenos de inducción de campo electrostático y electromagnético en forma de Sobretensión Impulsional STI de alta frecuencia, que pueden ocasionar la disrupción de los aislamientos.

El impacto directo del rayo en las partes energizadas (activas) o desenergizadas (pasivas) de una instalación eléctrica, crea STI propias unipolares, mientras el impacto lateral (por fuera) crea STI inducidas bipolares.

Las ondas STI cumplen con las leyes de propagación, su velocidad en los conductores eléctricos es próxima a la velocidad de la luz, mientras que en las estructuras de celosía de líneas eléctricas es menor ($\approx 240 \text{ m}/\mu\text{s}$).

La onda normalizada IEC ($1.2/50\mu\text{s}$) es unidireccional y unipolar, se compone de un frente ($t_f = 1.2\mu\text{s}$) lineal (rápido o lento), una cresta (KV_c) y una cola ($t_c = 50\mu\text{s}$) de suave descenso; con tolerancias de 20%, 3% y 30% que abarcan también a la Onda ANSI ($1.5/40 \mu\text{s}$). (Yanque,2004, p.15).

Figura 6: Onda de Sobretensión Normalizada.



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

2.1.3 TIPOS DE IMPACTO QUE PUEDEN PRESENTAR UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA

El lugar de impacto del rayo depende tanto de sus parámetros (forma de onda, amplitud), como de la geometría de la torre, y su determinación se realiza

generalmente utilizando el modelo electrogeométrico de la descarga. A continuación, se menciona los tres tipos de impacto:

- a) Impacto a tierra: las descargas que pudieran caer en las cercanías de las líneas sin que sean atraídos ni por el conductor de guarda ni por los conductores de fase, es decir, caer directamente en la tierra. Aun cuando la descarga logre impactar en la tierra puede ocasionar sobretensión en la línea por acoplamiento inductivo y capacitivo con los conductores.
- b) Impacto a conductor de guarda y/o estructuras (postes o torres): Cuando la descarga impacta al conductor de guarda o a las estructuras, se dice que los conductores de fase están perfectamente apantallados. Sin embargo, no es extraño que ocurran fallas debido a las descargas retroactivas (Contorneos inversos) que pudieran superar al CFO (Critical Flashover) de los aisladores y en algún momento ocasionar una falla de la línea a tierra y por consecuencia una interrupción del servicio eléctrico.
- c) Impacto a conductor de fase: Se da el caso en el que el conductor se encuentra desprotegido, es decir que no se encuentra bajo el apantallamiento del conductor de guarda. En estos casos la descarga puede impactar directamente sobre el conductor y existe casi un 100% de probabilidad de que ocasione la salida de la línea en cuestión.

2.1.4 MODELO ELECTROGEOMÉTRICO

El método electrogeométrico permite determinar, de forma aproximada, la máxima corriente que provoque una falla del blindaje. El método consiste en determinar mediante un análisis geométrico la distancia de arqueo que puede

provocar una falla de apantallamiento, tomando en cuenta la disposición geométrica de los conductores en la torre de transmisión.

Según este modelo, se puede asociar a cualquier cuerpo un radio de atracción para las descargas atmosféricas cuyo valor depende del valor de cresta de la corriente de descarga.

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

Existe una gran variedad de formas de corriente de descarga, cada rayo puede contener una o más descargas. Todas ellas poseen una característica básicamente cóncava, pero no existe un modelo único. La forma de onda de corriente de una descarga atmosférica puede representar de una forma de doble exponencial o mediante una onda triangular.

Considerando la forma de onda triangular, los parámetros que las caracterizan son: el valor de pico (I_p), el tiempo de subida (T_r desde 0 hasta I_p), y el tiempo de semicola (T_i hasta 50 por 100 I_p). Cada uno de estos parámetros debe ser estudiado a partir de una distribución estadística, la cual depende fuertemente de la zona geográfica.

La función de distribución acumulativa de la corriente de pico de un rayo puede aproximarse mediante una distribución fraccional. Así, la probabilidad de que la corriente de pico I_p sea mayor que un valor I_0 se puede obtener según la siguiente expresión.

$$P(I > I_0) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 5})$$

La función de densidad de probabilidad de la corriente de pico, que representa la probabilidad de que el valor de pico de la corriente inyectada por el rayo sea igual a I , es la derivada de la ecuación anterior.

$$f(I) = \frac{n_c}{I_{50}^{n_c}} * \frac{I^{n_c-1}}{\left[1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}\right]^2} \dots\dots\dots(\text{Ec. 6})$$

Dónde: n_c e I_{50} deben ser deducidos de observaciones experimentales. Los valores recomendados para líneas de transmisión en IEEE Std 1410-1997 son $n_c=2.6$ y $I_{50}=31\text{kA}$. (Martínez, 2008, p.84 y 218)

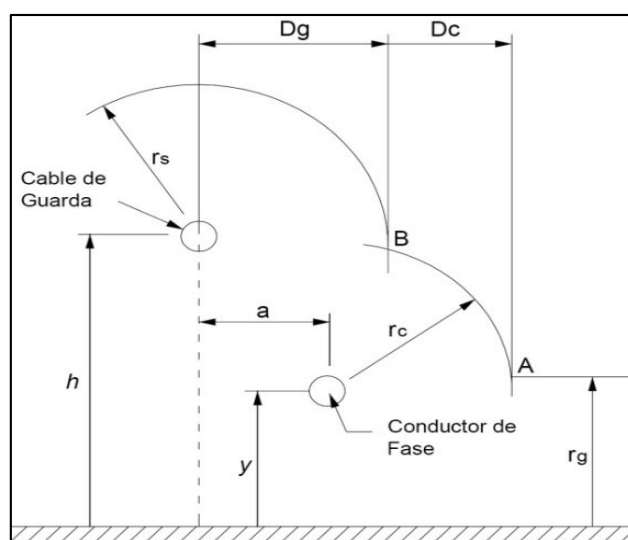
2.1.4.1 Distancia crítica

La probabilidad de que un rayo impacte sobre un conductor de fase o en un cable de guarda es una variable aleatoria que puede relacionarse con la geometría del sistema (altura y posición del cable de guarda respecto a los conductores de fase).

En general, se considera que existe una distancia (distancia crítica) alrededor del conductor de fase y del cable de guarda de forma que los rayos cuyo último paso se encuentre más cercano que esta distancia impactará sobre el conductor correspondiente.

El lugar geométrico de los puntos equidistantes del conductor de fase o cable de guarda es un círculo cuyo radio (distancia crítica), en función de la intensidad de pico de la descarga (I_d), de manera que a mayor intensidad de pico le corresponde una distancia crítica mayor. (Martínez, 2008, p.218)

Figura 7: Distancias críticas del cable de guarda, conductor de fase y tierra.



Fuente: Martínez, J. (2008). Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. (Primera edición). McGraw-Hill/Interamericana de España.

La probabilidad de que un rayo impacte en tierra, en un conductor de fase o en un cable de guarda depende de la corriente de pico de la descarga, de la altura del conductor de fase y de la localización del cable de guarda con respecto al de fase. La Figura 7 presenta las distancias críticas (striking distance) del conductor de fase (r_c), del cable de guarda (r_s) y tierra (r_g).

Existen diferentes ecuaciones (Young, CIGRE, Love) para determinar las distancias críticas; en este capítulo se utilizan las propuestas en IEEE Std 998-1996. Su valor depende de la corriente de pico de la descarga I (expresada en

kA), y suele expresarse en función de la distancia crítica a tierra (r_g) según la relación: (Martínez, 2008, p.219)

$$r_s = \gamma_s r_g, \quad r_c = \gamma_c r_g \dots\dots\dots(\text{Ec. 7})$$

Los valores de los parámetros, de acuerdo con IEEE Std 998-1996, son:

$$\gamma_s = \gamma_c = 1$$

$$r_g = 8I^{0.65} \dots\dots\dots(\text{Ec. 8})$$

2.1.4.2 Modelo Geométrico

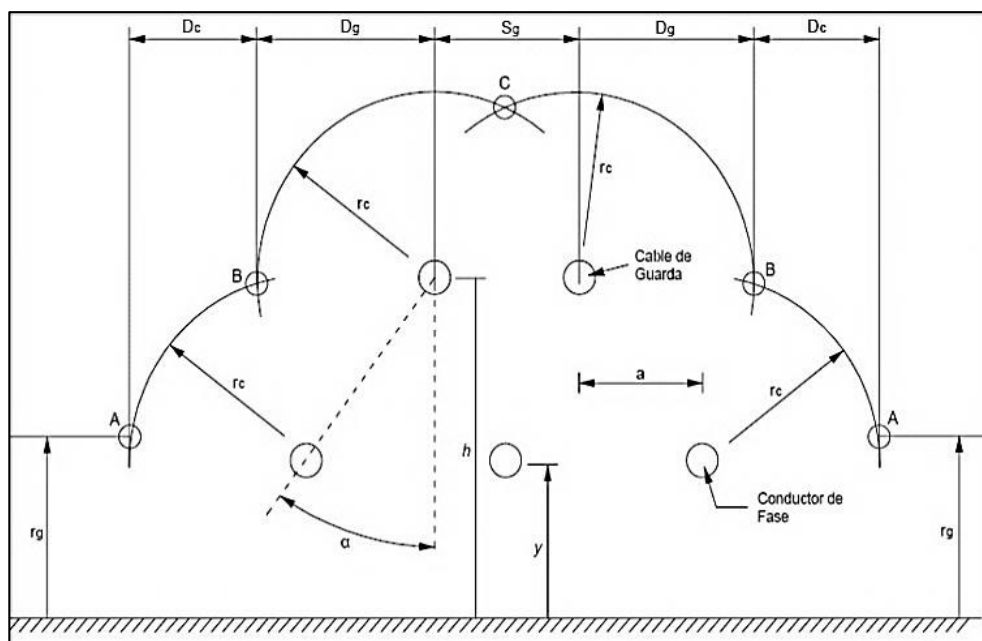
En el modelo geométrico se considera el esquema general presentado en la siguiente figura, que corresponde a una línea aérea trifásica protegida por dos cables de guarda. Todo el desarrollo es también aplicable a líneas protegidas con sólo un cable de guarda, con la condición de que la distancia de separación entre cables de guarda sea nula ($S_g = 0$). En la figura, los arcos se han trazado con centro en los conductores de fase y en los cables de guarda, considerando un radio r_c en ambos casos. Este valor, según se ha visto en las ecuación s anteriores, depende de la intensidad de descarga del rayo I_d . Además, la línea horizontal trazada a una altura r_g desde el suelo determina la zona de influencia de tierra, de nuevo, esta distancia r_g depende de la intensidad de pico de la descarga del rayo I_d ; así a mayor intensidad mayores serán las distancias críticas r_c y r_g ”.

Las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase con la línea horizontal paralela a tierra están marcados como puntos A; las

intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase y aquellos cuyos centros son los cables de guarda están marcados como B; y la intersección entre los arcos cuyos centros son los cables de guarda está marcado como C. Las descargas de intensidad I_d que alcancen el arco entre A y B impactarán sobre el conductor de fase, las que alcancen el arco entre B y C impactarán sobre el cable de guarda y las demás descargas irán a parar a tierra.

En la siguiente figura se puede observar que cuanto mayor sea la intensidad de pico considerada mayores serán por tanto las distancias críticas r_c y r_g , con lo cual el arco AB disminuirá. Se define la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m) como aquella para la cual todas las distancias críticas coinciden en un punto; es decir, el valor de intensidad para la cual los puntos A y B de la siguiente figura coinciden. (Martínez, 2008, p.220)

Figura 8: El modelo geométrico: definición de ángulos y distancias.



Fuente: Martínez, J. (2008). Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. (Primera edición). McGraw-Hill/Interamericana de España.

Las descargas cuya corriente de pico sea superior a la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m) impactarán contra el cable de guarda o contra tierra pero no contra una parte activa (sistema completamente apantallado para esas magnitudes de intensidad de pico). Para intensidades de descarga menores existe una probabilidad de que impacte contra un conductor de fase.

Considerando solamente descargas verticales, para un rayo de intensidad de pico I_d , las distancias D_c y D_g de la figura anterior son las distancias de exposición del conductor de fase y del cable de guarda, respectivamente. Así, si un rayo cae en la línea, la probabilidad de impactar en el cable de guarda es:

$$P_{\text{cable-guarda}} = \frac{2D_g + S_g}{2D_c + 2D_g + S_g} = \frac{D_g + \frac{S_g}{2}}{D_c + D_g + \frac{S_g}{2}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 9})$$

Y la probabilidad de que impacte sobre el conductor de fase es:

$$P_{\text{conductor}} = \frac{2D_c}{2D_c + 2D_g + S_g} = \frac{D_c}{D_c + D_g + \frac{S_g}{2}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 10})$$

Se define la probabilidad o tasa de fallo de apantallamiento de una línea (SFR (I_d)), para una intensidad de pico fija I_d , como el número de descargas de valor I_d que impactarán sobre los conductores de fase de esa línea durante un año:

$$\text{SFR}(I_d) = 2N_g L D_c(I_d) f(I_d) \dots\dots\dots(\text{Ec. 11})$$

Donde:

- L: Longitud de la línea, en km.
- D_c : Distancia de exposición al rayo de un conductor de fase calculada para una intensidad I_d .
- $f(I_d)$: Probabilidad de que la descarga tenga una intensidad de pico I_d .
- N_g : Densidad de rayos en la zona (medida en rayos/km² y año).

N_g . Puede estimarse a partir del nivel ceraúnico o número de días de tormenta al año, T_d , mediante la siguiente expresión:

$$N_g = 0.04T_d^{1.25} \dots\dots\dots(Ec. 12)$$

La tasa total de fallos de apantallamiento (SFR, Shielding Failure Rate), es decir, la suma de las tasas de fallo de apantallamiento para todas las intensidades, se calcula según:

$$SFR = \int_0^{\infty} SFR(I)dI \dots\dots\dots(Ec. 13)$$

El límite de integración inferior es 3 kA debido a que es el valor mínimo de intensidad de descarga que CIGRE ha registrado. El límite superior se establece en la intensidad máxima de fallo de apantallamiento, puesto que para intensidades mayores el rayo no impacta en un conductor de fase porque la distancia D_c es nulo. De esta forma, la tasa total de fallos de apantallamiento resulta ser:

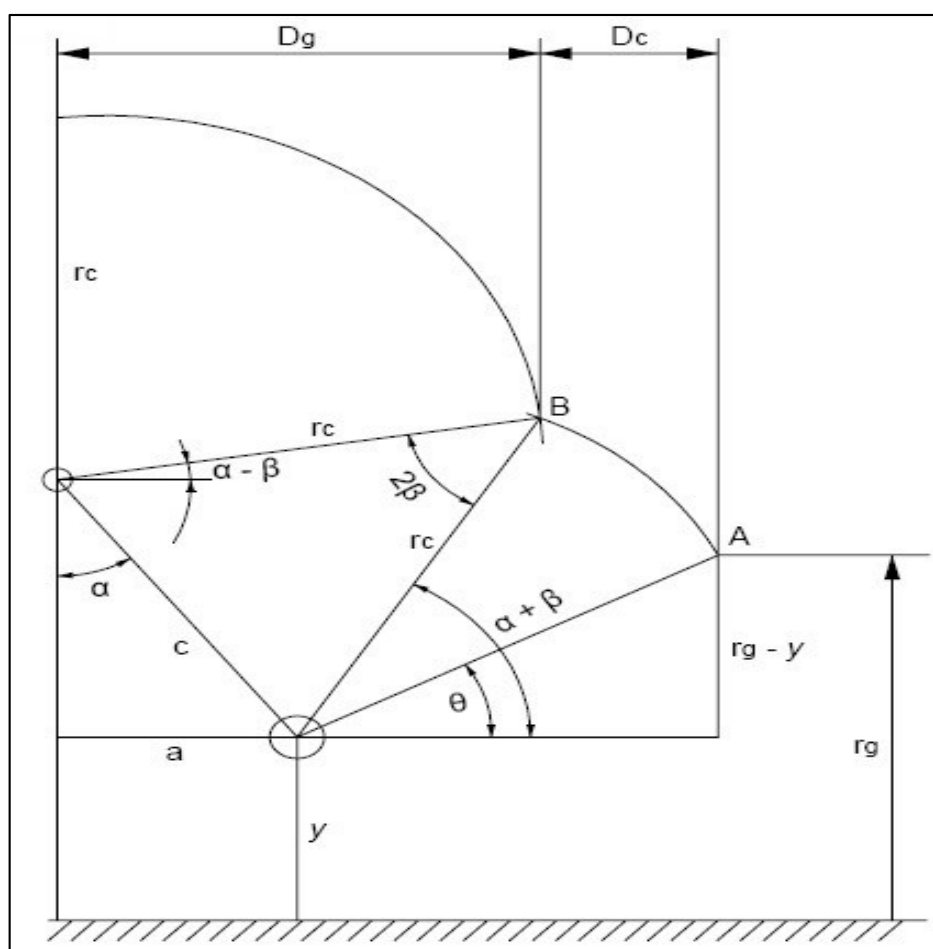
$$SFR = \int_3^{I_m} SFR(I)dI = 2N_gL \int_3^{I_m} D_c f(I)dI \dots\dots\dots(Ec. 14)$$

La integral de la ecuación anterior representa la probabilidad de que cualquier rayo que caiga en la línea impacte sobre el conductor de fase. Multiplicando por la densidad de rayos en la zona (N_g) y por la longitud de la línea (L) se obtiene el número de descargas anuales que impactarán sobre un conductor de fase.

Cálculo de las distancias de exposición de los conductores de fase (D_c) y de los cables de guarda (D_g).

Se pretende calcular las distancias de exposición a las descargas de los conductores de fase y de los cables de guarda. Primero se procede al cálculo de los principales ángulos del sistema, que están representados en el esquema de la siguiente figura.

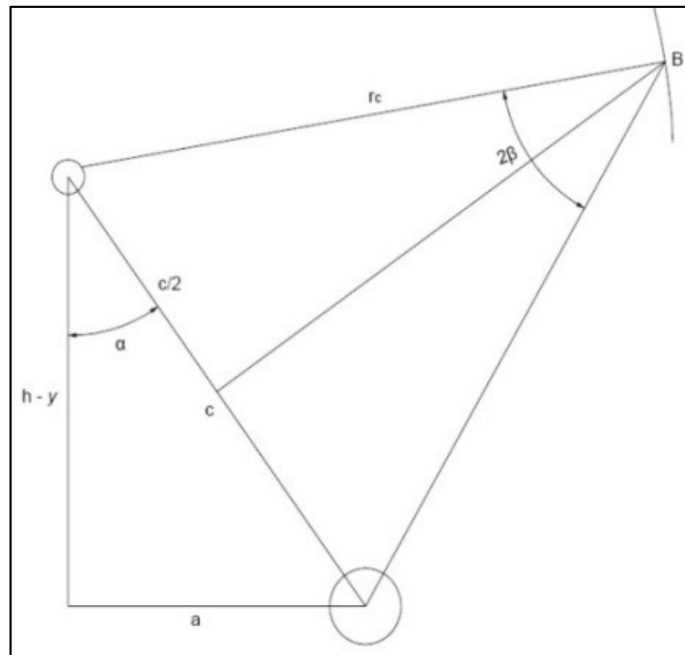
Figura 9: Vista ampliada del análisis.



Fuente: Martínez, J. (2008). Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. (Primera edición). McGraw-Hill/Interamericana de España.

El ángulo entre los dos radios r_c , se define como 2β y es según la siguiente figura.

Figura 10: Vista ampliada de la figura anterior.

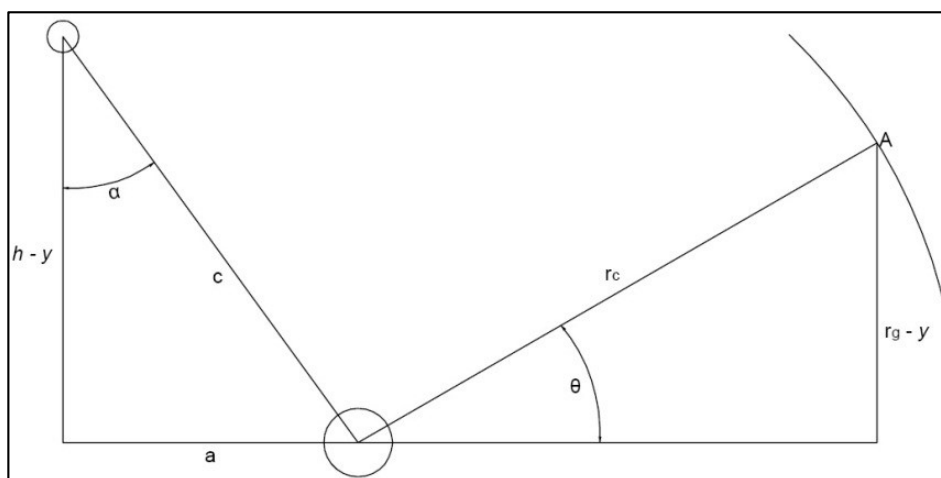


Fuente: Martínez, J. (2008). Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. (Primera edición). McGraw-Hill/Interamericana de España.

$$\beta = \text{sen}^{-1} \left(\frac{\sqrt{a^2 + (h-y)^2}}{2r_c} \right) = \text{sen}^{-1} \left(\frac{h-y}{2r_c \cos \alpha} \right) \dots \dots \dots (\text{Ec. 15})$$

Los ángulos β y α son, según la siguiente figura.

Figura 11: Cálculos de α y β .



Fuente: Martínez, J. (2008). Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. (Primera edición). McGraw-Hill/Interamericana de España.

$$\beta = \text{sen}^{-1} \left(\frac{r_g - y}{r_c} \right) \quad \alpha = \text{tg}^{-1} \left(\frac{a}{h - y} \right) \dots\dots\dots(\text{Ec. 16})$$

Por tanto, de la Figura 9 resultan las siguientes distancias D_g y D_c :

$$D_c = r_c [\cos \theta - \cos(\alpha + \beta)], \quad \text{para } r_g \leq a \Rightarrow \theta = 0$$

$$D_c = r_c \cos(\alpha - \beta) \dots\dots\dots(\text{Ec. 17})$$

Considerando valores de intensidad de descarga superiores a la intensidad máxima de fallo de apantallamiento ($I > I_m$), se tiene que la distancia horizontal $D_c=0$, resultando que la distancia D_g correspondiente a este caso: (Martínez, 2008, p. 221-223)

$$D'_g = r_c \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2}, \quad \text{para } r_g \geq h$$

$$D'_g = r_s + a, \quad \text{para } r_g < h \dots\dots\dots(\text{Ec. 18})$$

2.1.4.3 Intensidad máxima de fallo de apantallamiento

“Tal como se ha definido anteriormente, la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m) es aquella para la cual todas las distancias críticas coinciden en un punto” (Martínez, J. 2008, p.224).

$$I_m = \left(\frac{r_{gm}}{g} \right)^{\frac{1}{0.65}}, \quad r_{gm} = \frac{(h+y)/2}{1 - \gamma \cdot \text{sen} \alpha} \dots\dots\dots(\text{Ec. 19})$$

Donde:

r_{gm} : Distancia crítica a tierra r_g para la intensidad máxima de apantallamiento I_m

2.1.5 TASA DE CEBADOS

2.1.5.1 Tasa de cebados directos

La tasa total de fallos de apantallamiento (SFR) es el número de descargas que impactan sobre un conductor de fase; sin embargo, no todas ellas acaban en un cebado del aislador, sino solamente aquellas que produzcan una sobretensión que supere el nivel de aislamiento a impulso tipo rayo (CFO) del aislador. De esta forma, el SFR incluye todos los impactos que caen en el conductor de fase (los que producen cebado del aislador y los que no). Para calcular la tasa de cebados directos se tiene que calcular la tensión que produce un rayo al impactar sobre una línea.

$$V = \left(\frac{I_d}{2}\right)Z_c \dots\dots\dots(\text{Ec. 20})$$

Donde:

I_d : Intensidad de descarga del rayo que impacta en la fase activa.

Z_c : Impedancia del conductor de fase.

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

$$I_c = \frac{2(\text{CFO})}{Z_c}$$

$$\text{CFO} \approx L \cdot 605 \text{ kV/m} \dots\dots\dots(\text{Ec. 21})$$

Donde:

L : Longitud del aislador o de la cadena de aisladores.

A partir de este valor se obtiene la tasa de cebados directos de una línea según la expresión:

$$SFFOR = 2N_g L \int_{I_c}^{I_m} D_c f(I) dI \dots\dots\dots (Ec. 22)$$

La tasa de cebados directos por cada 100 Km se expresa:

$$N_d = 0.2N_g L \int_{I_c}^{I_m} D_c f(I) dI \dots\dots\dots (Ec. 23)$$

La integral representa la probabilidad de que un rayo que caiga en la línea impacte en un conductor de fase y además cebe el aislador. Dicha probabilidad multiplicada por la densidad de descargas de la zona (N_g) y por la longitud de la línea (L) da como resultado el número de descargas al año que impactan en un conductor de fase y además ceban los aisladores. Los aisladores sólo se cebarán si la intensidad del rayo es mayor que la intensidad crítica, y menor que la intensidad máxima de fallo de apantallamiento; de ahí los límites de la integral. (Martínez, 2008, p.226-227)

2.1.5.2 Tasa de cebados inversos

2.1.5.2.1 Descargas retroactivas

Cuando una descarga cae sobre el cable de guarda, viaja hasta la torre más cercana (a cada lado del punto de impacto), donde busca su camino a tierra. Parte de la onda de choque se reflejará por el cable de guarda hacia atrás, parte se refractará por el cable hacia delante y la mayor parte baja por la torre hacia tierra. Debido a la impedancia de la torre y a la resistencia de puesta a tierra, se forman a todo lo largo de aquellos voltajes de un valor bastante alto. Cuando el voltaje en la cruceta es muy alto con respecto al conductor, tenemos el flameo

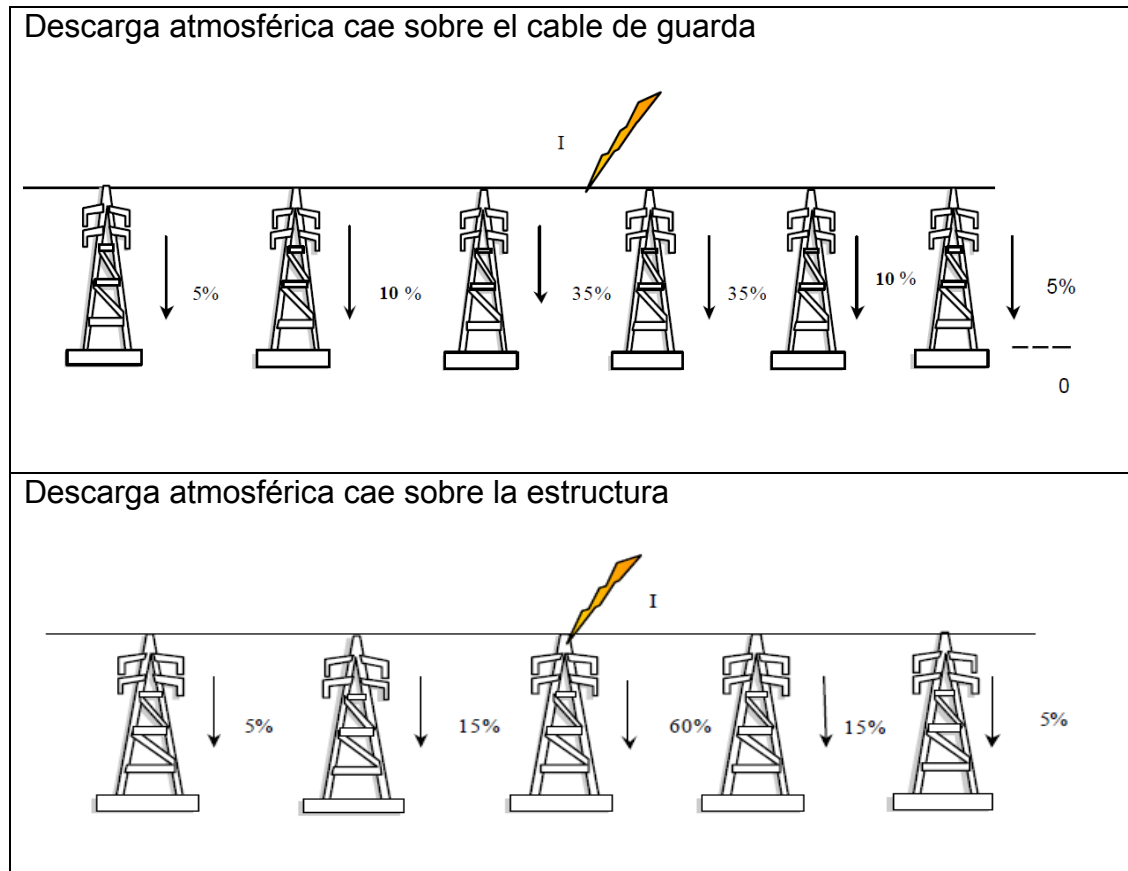
cuyo punto de mayor voltaje es la cruceta, llamado flameo inverso (back flashover). Este flameo puede ocasionar, dependiendo del sistema de protecciones, una salida de la línea. El contorneo inverso implica una falla a tierra de la línea.

Se tiene 2 casos cuando la descarga cae en el cable de guarda:

Cuando la descarga atmosférica cae sobre el cable de guarda a lo largo del vano, 35% de la corriente se disipa en la torre próxima, en la torre siguiente se disipa el 10% y finalmente el 5% en la siguiente torre, ocurriendo simétricamente en ambos lados de la línea.

Cuando la descarga atmosférica cae sobre la estructura es el caso más grave porque el 60% de la corriente se disipa en la torre afectada, el 15% en la torre próxima y finalmente el 5% en la siguiente torre. ocurriendo simétricamente en ambos lados de la línea.

Figura 12: Descarga atmosférica sobre el cable de guarda a lo largo del vano y sobre la estructura.



Fuente: Rangel, R. (2003). Cálculo de la evaluación de la tasa de salidas forzadas de una línea de transmisión, Universidad de los andes, Mérida Venezuela.

La tasa de falla de una línea por contorneos inversos depende ampliamente del valor de la resistencia de pie de torre, la cual es variable a lo largo de la línea, y también en forma estacional.

Además de la desconexión de la línea que implica el contorneo inverso, se genera una onda de tensión de tiempo de frente teóricamente nulo en el punto de ocurrencia, la cual viaja hacia la subestación, deformándose y atenuándose en el trayecto como se mostró anteriormente. (Rangel, 2003, p.27-29)

2.1.5.2.2 Cálculo de la tasa de cebados inversos

Cuando una descarga impacta en un cable de guarda, una parte de su intensidad deriva a tierra a través de la impedancia del apoyo (Z_T) y de la impedancia de puesta a tierra del mismo (Z_{PAT}).

Dependiendo de los valores de Z_T y de Z_{PAT} , las sobretensiones en los aisladores (medidas desde el apoyo hacia el conductor de fase) pueden producir el cebado de los mismos, esto se conoce como cebado inverso. Para que ocurra un cebado inverso, la sobretensión a través del aislador debe ser mayor o igual a su aislamiento a impulso tipo rayo (CFO). El caso más desfavorable de cebado inverso tiene lugar cuando la descarga impacta en el apoyo; en este caso la impedancia efectiva equivalente resultante es el paralelo de la impedancia de dicho apoyo con el paralelo de las impedancias correspondientes a las dos direcciones de propagación del conductor de tierra; y ambas en serie con la resistencia de puesta a tierra, siendo su valor:

$$Z_{eq} = \frac{Z_T Z_g}{2Z_T + Z_g} + Z_{PAT} \dots\dots\dots 24)$$

Si la línea tiene un único cable de guarda, y:

$$Z_{eq} = \frac{Z_T Z_g}{4Z_T + Z_g} + Z_{PAT} \dots\dots\dots (\text{Ec. 25})$$

Si la línea tiene dos cables de guarda; donde Z_T es la impedancia del apoyo y Z_g es la impedancia característica del cable de guarda. La intensidad crítica, I_c , para la cual se produce el cebado inverso es la intensidad que produce una sobretensión en el apoyo que supera el nivel de aislamiento del aislador.

$$I_c = \frac{CFO}{Z_{eq}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 26})$$

Esta intensidad crítica se puede obtener mediante simulación, que permite tener en cuenta las sucesivas reflexiones que aparecen cuando la onda de corriente llega a la base del apoyo, a un apoyo próximo al del impacto o cualquier otro elemento de la línea. Además, este cálculo también incluirá el acoplamiento entre fases, y entre fase y tierra.

La tasa de cebados inversos por cada 100 km se expresa:

$$N_{INV} = 0.2 \cdot N_g \left[\int_{I_c}^{I_m} D_c \cdot p(I) \cdot dI + \int_{I_m}^{\infty} D'_g \cdot p(I) \cdot dI + S_g \right] \dots\dots(\text{Ec. 27})$$

Puesto que lo habitual es que la intensidad para la cual se produce cebado inverso (I_c) sea mayor que la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m), la ecuación anterior queda: (Martínez, 2008, p.227-228)

$$N_{INV} = 0.2 \cdot N_g \cdot \left[\int_{I_c}^{\infty} D'_g \cdot p(I) \cdot dI + S_g \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 28})$$

2.1.5.3 Tasa de cebados inducidos

“La sobretensión inducida en las fases de una línea, por un rayo que cae a tierra cerca de la misma, es de una amplitud tal que generalmente son de interés sólo en sistemas de tensión nominal ≤ 66 kV”. (OSINERGMIN 035, 2013, p.36)

Cuando el rayo no cae en el conductor de fase ni en el cable de guarda sino en tierra, se induce una sobretensión en la línea cuyo valor, en algunos casos, puede superar al nivel de aislamiento de los aisladores y provocar su cebado.

Modelo de Rusck

Para la configuración de la figura, y despreciando la distancia de separación del conductor de fase al apoyo (a) frente a la distancia de impacto (x), la sobretensión inducida entre el conductor de fase y el cable de guarda (que está conectado a tierra) viene dada por la expresión:

$$U_{ind} = \frac{30 \cdot I \cdot K_v}{x} \left[y - \frac{Z_m + 2R}{Z_g + 2R} \cdot h \right] \dots\dots\dots(Ec. 29)$$

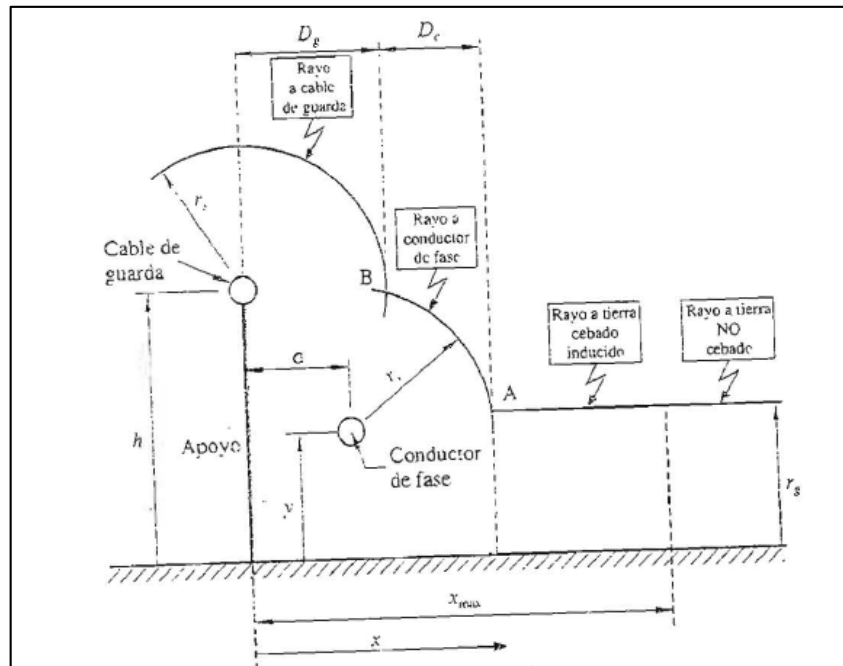
Donde x es la distancia perpendicular entre el punto de caída del rayo y la línea, h es la altura del cable de guarda, I es el valor de pico de la corriente de rayo (kA), Z_g es la impedancia característica del cable de guarda (Ω), Z_m es la impedancia mutua entre el cable de guarda y el conductor de fase (Ω), R es la resistencia de puesta a tierra del apoyo (Ω) y K_v es una constante que se obtiene según la siguiente expresión:

$$K_v = 1 + \frac{v}{\sqrt{2-v^2}} \dots\dots\dots(Ec. 30)$$

Donde v es la velocidad del rayo (en tanto por uno respecto de la luz), que puede estimarse mediante:

$$v = \frac{0.486}{1 + \frac{27.3}{I}} \dots\dots\dots(Ec. 31)$$

Figura 13: Cebados inducidos.



Fuente: Martínez, J. (2008). Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. (Primera edición). McGraw-Hill/Interamericana de España.

Para una configuración determinada de línea, dada la altura del conductor (y), hay para cada intensidad I una distancia máxima de caída del rayo, x_{max} , para la cual la tensión inducida será exactamente la tensión de cebado ($U_{ind} = CFO$).

$$X_{max} = \frac{30 \cdot I \cdot K_V}{CFO} \left[y - \frac{Z_m + 2R}{Z_g + 2R} \cdot h \right] \dots\dots\dots (Ec. 32)$$

El cebado por sobretensiones inducidas se produce cuando el rayo cae a una distancia tal que $D_g + D_c < x < x_{max}$. De esta forma, se tiene que la tasa de cebados inducidos por cada 100 km es: (Martínez, 2008, p.229)

$$N_{INV} = 0.2 N_g \left[\int_{I_{m\ in}}^{I_m} (x_{max} - D_g - D_c) \cdot f(I) \cdot dI + \int_{I_m}^{\infty} (x_{max} - D'_g) \cdot f(I) \cdot dI \right] \dots (Ec. 33)$$

2.1.6 MÉTODOS PARA LIMITAR LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

“Los métodos más utilizados para el control o limitación de las sobretensiones de origen atmosférico son”: (OSINERGMIN 035, 2013, p.36)

- Cables de guarda
- Descargadores de Oxido Metálico.
- Mejora de las puestas a tierra en las torres de líneas aéreas.

2.1.6.1 Cables de guarda

Los cables de guarda tienen el objetivo de actuar como una pantalla que captura los rayos y deriva su corriente a tierra, con el fin de evitar el impacto de rayos directamente en los conductores de fase.

El diseño de la protección mediante cables de guarda, en lo que respecta a la cantidad necesaria y su ubicación con respecto a los conductores de fase, se basa en el modelo electrogeométrico de la descarga, con el cual es posible determinar el punto de impacto del rayo, en función de los parámetros de la descarga.

Si bien el criterio para instalar cables de guarda, es evitar la falla de la línea por impactos directos, no es técnica y económicamente posible evitar que rayos de pequeña amplitud si eludan el blindaje. Un diseño óptimo es cuando la amplitud de la corriente de los rayos que eluden el blindaje, es de una amplitud tal que no origina una sobretensión que produzca una falla de aislamiento. (OSINERGMIN 035, 2013, p.36)

2.1.6.2 Descargadores de óxido metálico

El método consiste en instalar descargadores en las torres a lo largo de las líneas, adicionales a los ubicados en la entrada de la subestación. Desde el punto de vista del funcionamiento, estos descargadores son iguales a los que se utilizan en las subestaciones, aunque difieren constructivamente.

Dependiendo del caso, puede no ser necesario instalarlos en todas las fases, o en las torres, sino, por ejemplo, solamente en aquellas con elevado valor de resistencia de pie de torre. Pueden utilizarse además en línea con o sin hilo de guarda, pero en este último caso estarán sometidos a mayores solicitaciones energéticas.

Los requerimientos básicos que deben cumplir son:

- Deben prevenir la descarga cuando reciben el impacto directo de una descarga atmosférica.
- Deben permitir el recierre exitoso de la línea ante la falla del descargador, y no deben explotar en este caso. Esto generalmente se logra con un dispositivo que desconecta al descargador de la línea ante una falla del mismo.
- Deben ser posible de instalar fácilmente en torres existentes. El mantenimiento debe ser sencillo.
- Deben soportar las condiciones ambientales y de instalación.

Básicamente, en las líneas de transmisión se utilizan dos tipos de descargadores:

- Descargadores de OZn sin explosor (ó NGLA, por su nombre en inglés 'Non Gapped Surge Arrester').
- Descargadores de OZn con explosor (ó EGLA, por 'Externally Gapped Surge Arrester')

Los descargadores de OZn sin explosor (NGLA) tienen la ventaja de estar siempre conectados y actuar rápidamente ante una sobretensión, pero la desventaja de que una falla del descargador equivale a una falla de la línea. Por este motivo, y por cuestiones relativas a la seguridad de las personas, deben poseer por lo tanto un dispositivo automático que los desconecte en tales casos.

Un aspecto importante a tener en cuenta es la contaminación, dado que puede ocasionar sobrecalentamiento del descargador, y su consecuente falla.

Puede requerirse de largos períodos con la línea fuera de servicio para encontrar un descargador fallado, o necesidad de realizar los trabajos bajo tensión.

Los descargadores de OZn con explosor (EGLA), a diferencia de los descargadores convencionales, tienen el explosor externo al descargador (y por lo tanto expuesto a las condiciones climáticas). La ventaja es que se requiere de una menor capacidad energética del descargador, dado que no tienen el objetivo de actuar ante sobretensiones de maniobra ni temporarias. No necesitan de un dispositivo de desconexión automática.

La selección del tipo adecuado de descargador, sus características y lugares de instalación requiere en general de estudios detallados para cada caso en particular. (OSINERGMIN 035, 2013, p.37-38)

2.1.6.3 Mejora de las puestas a tierra en las torres de líneas aéreas

La resistencia de pie de torre tiene una gran influencia en la tasa de contorneos inversos de la línea, y es importante que tenga el menor valor posible. Esto no siempre es posible, dadas las características del terreno que recorre la línea. Es recomendable utilizar todos los medios disponibles para garantizar valores bajos especialmente en las torres de las líneas cercanas a subestación, con el objetivo de evitar contorneos inversos cercanos, y por lo tanto una severa sobretensión de entrada a la subestación. (OSINERGMIN 035, 2013, p.39)

2.1.7 PAQUETE DE SIMULACIÓN ATP

El ATP (alternative transients program) fue originalmente diseñado para el cálculo de procesos transitorios en sistemas eléctricos de potencia. Durante los últimos años se han desarrollado varios programas de apoyo con los que se puede diseñar un paquete de simulación muy flexible y potente, cuyas prestaciones son actualizadas de forma permanente.

Una simulación con el ATP se realiza generalmente en tres pasos: (Martínez, 2008, p.583)

- ATPDraw para crear y editar archivos de entrada.
- TPBIG para simular redes eléctricas en el dominio del tiempo y de la frecuencia.

- TOP un postprocesador gráfico para visualizar los resultados de una simulación.

2.1.7.1 ATPDRAW

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

El procedimiento completo, desde la creación del diagrama de la red hasta la visualización de los resultados de una simulación se puede resumir de la siguiente forma: (Martínez, 2008, p.285)

- a) El primer paso será la creación del diagrama de la red. La selección de un componente se realizará empleando un menú desplegable que contiene la lista de componentes (ramas, interruptores, fuentes, etc.).
- b) Una vez se ha editado el diagrama de la red que se desea analizar, se han de introducir los parámetros propios de la simulación (paso de integración, tiempo final de simulación, unidades de los parámetros de entrada).
- c) A continuación, se debe solicitar la creación del archivo de entrada. El archivo generado tiene el mismo nombre que el archivo de la red, pero con la extensión .atp y puede ser leído mediante cualquier procesador de texto, ya que se trata de un fichero de texto.
- d) Una vez creado el archivo de entrada, se puede ejecutar la simulación con la opción escogida por el usuario y que se encontrará en la lista de archivos por lotes (Batch Jobs) dentro del menú ATP.

- e) Si la ejecución se ha realizado correctamente, se pueden visualizar los resultados mediante el programa seleccionado por el usuario, y que también se encuentra en la lista de archivos por lotes que hay en el menú ATP.

2.1.7.2 TPBIG

La simulación de un proceso transitorio con TPBIG se basa en el método de Dommel, que combina la regla trapezoidal y el método de Bergeron y se realiza con un paso de integración constante que debe ser escogido por el usuario. Aunque el programa ha sido desarrollado para simulaciones de procesos transitorios, también puede ser empleado para obtener el régimen permanente sinusoidal de una red lineal, determinar la impedancia de una red en función de la frecuencia y obtener flujos de potencia a cualquier armónico presente en la red.

El programa dispone además de varias rutinas auxiliares cuyo objetivo es crear un archivo en código ATP para representar distintos componentes, como líneas aéreas, cables aislados o transformadores, a partir de la información disponible de estos componentes. (Martínez, 2008, p.287)

2.1.7.3 TOP

TOP (The output processor) es un programa desarrollado en entorno Windows que lee datos en una gran variedad de formatos y los transforma en gráficos de alta calidad.

Este programa puede ser empleado como postprocesador gráfico y para realizar otras tareas muy útiles como el análisis armónico de Fourier o el cálculo de ciertos índices de calidad de servicio, por ejemplo, la distorsión armónica total (THD). (Martínez, 2008, p.590)

2.1.8 MODO DE IMPLEMENTACIÓN DE ELEMENTOS EN EL ATP

2.1.8.1 Implementación de línea de transmisión

Para representar los claros de la línea de transmisión en el ATP se utiliza la subrutina LCC (LINE CONSTANTS) que permite elegir un modelo de línea y automáticamente calcula sus parámetros a partir de su geometría y de las propiedades de los conductores e hilos de guarda que la forman, tiene la ventaja de permitir diferenciar si el rayo incide en un conductor de fase o en un hilo de guarda.

Para obtener el modelo de la línea mediante la subrutina LCC es necesario establecer el arreglo geométrico de los conductores de fase y los hilos de guarda, por lo que se requiere proporcionar la siguiente información: (Amaro y Ortíz, 2011, p.28 y 70).

- Coordenadas (X, Y) de cada grupo de conductores conductor e hilo de guarda en la torre.
- Dimensiones de los conductores e hilos de guarda (radio interno y radio externo).
- Altura de los conductores e hilos de guarda a la mitad del vano; para el cual, debido a que las posiciones relativas de los conductores varían en

el punto medio del vano con respecto a la posición de la estructura, se tiene 3 casos;

En terrenos planos se calcula como:

$$H = h_g - \frac{2}{3}f_g \dots\dots\dots\text{Ec. 34)}$$

$$h_m = h_c - \frac{2}{3}f_c \dots\dots\dots(\text{Ec. 35)}$$

Para terrenos ondulados:

$$H = h_g \dots\dots\dots(\text{Ec. 36)}$$

$$h_m = h_c \dots\dots\dots(\text{Ec. 37)}$$

Para terrenos montañosos:

$$H = 2h_g \dots\dots\dots(\text{Ec. 38)}$$

$$h_m = 2h_c \dots\dots\dots(\text{Ec. 39)}$$

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.

- Valor de la resistividad del terreno (promedio)

2.1.8.2 Implementación de torre de transmisión

Se han desarrollado varios modelos para la representación de torres empleando un enfoque teórico o un trabajo experimental, en estudio se hará uso de la representación detallada de una torre. En donde, la torre se divide por segmentos entre las crucetas, cada segmento se representa por medio de un multiconductor que se reduce a un conductor simple.

La impedancia de segmentos, se calculará con la siguiente relación. (Amaro y Ortíz, 2011, p.75)

$$z = 30 \ln \left[2 \left(1 + \frac{h^2}{\left(\frac{d}{2}\right)^2} \right) \right] [\Omega] \dots\dots\dots(\text{Ec. 40})$$

Dónde:

Z: Impedancia de un segmento o cuerpo de la torre, en [Ohm].

d: Longitud de la base del segmento, en [m].

h: Altura del segmento, en [m].

2.1.8.3 Implementación de puestas a tierra

El valor de la resistencia de puesta a tierra del SCT (Sistema de Conexión a Tierra) de la torre tiene gran influencia en el máximo valor de la sobretensión en la torre cuando el rayo incide en un hilo de guarda, si el valor de resistencia de puesta a tierra es elevado se tendrán múltiples reflexiones de ondas en la estructura que generarán sobretensiones, lo que puede producir el flameo inverso de los aisladores y la salida de operación de la línea. Por otro lado, cuando el rayo impacta a un conductor de fase la resistencia de puesta a tierra no tiene gran importancia debido a que la onda de sobretensión se conduce por el conductor directamente hacia las cadenas de aisladores. La puesta a tierra en

la torre puede ser representada mediante una resistencia R_T cuyo valor varía de acuerdo con la magnitud de la corriente de descarga de acuerdo a la siguiente expresión. (Amaro y Ortíz, 2011, p.75)

$$R_T = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 41})$$

$$I_g = \frac{1}{2\pi} * \frac{\rho E_0}{R_0^2} \dots\dots\dots(\text{Ec. 42})$$

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)

2.1.8.4 Implementación de descargadores de sobretensión

El descargador de sobretensión es un dispositivo construido por bloques de resistencias no lineales cuyo valor depende de la tensión por lo que se le conoce como varistor, este dispositivo reduce la sobretensión que aparece en sus terminales al valor de tensión residual para el cual es especificado, de esta manera protege a los aisladores de la línea.

Para su implementación en el ATP, solo se necesitan datos del catálogo del fabricante. Puesto que este dispositivo ya se encuentra en el ATP.

2.1.8.5 Implementación cadena de aisladores

Las cadenas de aisladores evitan la conexión eléctrica entre los conductores de fase y la estructura o torre, por lo cual, para representarlos en la simulación en el ATP, se utiliza un interruptor abierto controlado por tensión.

2.1.8.6 Representación de componentes en función del rango de frecuencias

La simulación de cualquier proceso transitorio en un sistema eléctrico debe realizarse teniendo en cuenta la frecuencia de los procesos transitorios que se van a originar.

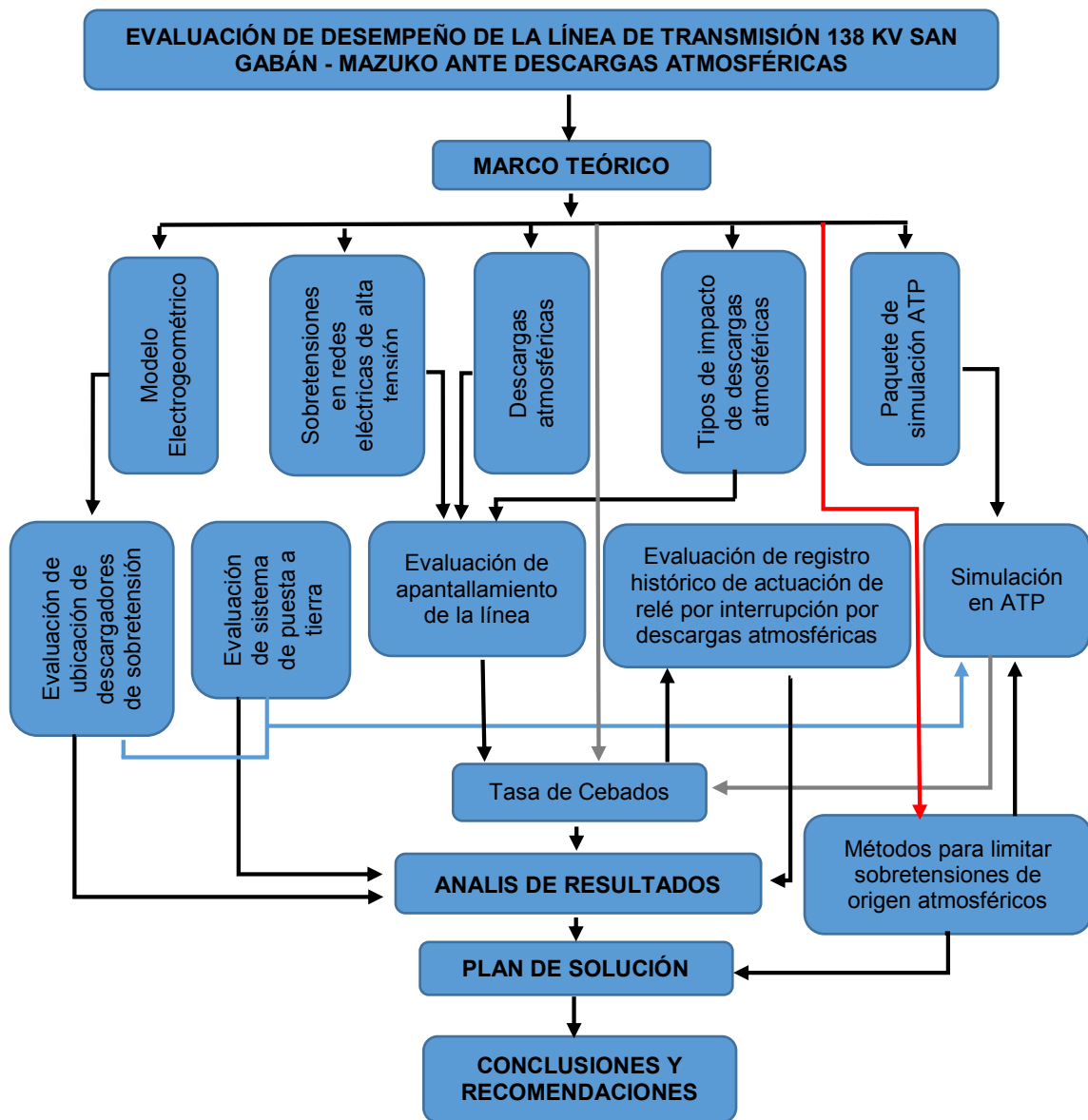
“Las sobretensiones provocadas por rayos son transitorios de frente rápido por lo que entran en el grupo III según la tabla de representación de componentes, propuesta por el grupo de trabajo 33-02 CIGRE (International Council on Large Electric Systems)”. (Martínez, 2008, p.319)

Tabla 10: Clasificación de gama de frecuencias.

GRUPO	GAMA DE FRECUENCIAS	DESIGNACIÓN	REPRESENTACIÓN PRINCIPALMENTE PARA
I	0,1 Hz - 3 kHz	Oscilaciones de baja frecuencia	Sobretensiones temporales
II	50 Hz - 20 kHz	Ondas de frente lento	Sobretensiones por maniobra
III	10 kHz - 3 MHz	Ondas de frente rápido	Sobretensiones por rayos
IV	100 kHz - 50 MHz	Ondas de frente muy rápido	Sobretensiones por recebado en GIS

Fuente: Martínez, J. (2008). Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. (Primera edición). McGraw-Hill/Interamericana de España.

2.2 MARCO CONCEPTUAL



2.3 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

La evaluación de desempeño de la línea de transmisión 138 kV San Gabán Mazuko ante descargas atmosféricas, permitirá proponer alternativas para reducir el número y duración de las interrupciones ante la presencia de descargas atmosféricas y en consecuencia mejorar la performance de la línea de transmisión, no sobrepasando las tolerancias establecidas por OSINERGMIN.

2.3.1 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- a) El Conocimiento de la raíz del mal desempeño de la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko ante las descargas atmosféricas, permitirá proponer alternativas para reducir el número y duración de las interrupciones por descargas atmosféricas.
- b) Las alternativas propuestas, mejorará el performance de la línea de transmisión, no sobrepasando las tolerancias establecidas por OSINERGMIN.

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

3.1.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El método científico que se utilizara es **Cuantitativo**, porque se hará uso, la recolección de datos para probar hipótesis, con base en la medición numérica y el análisis estadístico descriptivo, para establecer el comportamiento de la Línea de Transmisión. Y, los alcances de la investigación a desarrollar serán; **descriptivo y explicativo**. (Hernández, Fernández y Baptista, 2010, p.4, 80 y 83)

Descriptivo, porque se realizará un diagnóstico del objeto de estudio que se conoce en su generalidad, donde se describirá las principales características y se someterá a un análisis.

Explicativo, porque se interpretará y responderá a las razones de ocurrencia de las interrupciones, y se dará alternativas de solución, para mejorar el performance, ante las interrupciones por descargas atmosféricas.

3.1.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Para una buena evaluación de desempeño de la Línea de Transmisión 138 kV San Gabán - Mazuko ante descargas atmosféricas, se realizará el siguiente procedimiento:

Primero: se realizará la recolección de la información técnica de la línea de transmisión (estadística de interrupciones, evaluación actual de la línea,

características técnicas de los equipos, aislamientos, etc.), tanto histórico (reporte de interrupciones y distancias de punto de interrupción) y actual (medición de puesta a tierra y equipos de protección existentes en la línea), por un periodo de 5 semanas.

Segundo: se analizará, interpretará y evaluará la recolección de la información.

Tercero: se ingresará y procesará los datos en el programa ATP, para luego analizar e interpretar los resultados obtenidos.

Cuarto: se propondrá alternativas para mejorar el desempeño de la Línea de Transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko ante descargas atmosféricas.

Quinto: se seleccionará entre las alternativas de solución propuestas para mejorar el desempeño de la Línea de Transmisión.

Finalmente: validar la hipótesis planteada.

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA DE INVESTIGACIÓN

Población: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

Muestra: Línea de transmisión San Gabán – Mazuko. El cual, se encuentra ubicada entre las regiones de Madre de Dios y Puno, en la provincia de Carabaya, distrito de San Gabán en Puno y provincia de Tambopata, distrito de Inambari en Madre de Dios. Y, tiene una longitud de 69.2 km y es de 138 kV de tensión nominal. Esta línea de transmisión entro en operación en enero 2009, fecha en que el sistema eléctrico Mazuko se conectó al SEIN. A continuación, se muestra, la ubicación geográfica de la línea de transmisión en el SEIN.

Figura 14: Ubicación geográfica en el SEIN.



Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC).

3.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA RECOLECCIÓN DE DATOS

Las técnicas y herramientas para la recolección de datos para el presente trabajo serán los siguientes:

- Observación y análisis documental.
- Investigación de normativas.
- Técnicas utilizadas para el cálculo del comportamiento de los diferentes componentes de la línea de transmisión.
- Equipo de medición de resistencia de puesta a tierra.

3.4 PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS

El procedimiento de recolección de datos, está basado en la selección de información documental técnico y de campo, obtenidos de:

- Solicitud de información a la empresa eléctrica Electro Sur Este S.A.A. referente a la estadística de interrupciones, características técnicas de los equipos, aislamientos, etc.
- Búsqueda y revisión de información del tema en Internet, libros y artículos.
- Medición en campo del sistema de puesta a tierra de las estructuras de la línea de transmisión.

3.5 TÉCNICAS PARA EL PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS

Para el procesamiento y análisis de datos, se utilizará los siguientes paquetes informáticos según sea el caso:

- Software ATP de simulación
- Microsoft® Office (Excel, Access, Word) versión 2010.
- AutoCad 2013.
- Otros según sea el caso.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 RESULTADOS

4.1.1 EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 KV SAN GABÁN – MAZUKO ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN ESTADO ACTUAL

La evaluación de desempeño de la línea de transmisión ante descargas atmosféricas, consiste en adquirir datos del estado actual de; apantallamiento del cable de guarda, tipo y valores de las puestas a tierra de las torres, disposición de los descargadores de sobretensión e identificación de zonas de críticas conforme a registro histórico de fallas. En esta evaluación, no se toma en cuenta la coordinación de aislamiento, dado que este no se enfoca en la problemática de la salida por rayos.

4.1.2 EVALUACIÓN DE APANTALLAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA

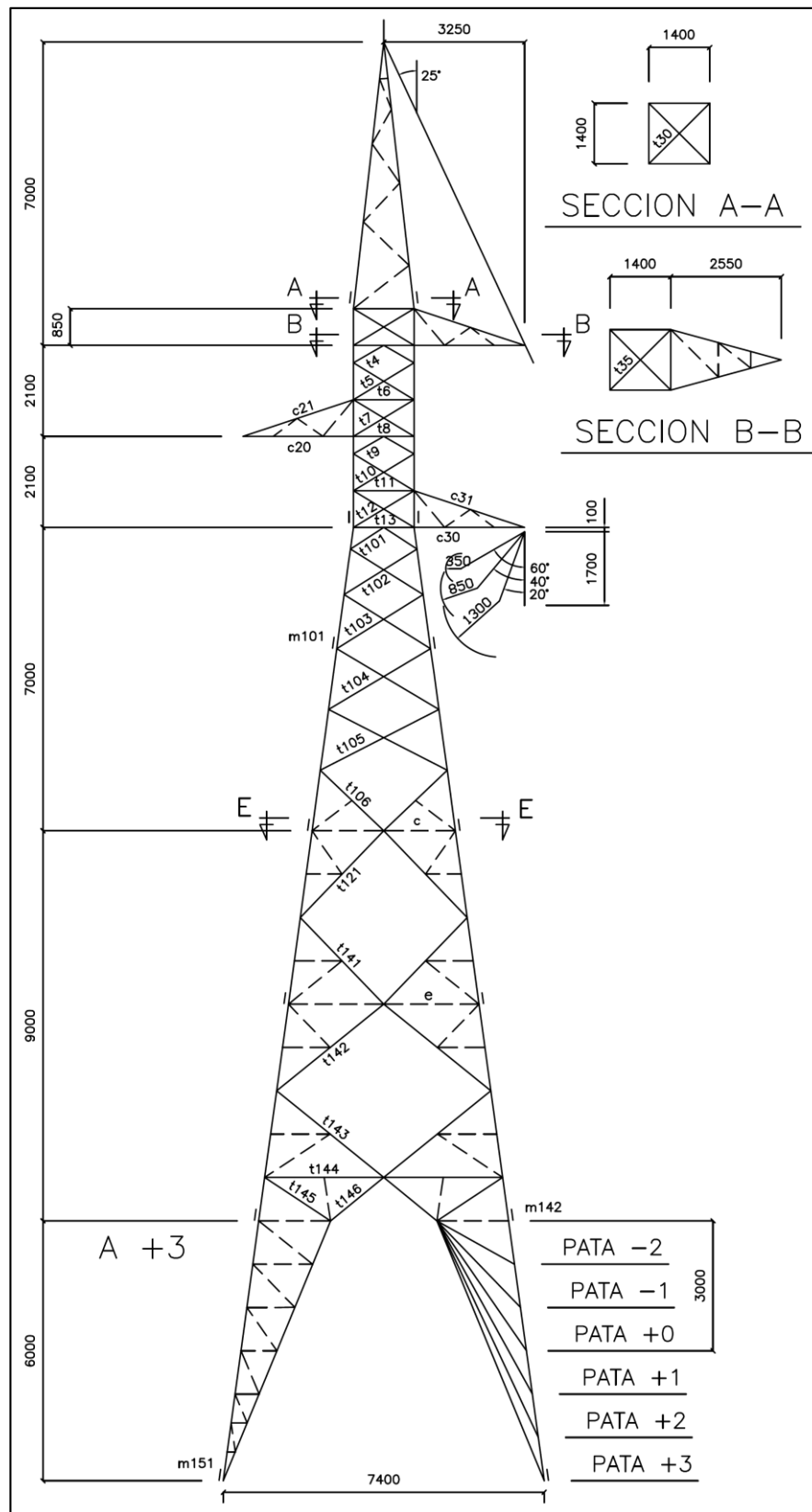
Para la evaluación del apantallamiento, se toma en cuenta el modelo electrogeométrico, conforme descrito en el sustento teórico. Y, se realizará para los tres tipos de torres que cuenta la línea de transmisión San Gabán – Mazuko.

Tabla 11: Resumen de tipos de torre L-1014 San Gabán - Mazuko.

L-1014 –San Gabán -Mazuko			
Tipo de Torre	Extensión	Cantidad	%
Anclaje	A (-6 / +3)	76	47,50
Terminal	T (-6 / 0)	28	17,50
Suspensión	S (-3 / +3)	56	35,00
Total	----	160	100,00

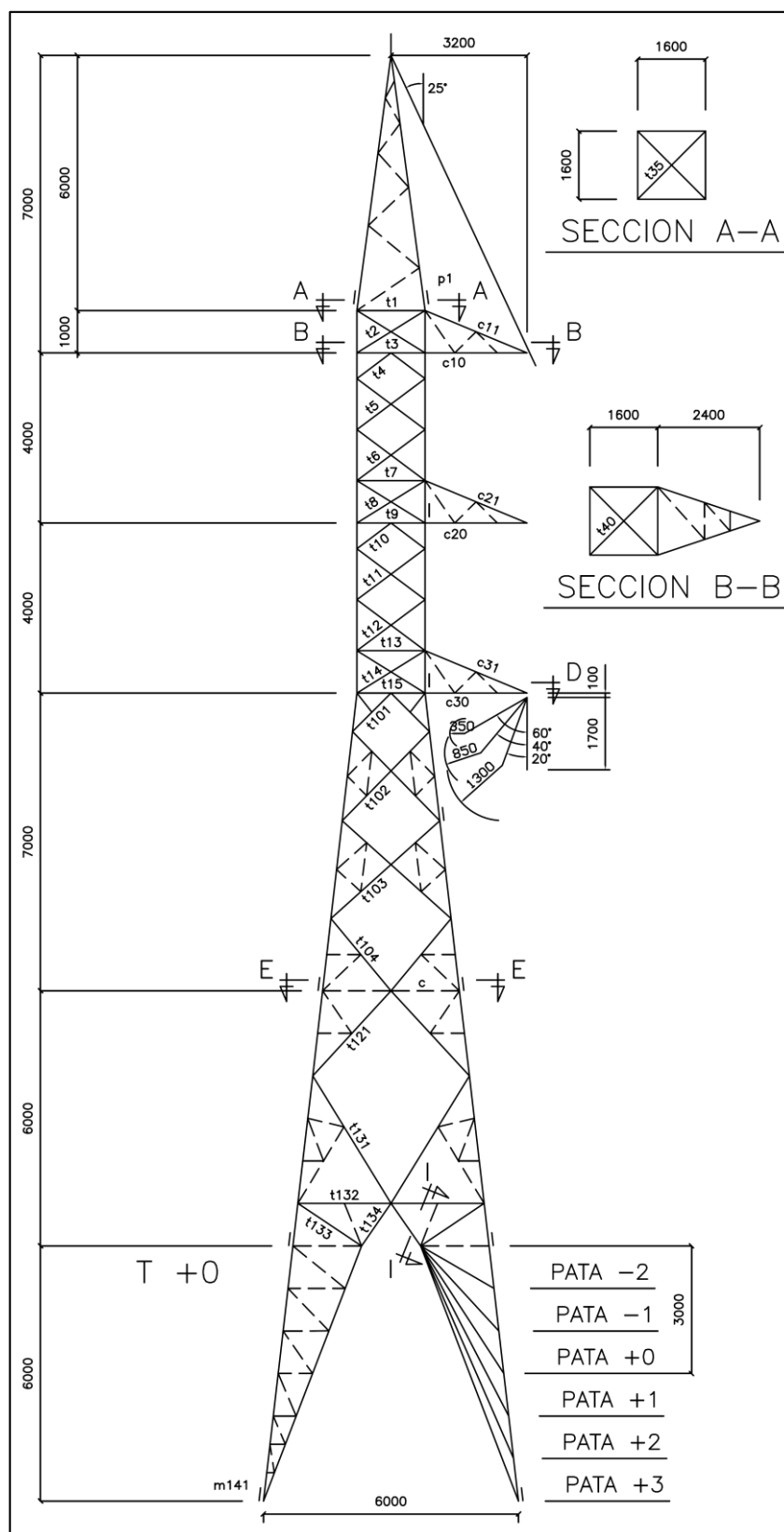
Elaboración: Propia.

Figura 15: Diagrama esquemático torre tipo Anclaje.



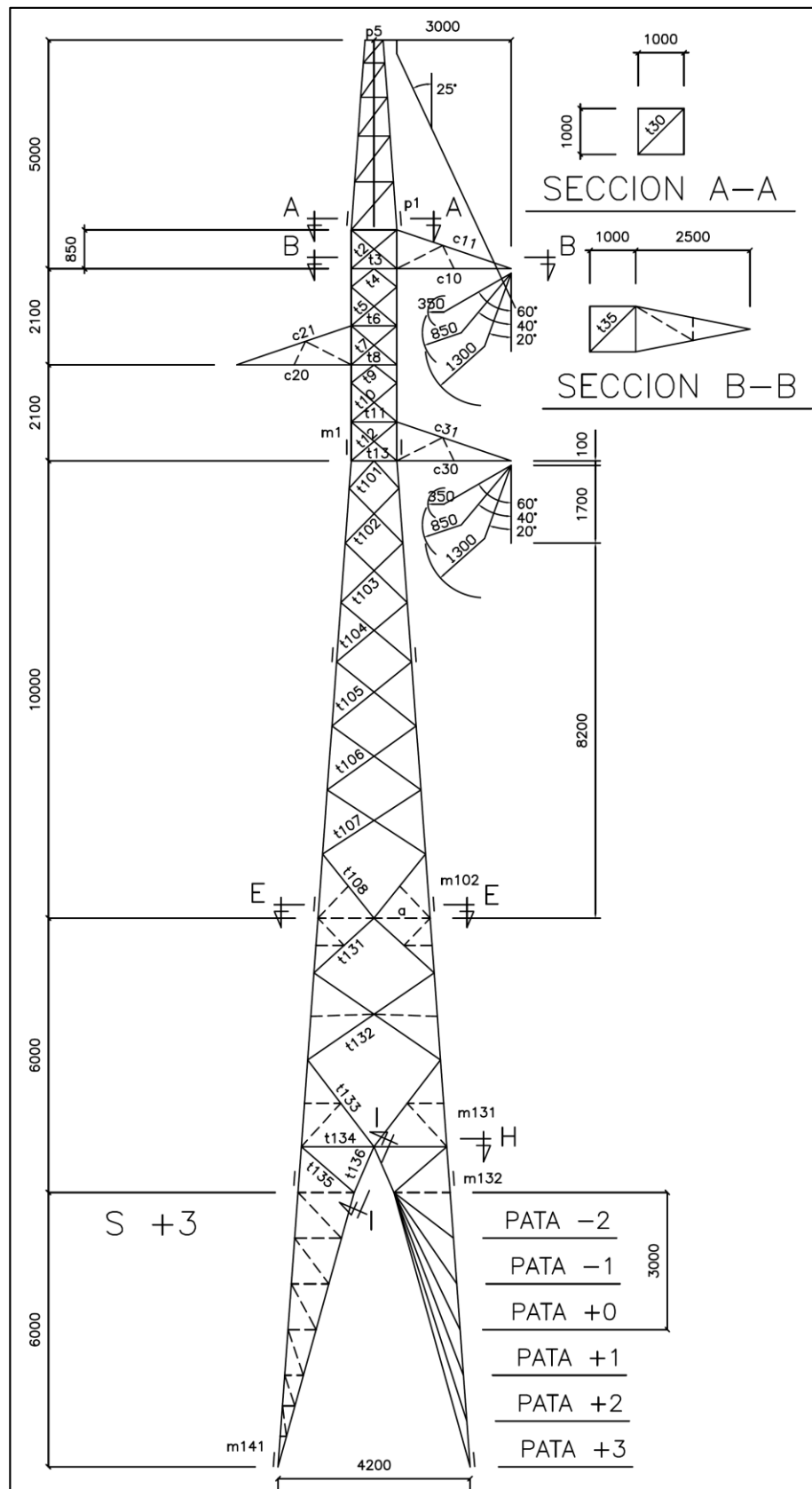
Fuente: Expediente Técnico Línea de Transmisión en 145 kV San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado y Subestaciones. (2009). Electro Sur Este S.A.A.

Figura 16: Diagrama esquemático torre tipo Terminal.



Fuente: Expediente Técnico Línea de Transmisión en 145 kV San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado y Subestaciones. (2009). Electro Sur Este S.A.A.

Figura 17: Diagrama esquemático torre tipo Suspensión.



Fuente: Expediente Técnico Línea de Transmisión en 145 kV San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado y Subestaciones. (2009). Electro Sur Este S.A.A.

Tabla 12: Cálculo de intensidad máxima de fallo de apantallamiento, para conductor de fase superior -Torre tipo Anclaje.

TIPO DE TORRE: A+3 (ANCLAJE)			PROBABILIDAD DE QUE LA INTENSIDAD DE DESCARGA SEA MENOR QUE LA INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO										
Altura Torre h =	33,2	$\alpha =$	24,9										
Altura Fase y =	26,2	c =	7,72										
Distancia Eje-Fase a =	3,25			$P(<17,44 \text{ kA}) = 1 - (1 / (1 + (Im/31)^2,6))$									
DISTANCIA CRÍTICA A TIERRA PARA LA INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO (Im)				$P(<17,44 \text{ kA}) = 18,32\%$									
$rgm = ((h+y)/2) / (1 - ysen\alpha)$													
rgm = 51,31 m													
INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO													
$Im = (rmg/8)^{1/0,65}$													
Im = 17,44 kA													
Corriente Pico de Descarga I (kA)	Distancia Crítica a Tierra (rg = rc) rg = $8^{1/0,65}$	rg - y	(rg - y) / rc	$\theta = \text{asen}((rg - y)/rc)$	$c/2 * rc$	$\beta = \text{asen}(c/(2 * rc))$	$\alpha + \beta$	$\alpha - \beta$	$Dc = rc(\cos\theta - \cos(\alpha + \beta))$	$Dg = rc * \cos(\alpha - \beta)$	Probabilidad		
3	16,34	-9,86	-0,60	-37,12	0,24	13,66	38,57	11,24	0,25	16,03	0,23%		
6	25,64	-0,56	-0,02	-1,26	0,15	8,66	33,56	16,25	4,27	24,61	1,38%		
9	33,37	7,17	0,21	12,41	0,12	6,64	31,55	18,26	4,15	31,69	3,86%		
12	40,23	14,03	0,35	20,41	0,10	5,50	30,41	19,40	3,01	37,95	7,82%		
15	46,51	20,31	0,44	25,89	0,08	4,76	29,66	20,15	1,43	43,66	13,15%		
17,44	51,31	25,11	0,49	29,30	0,08	4,31	29,22	20,59	-0,03	48,03	18,32%		
18	52,36	26,16	0,50	29,98	0,07	4,23	29,13	20,68	-0,38	48,99	19,57%		
21	57,88	31,68	0,55	33,18	0,07	3,82	28,73	21,08	-2,32	54,01	26,65%		
24	63,13	36,93	0,58	35,80	0,06	3,50	28,41	21,40	-4,33	58,78	33,95%		

Elaboración: Propia.

Tabla 13: Cálculo de intensidad máxima de fallo de apantallamiento, para conductor de fase superior -Torre tipo Terminal.

TIPO DE TORRE: T+0 (TERMINAL)		PROBABILIDAD DE QUE LA INTENSIDAD DE DESCARGA SEA MENOR QUE LA INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO									
Altura Torre	h = 34	$\alpha =$	24,6								
Altura Fase	y = 27	c =	7,70								
Distancia Eje-Fase	a = 3,2	$P(I < 17,92 \text{ kA}) = 1 - (1 / (1 + (Im/31)^2,6))$									
DISTANCIA CRÍTICA A TIERRA PARA LA INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO (Im)		$P(I < 17,92 \text{ kA}) = 19,38\%$									
$rgm = ((h+y)/2)(1-y \text{sen} \alpha)$											
rgm = 52,20 m											
INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO											
$Im = (rmg/8)^{(1/0,65)}$											
Im = 17,92 kA											
Corriente Pico de Descarga I (kA)	Distancia Crítica a Tierra (rg = rc) rg = 8*10,65	rg - y	(rg-y) / rc	$\theta = \text{asen}((rg-y)/rc)$	$c/2*rc$	$\beta = \text{asen}(c/(2*rc))$	$\alpha + \beta$	$\alpha - \beta$	$Dc = rc(\cos \theta - \cos(\alpha + \beta))$	$Dg = rc * \cos(\alpha - \beta)$	Probabilidad
3	16,34	-10,66	-0,65	-40,73	0,24	13,62	38,19	10,94	-0,46	16,04	0,23%
6	25,64	-1,36	-0,05	-3,04	0,15	8,63	33,20	15,93	4,15	24,65	1,38%
9	33,37	6,37	0,19	11,00	0,12	6,62	31,19	17,94	4,21	31,75	3,86%
12	40,23	13,23	0,33	19,20	0,10	5,49	30,06	19,08	3,17	38,02	7,82%
15	46,51	19,51	0,42	24,80	0,08	4,75	29,31	19,82	1,67	43,75	13,15%
17,92	52,20	25,20	0,48	28,87	0,07	4,23	28,79	20,34	-0,03	48,95	19,38%
18	52,36	25,36	0,48	28,97	0,07	4,21	28,78	20,35	-0,08	49,09	19,57%
21	57,88	30,88	0,53	32,24	0,07	3,81	28,38	20,75	-1,97	54,12	26,65%
24	63,13	36,13	0,57	34,91	0,06	3,49	28,06	21,07	-3,94	58,91	33,95%

Elaboración: Propia.

Tabla 14: Cálculo de intensidad máxima de fallo de apantallamiento, para conductor de fase superior -Torre tipo Suspensión.

TIPO DE TORRE: S+3 (SUSPENSIÓN)		
Altura Torre h =	31,2	$\alpha =$ 23,8
Altura Fase y =	24,4	c = 7,43
Distancia Eje-Fase a =	3	
DISTANCIA CRITICA A TIERRA PARA LA INTENSIDAD MAXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO (Im)		
$rgm = \frac{(h+y)^2}{2(1-y \operatorname{sen} \alpha)}$		
rgm =	46,62	m
INTENSIDAD MAXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO		
$Im = (mg/8)^*(1/0,65)$		
Im =	15,05	kA

Probabilidad de que la intensidad de descarga sea menor que la intensidad máxima de fallo
$P(I < 15,05 \text{ kA}) = 1 - \frac{1}{(1 + (Im/31)^2)^{2,6}}$
$P(I < 15,05 \text{ kA}) = 13,26\%$

Corriente Pico de Descarga I (kA)	Distancia Critica a Tierra (rg = rc) rg = $8^*I/0,65$	rg - y	(rg - y) / rc	$\theta = \operatorname{asen}((rg - y)/rc)$	c/2*rc	$\beta = \operatorname{aseno}(c/(2^*rc))$	$\alpha + \beta$	$\alpha - \beta$	Dc=rc(cos θ -cos($\alpha+\beta$))	Dg=rc*cos($\alpha-\beta$)	Probabilidad
3	16,34	-8,06	-0,49	-29,56	0,23	13,15	36,95	10,66	1,15	16,06	0,23%
6	25,64	1,24	0,05	2,77	0,14	8,33	32,14	15,47	3,90	24,71	1,38%
9	33,37	8,97	0,27	15,59	0,11	6,39	30,20	17,41	3,30	31,84	3,86%
12	40,23	15,83	0,39	23,17	0,09	5,30	29,11	18,51	1,83	38,15	7,82%
15	46,51	22,11	0,48	28,38	0,08	4,58	28,39	19,22	0,00	43,92	13,15%
15,05	46,62	22,22	0,48	28,46	0,08	4,57	28,38	19,23	-0,03	44,01	13,26%
18	52,36	27,96	0,53	32,28	0,07	4,07	27,88	19,74	-2,02	49,29	19,57%
21	57,88	33,48	0,58	35,34	0,06	3,68	27,49	20,12	-4,13	54,35	26,65%
24	63,13	38,73	0,61	37,84	0,06	3,37	27,18	20,43	-6,30	59,16	33,95%

Elaboración: Propia.

Tabla 15: Resumen de resultados por tipo de torre.

Tipo de Torre	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA)	Probabilidad de que la intensidad de descarga sea menor que la intensidad máxima de fallo
ANCLAJE	17,44	18,32%
TERMINAL	17,92	19,38%
SUSPENSIÓN	15,05	13,26%

Elaboración: Propia.

En resumen, conforme a la tabla 15, los resultados de esta evaluación nos muestran, que la probabilidad de que se produzca el flameo directo es relativamente baja. Pero, una descarga atmosférica hasta esta intensidad interrumpe el normal funcionamiento de la línea. Para el cual, no hay otra que, instalar descargadores de sobretensión para poder mitigar las interrupciones y así garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

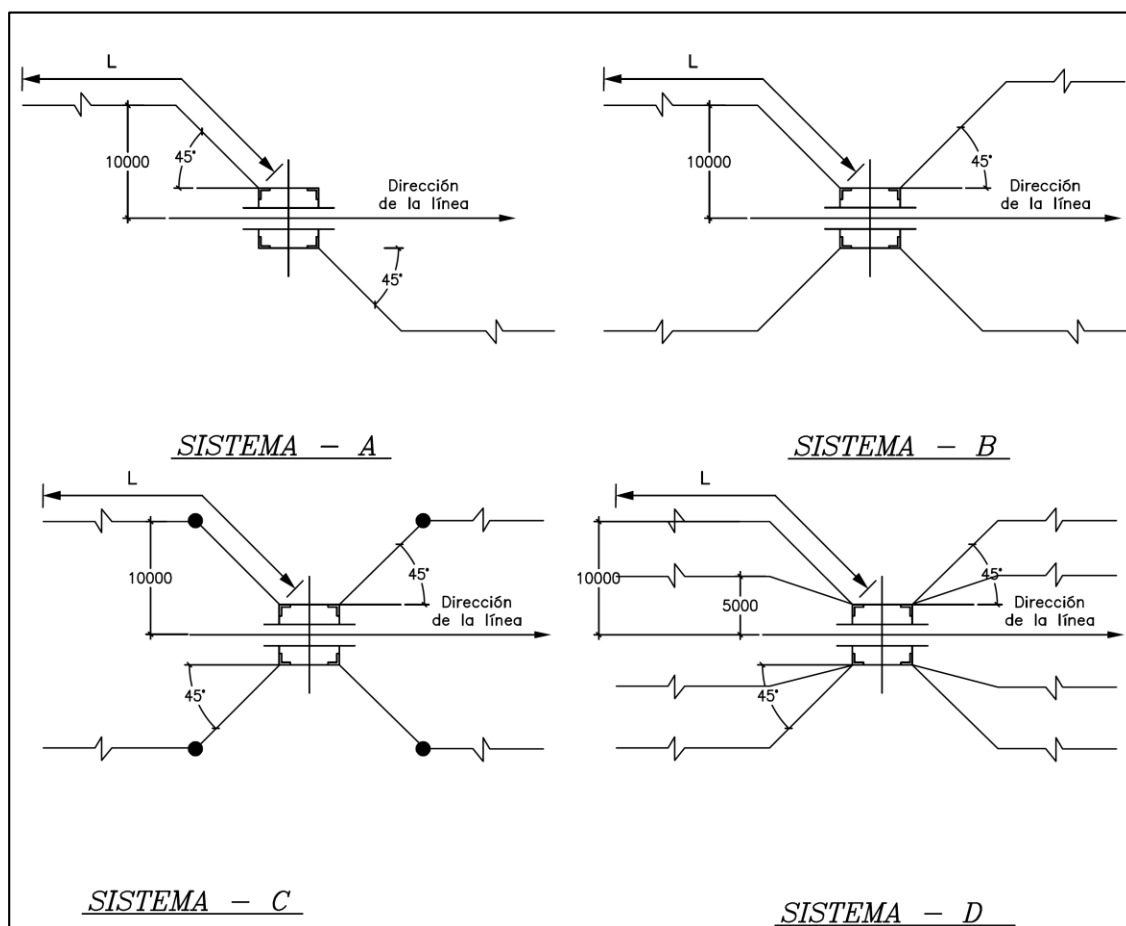
4.1.3 EVALUACIÓN DE TIPO Y VALORES DEL SISTEMA DE PUESTAS A TIERRA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

4.1.3.1 Tipos de sistemas de puestas a tierra instalados en estructuras de la L- 1014

Los tipos de sistemas de puesta a tierra instalados en esta línea de transmisión San Gabán – Mazuko, son de tipo A, B, C y D. Los cuales están constituidos por una combinación de contrapesos longitudinales (cable de acero con recubrimiento de cobre, sección transversal 36.83 mm² de 7 hilos) con electrodos verticales (varilla de acero recubierto con cobre de ¾”), variando la cantidad de electrodos y longitud de contrapesos según la resistividad del terreno.

En la siguiente figura se muestra la configuración de los 4 tipos de sistemas de puesta a tierra.

Figura 18: Diagrama esquemático de los sistemas de puestas a tierra instalados en las estructuras de la línea de transmisión San Gabán- Mazuko.



Fuente: Expediente Técnico Línea de Transmisión en 145 kV San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado y Subestaciones. (2009). Electro Sur Este S.A.A.

Conforme a la visualización gráfica. Los tipos de sistemas de puesta a tierra instalada desde inicio de operación de la línea de transmisión, son los más adecuados. Sin embargo, con el transcurrir del tiempo esto sufre deterioros por falta de mantenimiento. Es por ello, que las recomendaciones de su renovación para el tipo de sistema de puesta a tierra, se darán conforme a la última medición realizada.

4.1.3.2 Valores de los tipos de sistemas de puestas a tierra instalados en torres de la L- 1014

La medición de los valores del sistema de puesta a tierra (PAT) de las torres de línea de transmisión. Fue realizada con el método de medición caída de potencial y el equipo medidor de resistencia de puesta a tierra por alta frecuencia **Megabras TM-25R**, instrumento adecuado para la medición rápida, segura y confiable de la resistencia de puesta a tierra de cada torre de una línea de transmisión en funcionamiento, sin necesidad de desconectar el cable de guarda.

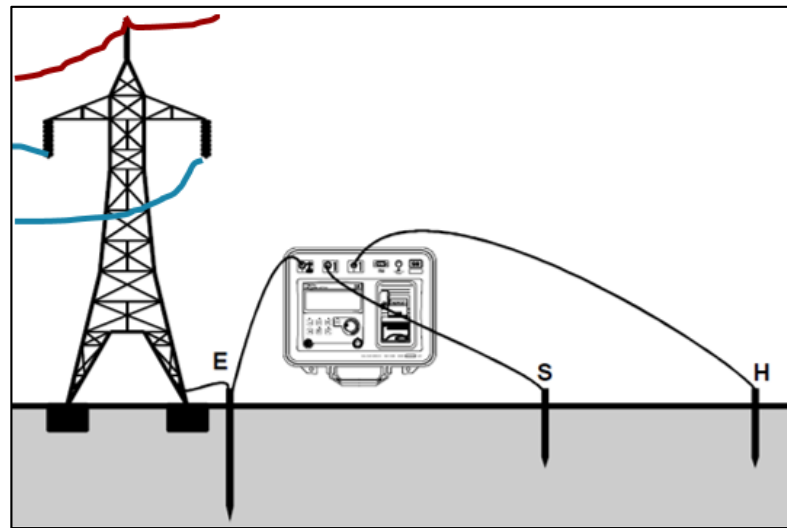
Procedimiento de medición:

Primero. El medidor se ubicó lo más cercano que sea posible al pie de la torre donde está la toma de tierra y se conectará al borne **E** del instrumento. Si no se encuentra la toma de tierra de la torre, entonces el borne E se conectó a la estructura metálica de la torre previa limpieza con lijar de la estructura si estuviera pintada u oxidada.

Segundo. Las jabalinas auxiliares se clavaron en el terreno formando una línea recta con la torre, (punto cero de las medidas) en dirección perpendicular al tendido de la línea.

Tercero. Se procede con el ensayo, haciendo circular una corriente a través de la resistencia de difusión de tierra (E) y de una jabalina auxiliar llamada electrodo de corriente (H) y midiendo la tensión desarrollada entre la toma de tierra y otra jabalina auxiliar llamado electrodo de potencial S.

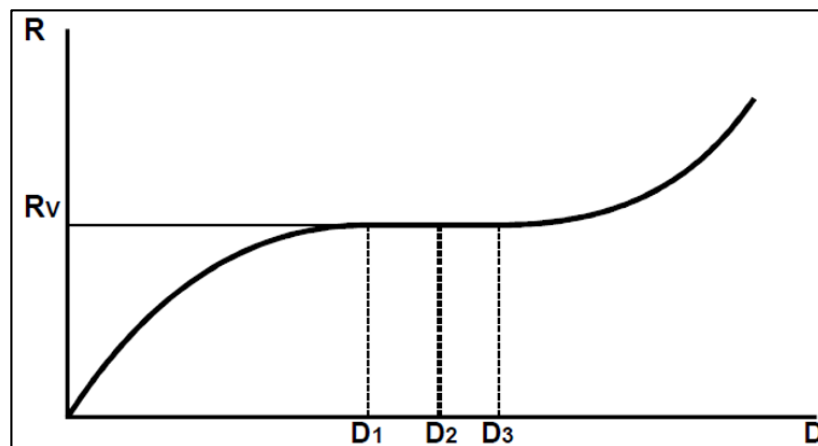
Figura 19: Configuración del Método de caída de potencial.



Fuente: Manual del equipo Megabras TM-25R.

Cuarto. El valor de la Resistencia de Puesta a Tierra será aquél obtenido en la zona plana del perfil de potencial, R_v . Si no se obtuvieran 3 mediciones con el mismo valor, o con un error aceptable para el operador (5% es un valor usual aceptable), se debe aumentar la distancia del electrodo de corriente, por ejemplo, unos 50 metros, y volver a tomar varias mediciones con la sonda hasta encontrar la zona plana del perfil de potencial.

Figura 20: Curva típica de valores de Resistencia en función de la distancia de H.



Fuente: Manual del equipo Megabras TM-25R.

Figura 21: Imágenes de la medición de resistencia de sistema de puesta a tierra de las torres.



Elaboración: Propia.

Resultados de medición de resistencia de sistema de puesta a tierra

En la siguiente tabla, se muestra los valores de resistencia de sistema de puesta a tierra de las torres de la línea de transmisión del inicio de operación (2009) y del astado actual (última medición).

Tabla 16: Valores de la medición de resistencia de sistema de puesta a tierra.

N° TORRE	CARACTERÍSTICAS Y ELEMENTOS DE L-1014						MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA		
	MEDIDA ACUMULADA	MSNM	TIPO DE TORRE	DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN	TIPO DE PAT	RESISTIVIDAD (Ohm-m)	VALOR 2009 (Ω)	VALOR 2017 (Ω)	OBSERVACIÓN
T01	150,96	1505,34	T	3	D	4982,57	0,74	1,52	ADMISIBLE
T02	537,79	1524,02	T		D	2918,54	58,00	0,00	NO EXISTE
T03	925,85	1639,19	A	3	D	9066,64	82,00	11,13	ADMISIBLE
T04	1611,08	1678,30	T	3	D	4222,30	136,20	31,53	MEJORAR PAT
T05	1718,59	1551,84	A		D	4982,57	139,20	3,36	ADMISIBLE
T06	2389,04	1544,70	A		D	5001,42	6,11	7,31	ADMISIBLE
T07	2658,58	1449,30	A		D	4209,73	189,00	19,21	ADMISIBLE
T08	2782,93	1456,48	A		D	4611,86	24,37	13,13	ADMISIBLE
T09	3646,84	1434,52	A		D	1582,73	4,36	9,61	ADMISIBLE
T10	4451,82	1241,86	T		C	3944,84	38,15	17,23	ADMISIBLE
T11	4529,60	1445,15	A		D	8086,46	42,10	1,41	ADMISIBLE
T12	5636,56	1454,30	T		D	4084,07	32,40	9,74	ADMISIBLE
T13	5898,58	1305,19	T		D	2965,66	26,50	4,47	ADMISIBLE
T14	6078,65	1357,39	A		D	7740,88	43,70	11,52	ADMISIBLE
T15	6312,40	1418,76	S		D	3891,80	18,60	3,22	ADMISIBLE
T16	6573,24	1486,93	S		D	2532,12	21,80	11,96	ADMISIBLE
T17	6619,79	1569,71	T	3	D	2695,49	31,20	22,50	ADMISIBLE
T18	7304,28	1553,84	A		D	4775,22	78,90	75,00	MEJORAR PAT
T19	8544,75	1217,32	T		D	5705,13	51,20	6,69	ADMISIBLE
T20	9507,04	1214,87	T		D	8117,88	61,20	14,44	ADMISIBLE
T21	9634,69	1245,21	T		D	3279,82	27,50	10,02	ADMISIBLE
T22	10346,03	1266,85	A		D	3807,61	23,40	18,56	ADMISIBLE
T23	10674,55	1226,63	A		D	4429,65	49,10	5,96	ADMISIBLE
T24	12139,06	1237,99	T		D	3273,54	24,80	13,64	ADMISIBLE
T25	12350,31	1106,00	T		D	8149,29	64,65	8,13	ADMISIBLE
T26	12494,46	1162,87	A	3	B	674,81	55,50	11,82	ADMISIBLE
T27	13309,98	1162,92	A		C	1653,73	92,00	8,14	ADMISIBLE
T28	13478,66	1051,08	A		C	1970,41	57,50	32,60	MEJORAR PAT
T29	14299,89	1014,84	A	3	C	1815,21	84,20	25,93	MEJORAR PAT
T30	14900,93	964,99	A		D	4347,96	84,15	2,51	ADMISIBLE
T31	15854,52	1088,78	T		B	1462,73	65,45	76,75	MEJORAR PAT
T32	16418,35	1036,13	T		C	1721,59	61,00	8,71	ADMISIBLE
T33	17284,37	884,57	A	3	D	3204,42	155,80	2,70	ADMISIBLE
T34	17338,29	993,06	T		C	1846,63	30,45	1,51	ADMISIBLE
T35	17473,45	977,40	A		C	1716,57	52,90	1,37	ADMISIBLE
T36	18190,19	900,75	A		B	704,97	76,00	15,06	ADMISIBLE
T37	18368,94	752,94	A		D	2538,41	16,80	37,04	MEJORAR PAT
T38	19006,90	748,25	S		D	4184,60	82,50	5,49	ADMISIBLE
T39	19148,55	782,59	S		B	1385,44	25,85	3,18	ADMISIBLE
T40	19694,39	802,14	S	3	C	2265,72	35,80	7,17	ADMISIBLE
T41	19796,23	913,23	S		C	1825,27	12,21	12,39	ADMISIBLE
T42	19883,50	937,76	T		C	1835,95	33,25	10,86	ADMISIBLE
T43	20787,01	911,22	A	3	C	2066,54	51,40	7,61	ADMISIBLE
T44	21390,64	816,76	A		C	1555,09	29,65	3,43	ADMISIBLE
T45	21730,16	679,40	A	3	B	1469,22	13,77	6,55	ADMISIBLE
T46	22071,66	673,28	S		D	2928,22	36,50	6,05	ADMISIBLE
T47	22425,88	667,72	S		D	2398,29	46,90	11,46	ADMISIBLE
T48	22800,38	662,07	S		C	2292,11	56,02	12,44	ADMISIBLE
T49	23175,22	656,53	S		C	1957,21	67,95	3,97	ADMISIBLE
T50	23523,43	651,24	S		D	2695,49	15,90	10,52	ADMISIBLE
T51	23668,64	646,20	S		D	3047,34	57,10	15,56	ADMISIBLE
T52	23867,98	643,60	S		D	3005,00	63,75	9,21	ADMISIBLE
T53	24000,28	640,52	S		D	3273,54	10,60	4,24	ADMISIBLE
T54	24345,75	639,85	S		D	3400,00	20,10	4,12	ADMISIBLE
T55	24550,33	661,46	S		C	1588,39	3,71	9,05	ADMISIBLE
T56	24683,17	671,15	A		B	754,61	37,20	6,90	ADMISIBLE
T57	25144,14	662,37	S		C	1519,90	2,11	4,04	ADMISIBLE
T58	25776,87	627,08	A		D	2808,58	19,70	4,42	ADMISIBLE
T59	26054,37	689,88	A	3	B	1339,99	18,40	5,71	ADMISIBLE
T60	26462,97	665,15	S		B	1066,26	17,95	6,59	ADMISIBLE
T61	26769,30	648,63	A		C	1607,87	18,23	6,02	ADMISIBLE
T62	26921,78	701,92	S		D	2626,37	26,45	6,13	ADMISIBLE
T63	27766,10	727,61	A		D	2545,32	19,80	16,49	ADMISIBLE
T64	28418,78	900,64	T		C	1575,19	7,50	10,06	ADMISIBLE
T65	29001,83	851,04	A		B	1268,58	18,20	6,90	ADMISIBLE
T66	29367,92	738,98	A	3	D	3914,42	19,00	4,04	ADMISIBLE
T67	29795,57	741,51	S		D	5843,36	20,01	13,02	ADMISIBLE
T68	30008,93	793,49	S	3	B	1151,08	20,40	7,27	ADMISIBLE
T69	30179,34	842,69	S		B	1211,40	19,80	0,00	ADMISIBLE
T70	30804,80	861,94	A		B	1433,19	19,50	6,17	ADMISIBLE
T71	31957,31	797,93	T		B	1328,89	20,43	5,98	ADMISIBLE
T72	32353,24	763,04	T		B	808,65	16,46	5,21	ADMISIBLE
T73	32559,48	869,08	S	3	B	787,28	10,34	4,45	ADMISIBLE
T74	32673,22	929,52	S		B	747,49	15,92	3,04	ADMISIBLE
T75	33106,74	956,05	A		B	1082,17	7,79	3,06	ADMISIBLE
T76	33475,24	950,66	A		C	1574,57	15,77	5,07	ADMISIBLE
T77	33800,48	891,92	S		B	409,04	18,77	5,87	ADMISIBLE
T78	33974,41	845,43	S		B	730,32	16,23	4,31	ADMISIBLE
T79	34122,39	818,34	A		B	693,66	10,78	5,54	ADMISIBLE

N° TORRE	CARACTERÍSTICAS Y ELEMENTOS DE L-1014						MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA		
	MEDIDA ACUMULADA	MSNM	TIPO DE TORRE	DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN	TIPO DE PAT	RESISTIVIDAD (Ohm-m)	VALOR 2009 (Ω)	VALOR 2017 (Ω)	OBSERVACIÓN
T80	34762,79	746,45	A		B	870,85	14,94	4,85	ADMISIBLE
T81	35870,15	556,06	T	3	B	579,31	16,16	5,63	ADMISIBLE
T82	35936,56	684,83	T		B	525,27	15,91	3,24	ADMISIBLE
T83	36243,23	699,70	T		B	458,88	16,25	5,59	ADMISIBLE
T84	36467,89	629,99	S		B	617,64	17,38	5,10	ADMISIBLE
T85	37031,00	587,55	S		B	898,08	9,00	3,39	ADMISIBLE
T86	37252,14	530,14	S		B	892,21	13,78	4,04	ADMISIBLE
T87	37735,82	515,65	S		B	946,00	9,00	3,78	ADMISIBLE
T88	38615,75	509,16	A		B	554,39	8,05	6,78	ADMISIBLE
T89	39245,27	464,62	A		B	638,12	11,85	4,28	ADMISIBLE
T90	39680,31	516,17	A	3	B	573,03	15,38	17,14	ADMISIBLE
T91	39952,18	635,50	S		B	753,35	31,50	3,19	ADMISIBLE
T92	40278,89	730,42	S		B	537,84	25,83	12,66	ADMISIBLE
T93	40512,87	851,92	A	3	B	1035,47	20,05	5,61	ADMISIBLE
T94	41078,34	841,85	S		B	1319,47	16,06	4,92	ADMISIBLE
T95	41406,40	757,94	A		B	651,57	15,80	4,29	ADMISIBLE
T96	42470,13	717,00	A	3	B	802,99	14,00	2,54	ADMISIBLE
T97	42819,30	623,91	A		B	1198,83	8,69	9,80	ADMISIBLE
T98	43031,32	631,38	T	3	B	757,75	31,20	11,32	ADMISIBLE
T99	44125,69	601,29	A		B	1178,73	37,89	8,52	ADMISIBLE
T100	44588,44	523,06	A		B	1012,22	13,88	5,35	ADMISIBLE
T101	44828,88	602,16	T		C	1634,88	18,53	10,24	ADMISIBLE
T102	45621,01	549,69	A		C	1658,13	17,94	10,59	ADMISIBLE
T103	45736,64	473,00	A		B	1409,11	8,66	3,55	ADMISIBLE
T104	46481,84	465,12	A		B	196,87	14,33	3,26	ADMISIBLE
T105	47260,41	514,99	A	3	B	349,35	5,45	2,46	ADMISIBLE
T106	47704,55	473,54	A		B	549,99	11,72	3,52	ADMISIBLE
T107	48582,73	444,04	A		B	182,63	9,22	2,53	ADMISIBLE
T108	48945,50	507,71	A		B	542,24	9,44	2,63	ADMISIBLE
T109	49964,32	503,98	A		B	660,99	11,76	3,62	ADMISIBLE
T110	50405,62	470,23	A		B	808,65	15,29	3,13	ADMISIBLE
T111	50771,79	547,92	S		B	305,36	13,37	3,26	ADMISIBLE
T112	50939,60	629,61	A		B	451,55	12,42	4,27	ADMISIBLE
T113	51286,78	609,50	S		B	625,60	10,10	3,93	ADMISIBLE
T114	51690,62	609,33	S		B	605,70	19,85	5,82	ADMISIBLE
T115	52463,33	549,25	A	3	C	1668,19	15,87	10,11	ADMISIBLE
T116	52886,60	592,27	A		B	1272,35	15,70	9,93	ADMISIBLE
T117	53022,60	686,04	A		B	793,57	18,75	10,87	ADMISIBLE
T118	53249,86	673,27	S		B	950,00	12,42	5,89	ADMISIBLE
T119	53768,69	659,58	A		B	975,00	17,65	2,62	ADMISIBLE
T120	54185,25	727,80	A	3	B	837,55	18,57	19,00	ADMISIBLE
T121	54816,99	721,14	T		B	984,58	24,08	25,00	ADMISIBLE
T-122	55070,81	624,38	A		B	1463,98	15,15	12,47	ADMISIBLE
T-123	55322,05	615,05	S		B	482,55	19,00	42,80	MEJORAR PAT
T-124	55578,06	615,38	S		D	4297,70	27,50	48,46	MEJORAR PAT
T-125	56217,07	571,98	A		B	340,76	14,07	36,22	MEJORAR PAT
T-126	57083,98	531,61	A	3	B	1285,54	16,25	67,87	MEJORAR PAT
T-127	57603,71	501,86	A		B	451,97	18,90	32,25	MEJORAR PAT
T-128	57810,78	604,60	S		B	584,55	25,77	30,00	MEJORAR PAT
T-129	57994,55	637,93	A		B	495,12	21,20	1,06	ADMISIBLE
T-130	58294,26	602,97	S	3	B	627,69	16,20	2,41	ADMISIBLE
T-131	58641,58	563,50	S		B	517,53	12,48	15,00	ADMISIBLE
T-132	59588,30	506,60	A		B	433,33	7,88	10,00	ADMISIBLE
T-133	59721,50	456,26	A		B	394,58	32,70	23,47	ADMISIBLE
T-134	60312,65	456,60	A		B	589,99	23,90	25,61	MEJORAR PAT
T-135	60688,83	457,48	A		B	915,46	17,54	26,65	MEJORAR PAT
T-136	61301,44	484,89	A		B	519,83	15,25	22,78	ADMISIBLE
T-137	61889,08	492,52	A		B	488,20	13,08	22,55	ADMISIBLE
T-138	62378,26	598,15	T		B	456,79	17,70	2,68	ADMISIBLE
T-139	62666,31	556,51	S		B	382,65	10,83	1,35	ADMISIBLE
T-140	62964,10	490,77	S		B	429,77	10,30	1,38	ADMISIBLE
T-141	63487,70	439,41	S		B	333,01	4,75	1,03	ADMISIBLE
T-142	64073,27	435,51	A		B	483,30	13,45	1,61	ADMISIBLE
T-143	64390,67	498,17	A		B	574,91	9,47	1,17	ADMISIBLE
T-144	64725,09	455,45	S		B	1385,44	2,10	26,00	MEJORAR PAT
T-145	64983,81	436,41	S		B	1162,39	12,60	23,55	ADMISIBLE
T-146	65196,21	431,70	S		B	431,03	15,00	70,37	MEJORAR PAT
T-147	65373,11	427,89	T		B	584,34	10,50	25,98	MEJORAR PAT
T-148	65626,75	427,64	S		B	731,99	12,36	31,75	MEJORAR PAT
T-149	65874,38	427,24	S		B	1072,54	14,70	26,38	MEJORAR PAT
T-150	66307,15	423,30	S		B	1063,11	1,49	25,93	MEJORAR PAT
T-151	66914,30	368,75	A		B	978,29	18,36	13,50	ADMISIBLE
T-152	67433,99	407,44	A		B	953,16	61,10	36,43	MEJORAR PAT
T-153	67762,79	406,94	S		B	1381,04	11,87	30,03	MEJORAR PAT
T-154	68312,85	438,77	T		C	1575,19	29,81	38,76	MEJORAR PAT
T-155	68460,24	451,08	A		B	1332,66	35,25	40,75	MEJORAR PAT
T-156	68737,24	450,14	S		B	987,09	34,30	41,33	MEJORAR PAT
T-157	68890,73	433,82	S		B	1152,34	30,75	33,50	MEJORAR PAT
T-158	69035,29	421,20	S		C	1668,19	27,55	30,83	MEJORAR PAT
T-159	69125,65	414,39	S	3	B	1250,98	31,00	35,13	MEJORAR PAT
T-160	69163,26	380,32	T		C	2047,06	17,35	15,69	ADMISIBLE
PROMED	-	771,95	-	-	-	1845,54	28,62	13,11	-

Elaboración: Propia.

Como muestra en la tabla, se tiene un valor promedio de sistema de puesta a tierra de 13.11Ω a nivel de la línea de transmisión. Sin embargo, existe un total de 27 torres que superan el límite de 25 ohmios según regla N° 036.D. del C.N.E. Suministro 2011, las cuales deben ser mejoradas.

4.1.4 EVALUACIÓN DE LA UBACIÓN DE LOS DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN

La línea de transmisión en estudio, ya cuenta con 75 descargadores de sobretensión, cuyas características se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 17: Características de Descargadores de Sobretensión.

DESCRIPCIÓN	VALOR
Fabricante	Tyco Electronics
Tipo	Oxido metálico
Clase según IEC	2
Tensión nominal	144 kV
Corriente nominal de descarga	10 kA
Corriente corto circuito	25 kA
Máxima tensión residual a descarga	384 kV (onda 8/20 μ s)
Protección al impulso por maniobras	380 kV
Sobretensión temporal (TOV)	170 kV (1 seg.)
Tensión de operación continua (COV)	115 kV
Línea de fuga del aislador	6000 mm
Capacidad de disipación de energía mín.	4.5 kJ/kV
Dimensiones	1581 x 182 mm
Peso unitario	18 kg.

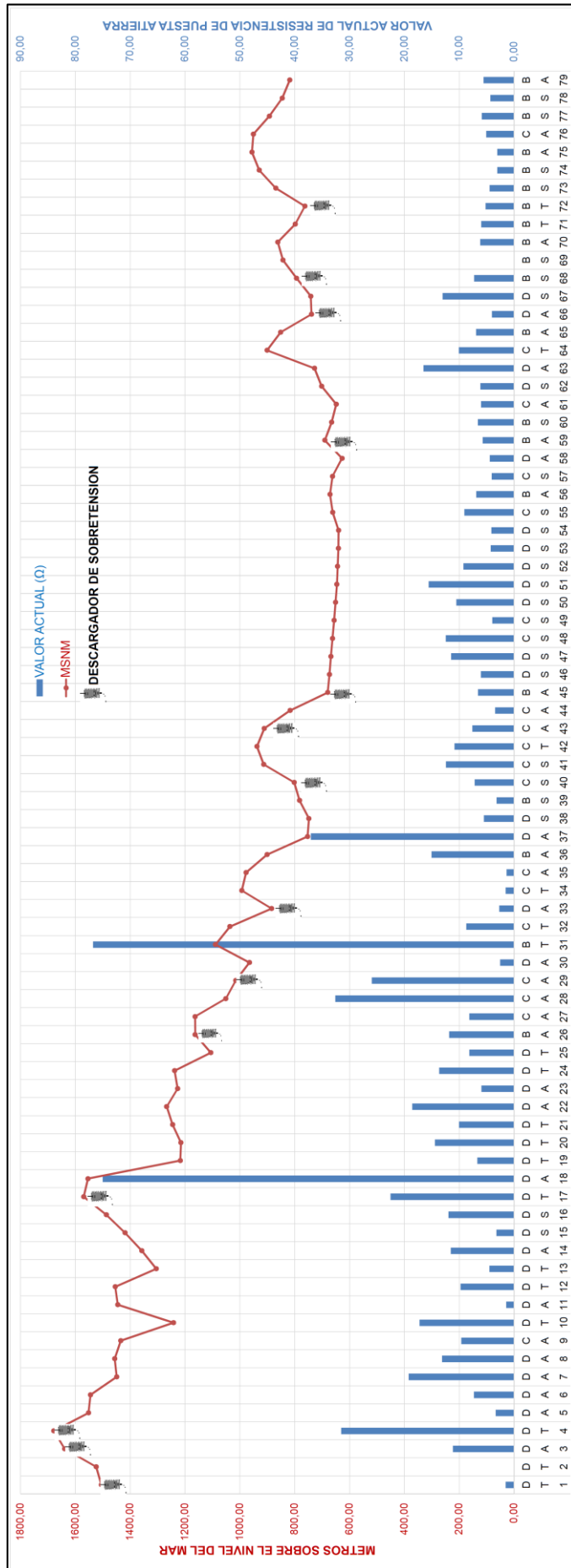
Fuente: Expediente Técnico Línea de Transmisión en 145 kV San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado y Subestaciones. (2009). Electro Sur Este S.A.A.

Tabla 18: Ubicación de Descargadores de Sobretensión.

Nº	Nº TORRE	TIPO DE TORRE	DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN
1	T-01	T	3
2	T-03	A	3
3	T-04	T	3
4	T-17	T	3
5	T-26	A	3
6	T-29	A	3
7	T-33	A	3
8	T-40	S	3
9	T-43	A	3
10	T-45	A	3
11	T-59	A	3
12	T-66	A	3
13	T-68	S	3
14	T-73	S	3
15	T-81	T	3
16	T-90	A	3
17	T-93	A	3
18	T-96	A	3
19	T-98	T	3
20	T-105	A	3
21	T-115	A	3
22	T-120	A	3
23	T-126	A	3
24	T-130	S	3
25	T-159	S	3
TOTAL	-	-	75

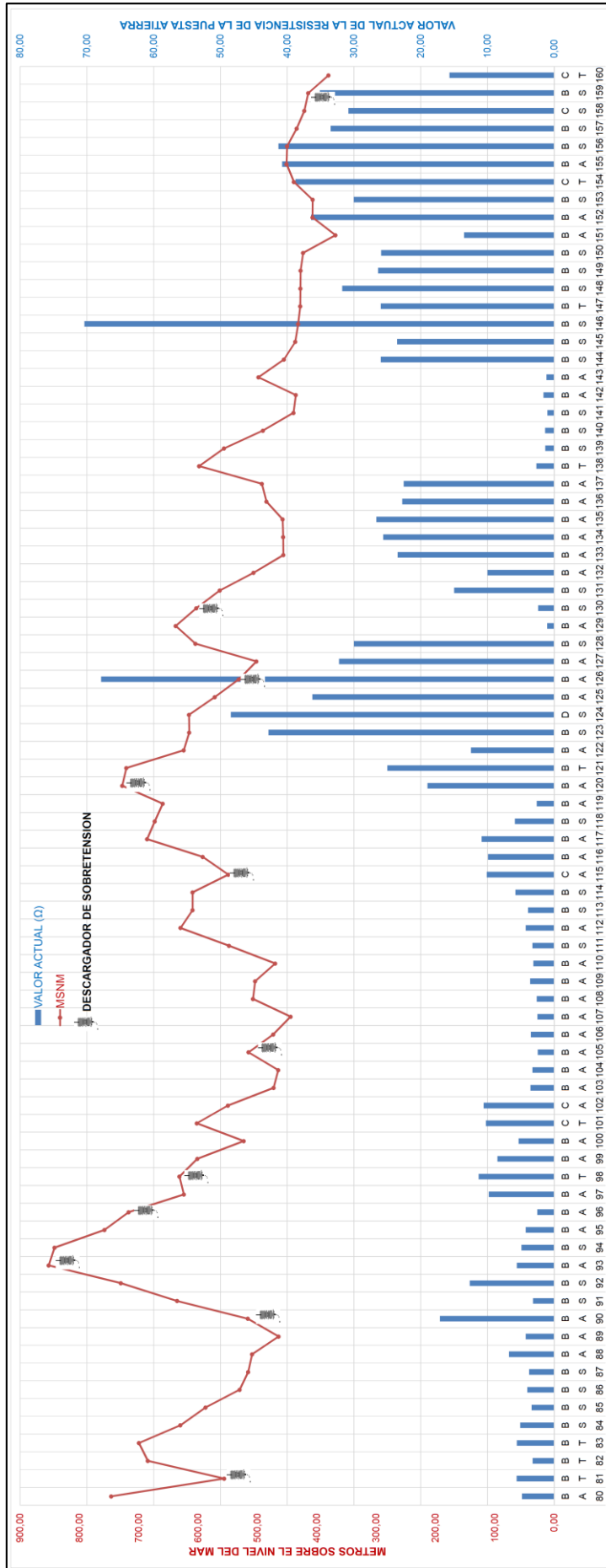
Fuente: Electro Sur Este S.A.A. División de Sistemas de Generación y Transmisión.

Figura 22: Ubicación de Descargadores de Sobretensión en la L-1014 (T01-T79).



Elaboración: Propia.

Figura 23: Ubicación de Descargadores de Sobretensión en la L-1014 (T80-T160).



Elaboración: Propia.

Conforme a la visualización de las figuras 22 y 23, se deduce, que los descargadores de sobre tensión instaladas en las torres N° 33, 81 y 90, estarían mal ubicados, por encontrarse en zonas bajas (Valle). Puesto que, la línea de transmisión, están blindados por los árboles, relieve del terreno o montañas.

La instalación de los descargadores de sobretensión, deben ser un complemento aplicable en zonas críticas en donde con técnicas convencionales como la reducción de resistencia de puesta a tierra no se ha logrado un desempeño adecuado, debido a factores tales como: elevados valores de resistividad de suelo, características geográficas de emplazamiento de la línea, índice ceraúnico elevado, o combinación de estos.

4.1.5 EVALUACIÓN DE DISTANCIAS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS SEGÚN REGISTRO HISTÓRICO DE ACTUACIÓN DE RELÉS

Recolectada la información de registro histórico de fallas por descargas atmosféricas (registro de actuación de relés de protección de las subestaciones de San Gabán y Mazuko) de Centro Control – ELSE, se preparó un resumen en donde nos ayuda a identificar las zonas críticas de impacto de rayo en la línea L-1014.

Tabla 19: Ubicación de distancias de descargas atmosféricas según registro histórico de actuación de relés de la SS.EE. de San Gabán y Mazuko.

FECHA DE INICIO DE INTERRUPTIÓN	FECHA FIN DE INTERRUPTIÓN	DURACIÓN (HORAS)	DISTANCIA VISTO DE SS.EE. SAN GABÁN (KM)	ESTRUCTURAS INVOLUCRADAS	CANTIDAD DE DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN INSTALADOS		FASES INVOLUCRADAS Y TIPO DE FALLA	POTENCIA INTERRUPTIDA (MVA)
14/12/2014 2:30	14/12/2014 2:39	0,15	12,18	21-27	3	TORRE -26	RST-G	7
01/05/2013 17:51	01/05/2013 18:04	0,22	13,98	25-31			RST	9,16
21/07/2013 19:10	21/07/2013 19:33	0,38	14,4	26-32	3	T-29	ST-G	11,38
15/03/2015 15:56	15/03/2015 16:08	0,2	14,87	27-33	3	T-33	RST-G	8,52
05/05/2013 9:23	05/05/2013 9:33	0,17	19,43	37-43			-	6,877
23/04/2015 18:34	23/04/2015 18:49	0,25	19,6	37-43	3	T-40	RST-G	13,43
03/03/2014 6:29	03/03/2014 6:41	0,2	19,8	39-45	3	T-43	R-G	5,73
22/09/2013 17:56	22/09/2013 18:14	0,3	20,18	40-46	3	T-45	T-G	10
29/12/2015 21:04	29/12/2015 21:14	0,17	23,9	49-55			RS-G	13,64
08/09/2013 10:38	08/09/2013 11:14	0,6	26,15	56-62	3	T-59	ST-G	7,82
11/09/2014 1:11	11/09/2014 1:46	0,57	26,59	57-63			ST-G	7,16
12/08/2015 16:42	12/08/2015 16:52	0,17	26,88	59-65			S-G	11,85
07/04/2012 1:31	07/04/2012 1:39	0,13	26,98	59-65			R-G	4,4
18/12/2014 6:09	18/12/2014 6:35	0,43	28,3	61-67	3	T-66	S-G	5,96
23/10/2014 10:47	23/10/2014 11:14	0,45	28,35	61-67			RT-G	12,3
24/10/2015 6:29	24/10/2015 6:41	0,2	30,08	66-72	3	T-68	S-G	8,52
23/10/2013 0:28	23/10/2013 0:40	0,2	30,4	66-72			RST-G	6,88
13/04/2014 2:36	13/04/2014 2:44	0,13	31,1	67-73	3	T-73	R-G	5,96
21/01/2015 16:17	21/01/2015 16:27	0,17	34	75-81	3	T-81	RS-G	9,42
01/01/2014 1:19	01/01/2014 1:32	0,22	36,38	81-87			R-G	10,11
03/05/2015 2:52	03/05/2015 3:04	0,2	38,39	85-91	3	T-90	RST-G	6,66
19/02/2015 23:02	19/02/2015 23:10	0,13	40,6	90-96	3	T-93	RS-G	9,67
26/11/2013 1:07	26/11/2013 1:20	0,22	40,85	90-96			T-G	6,77
01/01/2016 2:34	01/01/2016 2:46	0,2	40,85	90-96			T-G	9,47
03/02/2014 8:46	03/02/2014 9:25	0,65	41,4	92-98	3	T-96	S-G	7,14
12/11/2013 1:59	12/11/2013 2:11	0,2	41,81	92-98			S-G	5,57
23/11/2012 22:18	23/11/2012 22:28	0,17	42,29	93-99			T	9,33
21/07/2013 21:56	21/07/2013 22:09	0,22	42,68	94-100	3	T-98	RST	10,26
29/11/2012 0:50	29/11/2012 1:02	0,2	43,73	96-102			-	6,6
02/12/2012 15:02	02/12/2012 15:24	0,36	46,91	101-107			RT-G	7,91
13/12/2013 1:36	13/12/2013 1:55	0,32	48,04	103-109	3	T-105	T-G	5,45
17/12/2013 1:09	17/12/2013 1:24	0,25	49	105-111			S-G	5,1
04/03/2015 19:37	04/03/2015 19:45	0,13	50	106-112			R	13,2
23/11/2012 23:26	23/11/2012 23:42	0,27	50,56	107-113			T	5,82
31/10/2014 7:35	31/10/2014 7:55	0,33	51,87	111-117			S-G	8,12
25/01/2015 16:49	25/01/2015 16:57	0,13	52	112-118	3	T-115	R-G	8,15
16/12/2013 23:09	16/12/2013 23:16	0,12	52,98	114-120	3	T-120	R-G	6,87
29/01/2013 13:03	29/01/2013 13:20	0,28	55,21	120-126			T-G	10,08
29/01/2013 13:03	29/01/2013 13:13	0,17	55,21	120-126	3	T-126	T-G	11,48
02/11/2013 13:12	02/11/2013 13:22	0,17	58	126-132			RT-G	7,05
05/05/2014 1:25	05/05/2014 1:43	0,3	64,87	141-147			RS-G	5,99

Elaboración: Propia.

Tabla 20: Resumen de posibles estructuras afectadas por tipo de falla.

DESCRIPCIÓN	TIPO DE FALLA									
	CEBADO DIRECTO			CEBADO INVERSO O DIRECTO						
	R	T	RST	R-G	S-G	T-G	RS-G	RT-G	ST-G	RST-G
Nº DE INTERRUPTIÓN	1	2	3	10	10	8	5	3	4	7
PORCENTAJE DE FALLA POR FASES (%)	1,89	3,77	5,66	18,87	18,87	15,09	9,43	5,66	7,55	13,21
POSIBLES ESTRUCTURAS AFECTADAS			25-31						26-32	21-27
				39-45						27-33
						40-46				37-43
							49-55			
					59-65				56-62	
					61-67			61-67	57-63	
					67-73	66-72				66-72
				81-87				75-81		85-91
		93-99	94-100			92-98	90-96	90-96		
		106-112	107-113		106-112	105-111	103-109		101-107	
				112-118	111-117					
				114-120		120-126		126-132		
PORCENTAJE DE FALLA GLOBAL (%)	11,32			88,68						

Elaboración: Propia.

De las tablas 19 y 20, se deduce; que las interrupciones por descargas atmosféricas, el 11.32% son por falla de apantallamiento y el 88.68% por cebado inverso o contorneo, cuyas posibles estructuras afectadas se encuentran descritas en la tabla 20.

Figura 24: Ubicación gráfica de distancias de impactos de rayo según registro histórico de actuación de relés de la SS.EE. de San Gabán y Mazuko (T01-T79).

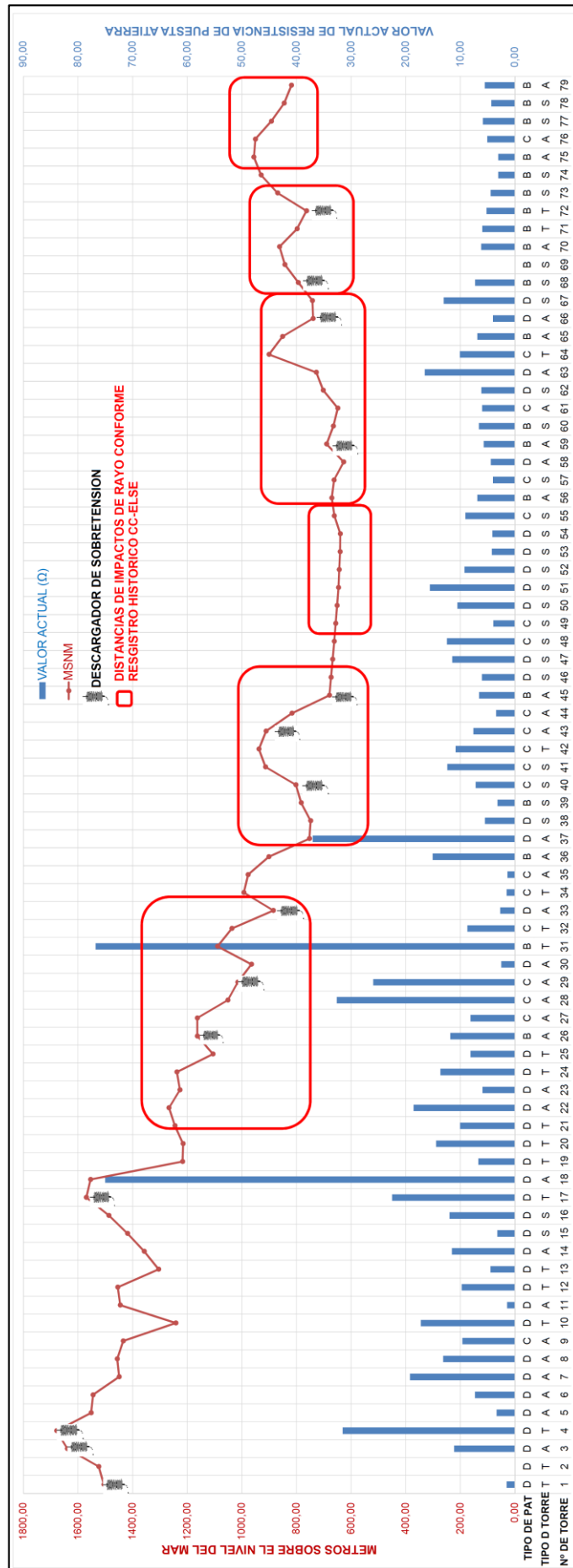
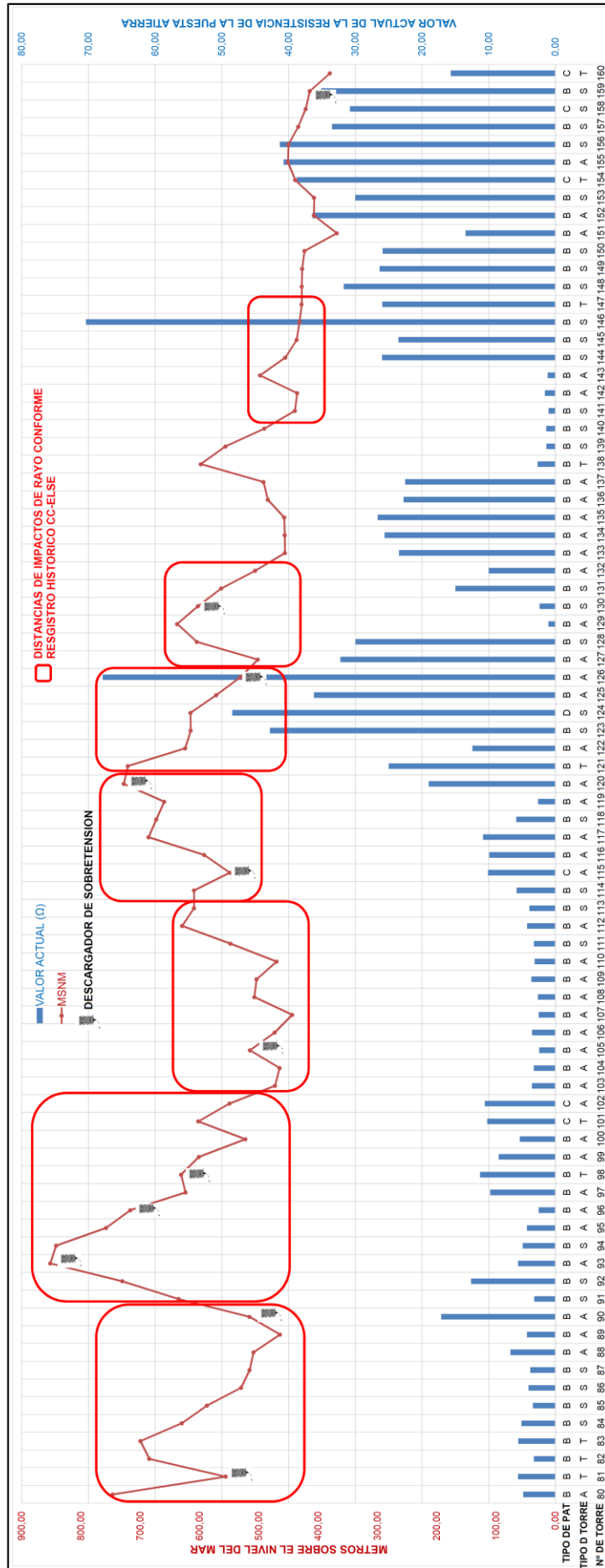


Figura 25: Ubicación gráfica de distancias de impactos de rayo según registro histórico de actuación de relés de la SS.EE. de San Gabán y Mazuko (T80-T160).



Elaboración: Propia.

De las figuras 24 y 25, se puede decir lo siguiente:

Primero. La línea de transmisión San Gabán Mazuko. A un, no cuenta todavía con los dispositivos de protección suficientes para poder mitigar las interrupciones por descargas atmosféricas. Ya que, se tiene registro de interrupción de la línea, en zonas aledañas a las estructuras donde ya se tienen instalados los descargadores de sobretensión.

Segundo. Los descargadores de sobre tensión instaladas en las torres N° 33, 81 y 90, no están cumpliendo su función como corresponde. Ya que, solo hay una probabilidad de disipación de sobretensión del 10 a 5 %, ante una falla de apantallamiento (cebado inverso) o impacto directo (cebado directo) en estructuras anteriores o posteriores a ellos.

4.1.6 MODELAMIENTO EN EL PROGRAMA ATP

4.1.6.1 Implementación de la línea de transmisión

Para la implementación de la línea de transmisión, se tiene una rutina para modelar en el programa ATP, en donde, es necesario ingresar las características de la línea de transmisión, conforme a las tablas 21 y 22. En donde, según el perfil de la línea, se considera terreno ondulado y montañoso.

Tabla 21: Características de la línea L-1014.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
Longitud de la línea de transmisión	km	69,1632
Sección de conductor de fase	mm ²	211
Resistencia DC 20°C (AAAC 211mm ²)	Ω/km	0.15
Radio interior del conductor AAAC	cm	0
Radio exterior del conductor AAAC	cm	0,945
Sección de conductor de guarda (EHS)	mm ²	50
Resistencia DC (EHS 50mm ²)	Ω /km	4.52
Radio interior del conductor EHS-50 mm ²	cm	0
Radio exterior del conductor EHS-50 mm ²	cm	0,4575
Resistividad del terreno (promedio)	Ω-m	1845,54

Fuente: Expediente Técnico Línea de Transmisión en 145 kV San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado y Subestaciones. (2009). Electro Sur Este S.A.A.

Tabla 22: Ubicación de conductores en la estructura.

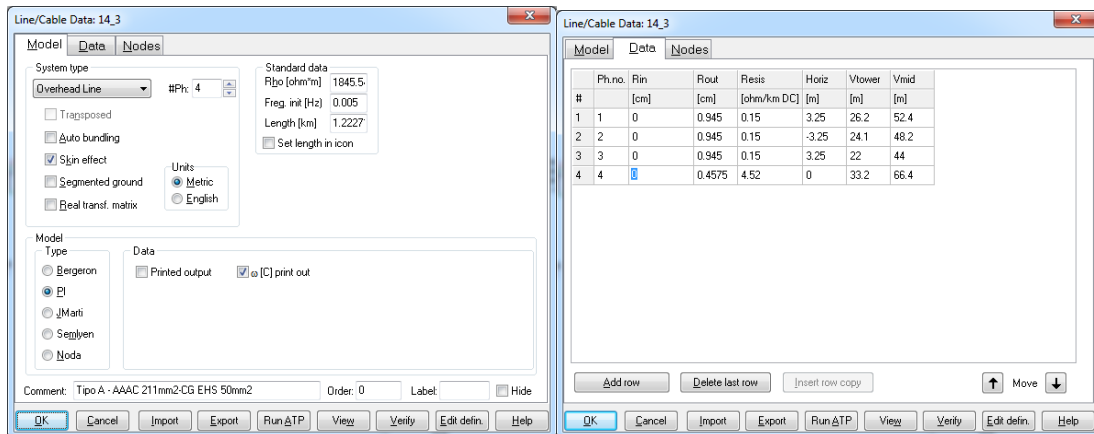
Nº de fase	TORRE TIPO: A+3			TORRE TIPO: T+0			TORRE TIPO: S+3		
	Horiz X(m)	Vtower Y(m)	Vmid (m)	Horiz X(m)	Vtower Y(m)	Vmid (m)	Horiz X(m)	Vtower Y(m)	Vmid (m)
1 (R.)	3,25	26,2	52,4	3,2	27	54	3	24,4	24,4
2 (S)	-3,25	24,1	48,2	3,2	23	46	-3	22,3	22,3
3 (T)	3,25	22	44	3,2	19	38	3	20,2	20,2
4 (CG)	0	33,2	66,4	0	34	68	0	31,2	31,2

Elaboración: Propia.

Modelo de línea LCC

El modelo LCC, es una de las rutinas del programa ATP, en el cual muestra los registros del panel de ingreso de datos de la línea y disposición geométrica de conductores en la estructura:

Figura 26: Panel de ingreso de datos de conductor y su ubicación en la estructura.

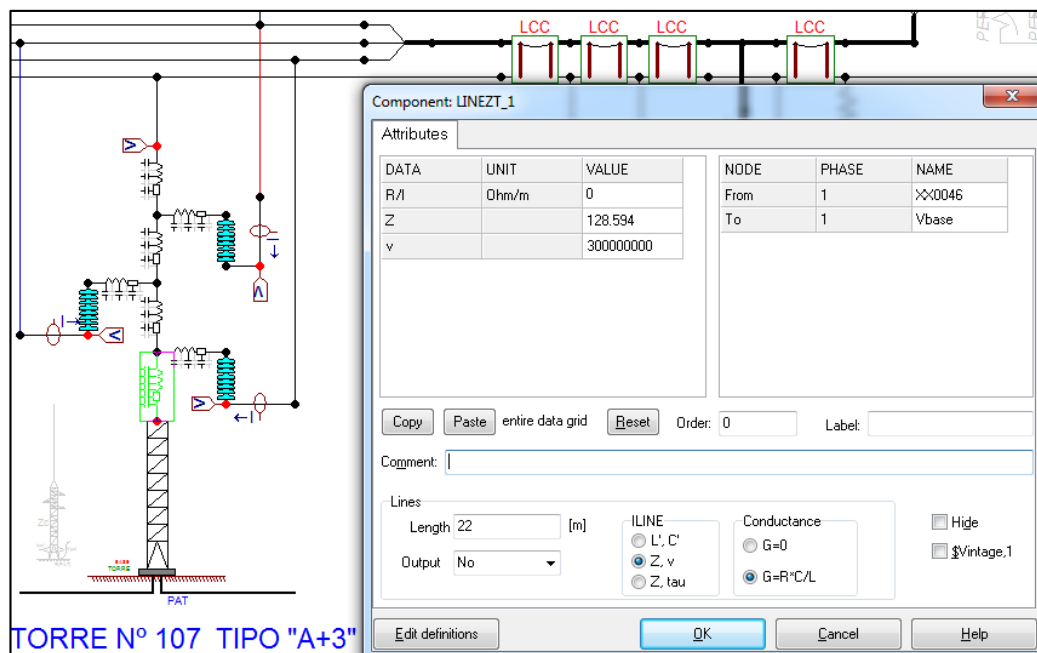


Elaboración: Propia.

4.1.6.2 Implementación de torres

Para esta implementación, se considera el modelo detallado. En donde, se hace un cálculo para cada segmento de la torre, conforme a la ecuación 40 del sustento teórico y se ingresa esos datos al ATP.

Figura 27: Modelo de torre implementado en ATP.



Elaboración: Propia.

Figura 28: Resumen de cálculo de impedancia realizado para torre tipo A+3.

Longitudes en [m]		Impedancias en [Ohm]	
d1= 1,4 3,25 L= 33,2	7	159,248	ZT= 897,673
	3,25	143,362	
	2,1	89,872	
	2,1	89,872	
	22	128,594	
d2= 0,85 d3= 7,4			

Elaboración: Propia.

Figura 29: Resumen de cálculo de impedancia realizado para torre tipo T+0.

Longitudes en [m]		Impedancias en [Ohm]	
d1= 1,6 d2= 1 L= 34	7	151,327	ZT= 919,372
	3,2	132,896	
	4	118,537	
	4	118,537	
	19	132,283	
d3= 6			

Elaboración: Propia.

Tabla 23: Parámetros considerados para implementación del sistema de puesta a tierra.

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
ϵ_0	Permitividad eléctrica del vacío	8,854E-12	F/m
ϵ_r	Permitividad relativa	10	
l	Longitud del contrapeso	20	m
a	Radio del conductor del contrapeso	0,003885	m
d	Profundidad del contrapeso	0,8	m
μ_0	Permeabilidad magnética del vacío	1,257E-06	T*m/A ²
μ_r	Permeabilidad magnética del medio	1	T*m/A ²
ρ	Resistividad del terreno	1845,54	Ω *m
E_0	Gradiente de ionización del suelo	300000	V/m

Elaboración: Propia.

Cálculo de los parámetros del sistema de puesta a tierra

Para el cálculo de los parámetros, se efectúa con las siguientes ecuaciones:

$$C = \frac{\pi * \epsilon_0 * \epsilon_r * l * 1000000}{\ln\left(\frac{2 * l}{\sqrt{2a * d}}\right) - 1}, [\mu F] \dots \dots \dots (Ec. 43)$$

$$L = \frac{\mu_0 * \mu_r * l * 1000}{\pi} * \left(\ln\left(\frac{2 * l}{\sqrt{2a * d}}\right) - 1 \right), [mH] \dots \dots \dots (Ec. 44)$$

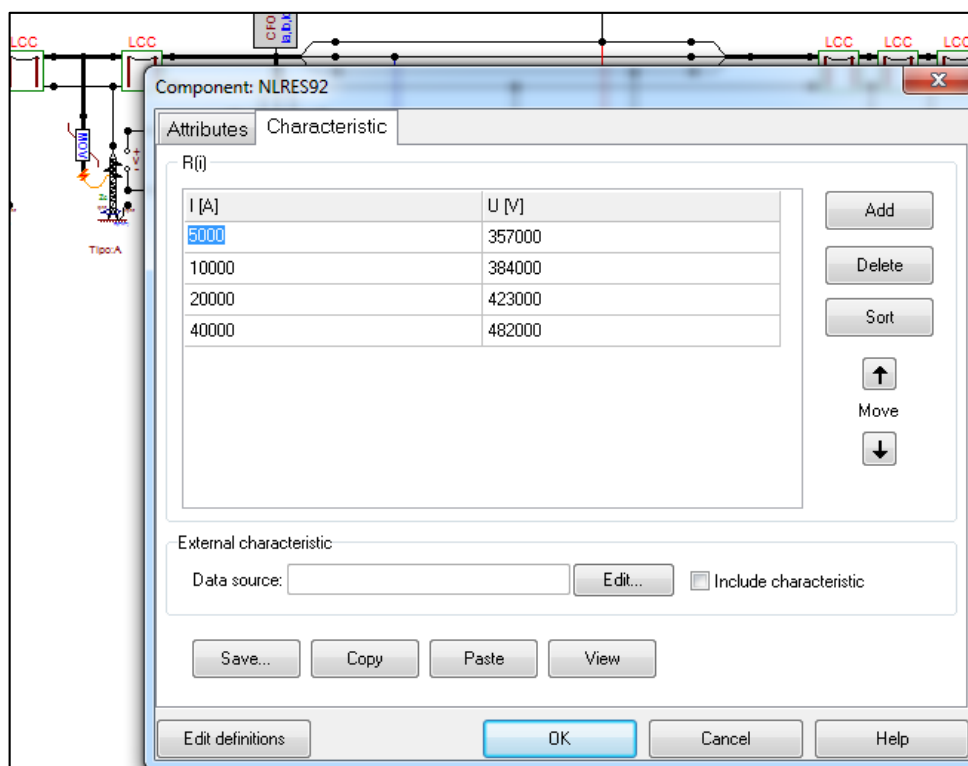
Obteniendo como resultado lo siguiente:

$$C = 0.0010639 \mu F$$

$$L = 0.0418336 mH$$

4.1.6.4 Implementación de descargadores de sobretensión

Dentro de las subrutinas del programa, existe un modelo de descargador de sobretensión, para el cual, se recurrió al catálogo del fabricante y se implementó como se muestra a continuación.

Figura 32: Modelo de descargador de sobretensión.

Elaboración: Propia.

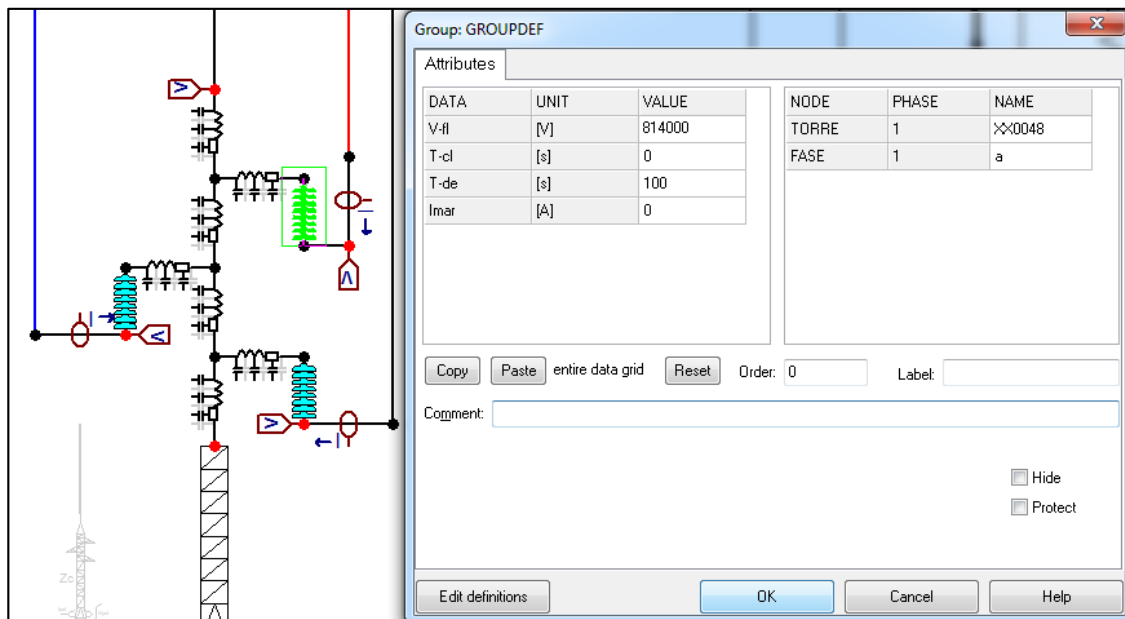
4.1.6.5 Implementación de cadena de aisladores

Dentro de las subrutinas de programa ATP, se encuentra un interruptor controlado por tensión, el cual simulará a la cadena de aisladores. La misma que, para esta evaluación, se deberá considerar los siguientes parámetros:

- V-fl[V]: 814000, Tensión de flameo del aislador, corregido según la altura sobre el nivel del mar(msnm)y temperatura
- T-cl[s]: 0, Tiempo de cierre del interruptor controlado por tensión (forzado)
- T-de[s]: 100, Tiempo de apertura del interruptor controlado por tensión (forzado)
- Imar[A]: 0, Corriente de flameo del interruptor critico

A continuación, se muestra la cadena de aisladores implementada.

Figura 33: Implementación de cadena de aisladores.

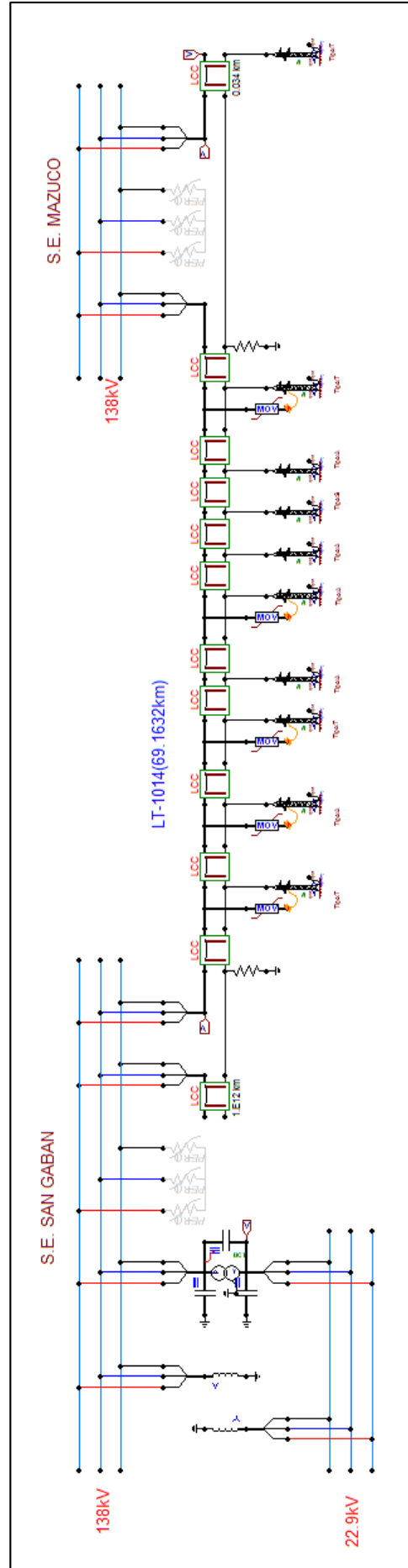


Elaboración: Propia.

4.1.6.6 Resultado de la implementación de la línea de transmisión San Gabán - Mazuko

La línea de transmisión, es desde la S.E. San Gabán hasta la S.E. Mazuko en 138 kV, con un recorrido de 69.1632km, el cual se implementó en el programa ATP, tal como se muestra a continuación.

Figura 34: Implementación de la línea de transmisión San Gabán – Mazuko en ATP.



Elaboración: Propia.

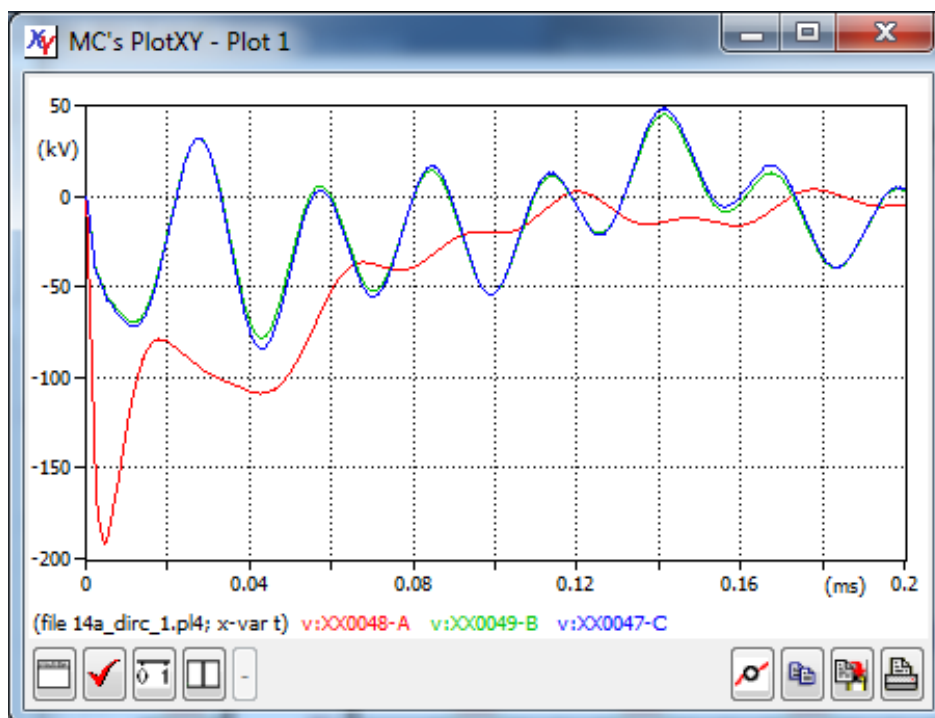
4.1.7 SIMULACIÓN DE CAÍDA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

En esta simulación, se considerará dos casos; cuando haya flameo del aislador y cuando no las haya. Para el cual, se evaluará el comportamiento, en la torre de tipo A+3, N° 107. Estructura posible con mayor incidencia de descargas atmosféricas.

4.1.7.1 Caída de descargas atmosférica en un conductor de fase

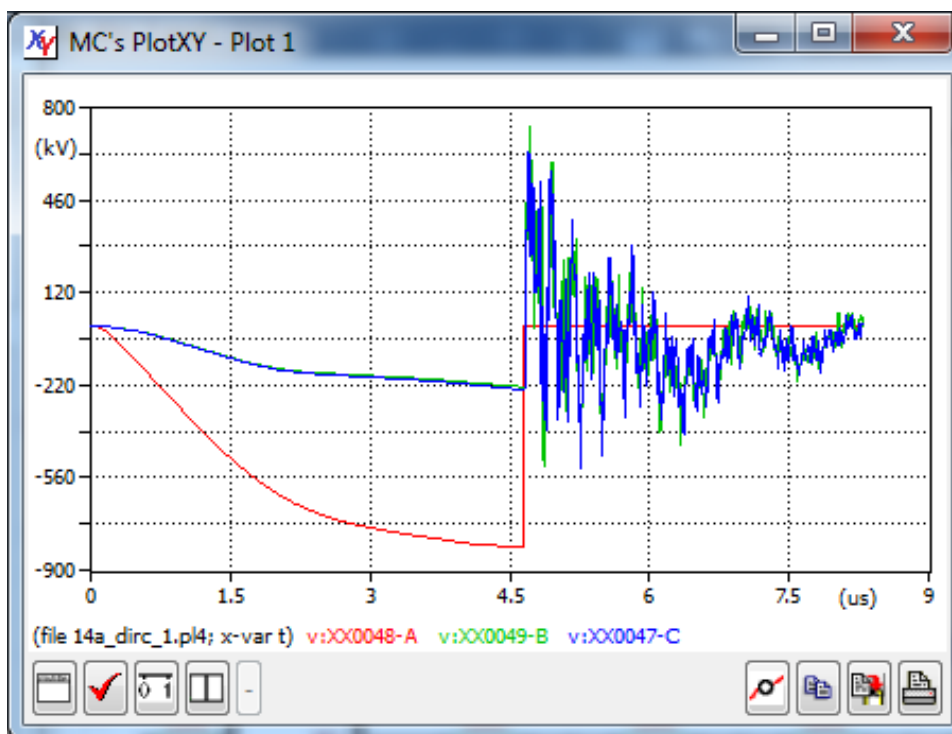
En las figuras 35 y 36, se muestra la simulación realizada a la estructura N° 107 de tipo A+3. En donde la cadena de aisladores no flamea, cuando las sobretensiones originadas por las descargas atmosféricas, no sobrepasa la corriente crítica de flameo de la cadena de aisladores a un cebado directo, con valores menores a 6.368 al 6.423kA. Sin embargo, el valor más alto de sobretensión en la cadena de aisladores se da en la fase A (R ó 1), debido a que, en la simulación, la descarga cayo en la fase A. Pero, cuando la sobrecorriente está dentro del 6.423 hasta 16.803kA, ocurre el flameo de la cadena de aisladores y solo una fase. Finalmente se tiene, el flameo de las tres cadenas de aisladores (fases R, S y T), cuando la corriente de rayo es superior a 16.803kA.

Figura 35: Comportamiento de las cadenas de aisladores para una corriente del rayo de 6.368 kA, en kV.



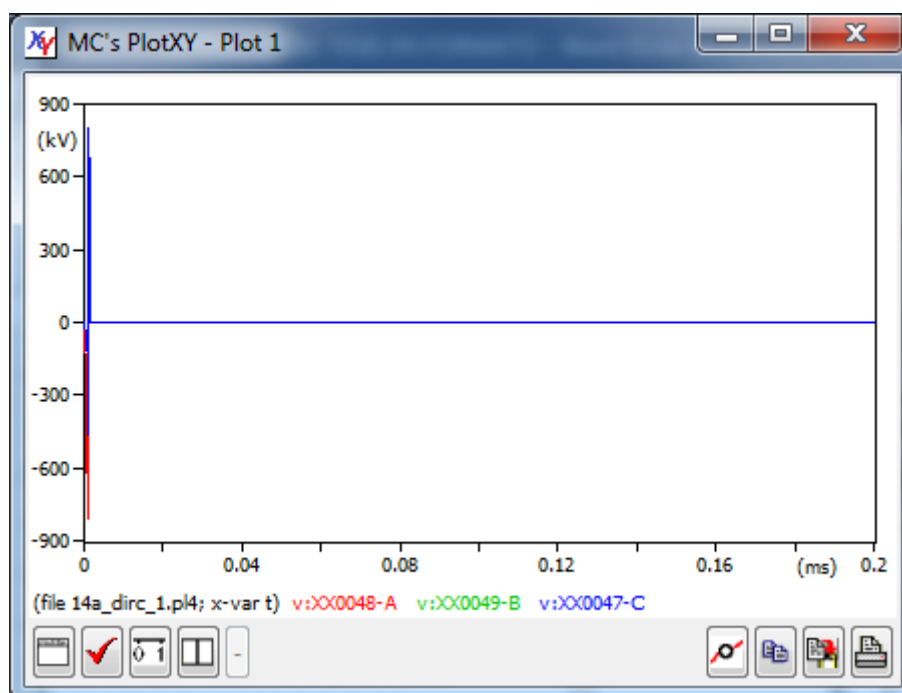
Elaboración: Propia.

Figura 36: Comportamiento de las cadenas de aisladores para una corriente del rayo de 6.423 al 16.803kA, en kV.



Elaboración: Propia.

Figura 37: Comportamiento de las cadenas de aisladores para una corriente del rayo superior al 16.803kA, en kV.

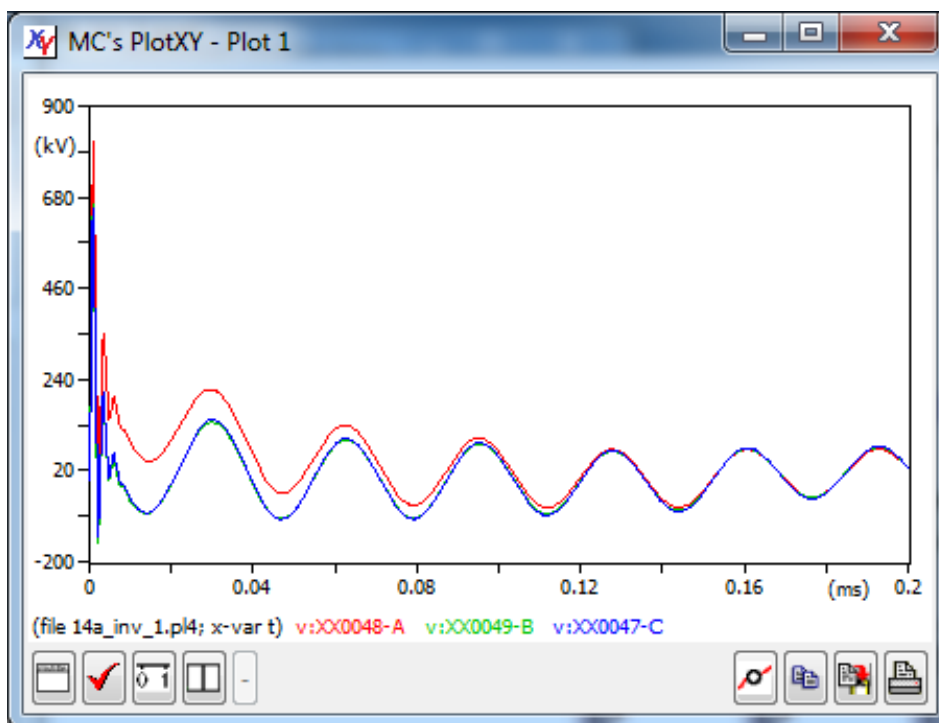


Elaboración: Propia.

4.1.7.2 Caída de descargas atmosférica en el cable de guarda

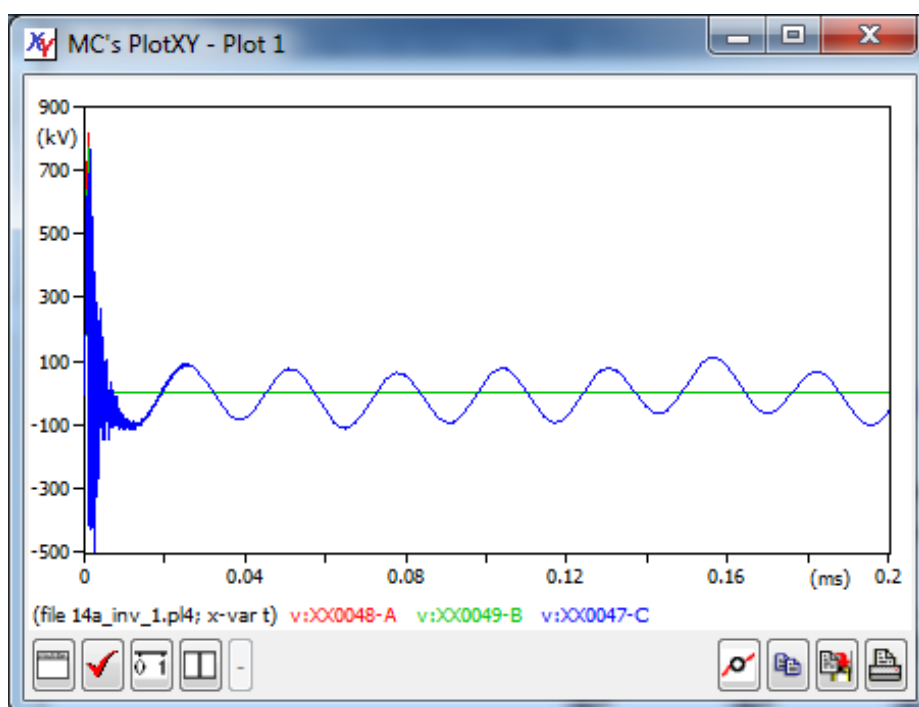
Para esta simulación, se toma la misma estructura como referencia. Es así, que, en las figuras siguientes, se aprecia sobretensiones en los aisladores cuando hay caídas de rayos en la estructura o cable de guarda cerca de la estructura, donde se puede apreciar que las sobretensiones producidas para corrientes; menores a 41.869kA, no producen contorneo por cebado inverso. Mientras, entre 41.869 al 43.308kA, se produce el flameo de la cadena de aisladores de 2 fases (R y S). Pero, mayor a 43.308kA, produce el flameo en las 3 cadenas de aisladores (R, S y T).

Figura 38: Comportamiento de las cadenas de aisladores de las 3 fases para una corriente del rayo menor al 41.869kA, en kV.



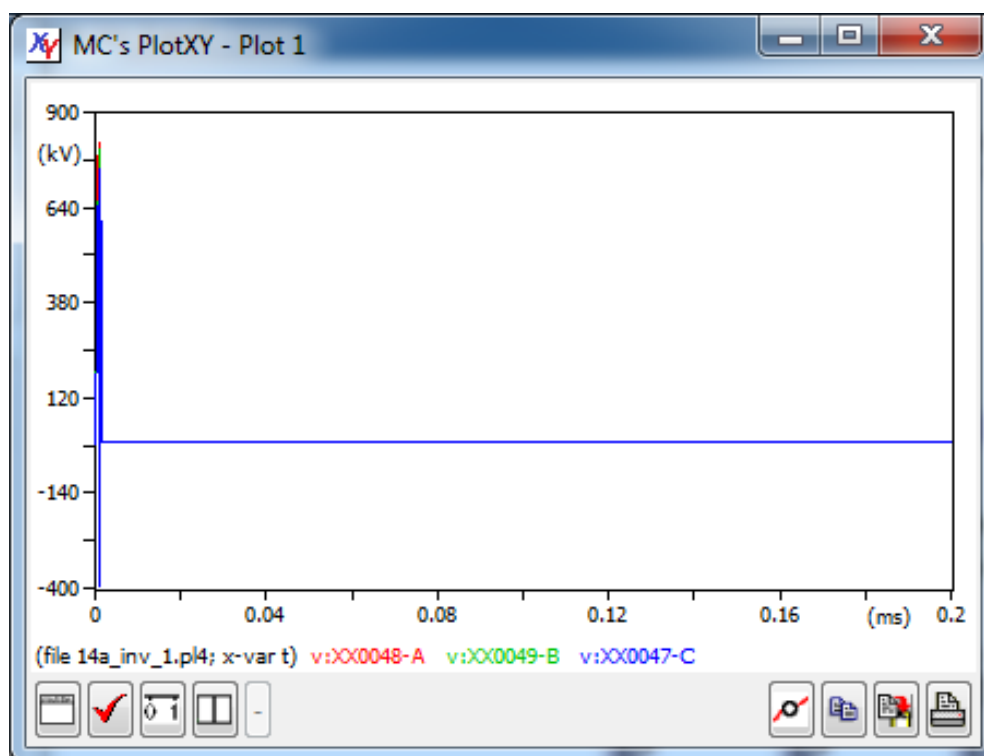
Elaboración: Propia.

Figura 39: Comportamiento de las cadenas de aisladores de las fases R y S para una corriente del rayo entre 41.869 al 43.308kA, en kV.



Elaboración: Propia.

Figura 40: Comportamiento de las cadenas de aisladores de las fases R, S y T para una corriente del rayo mayor al 43.308kA, en kV.



Elaboración: Propia.

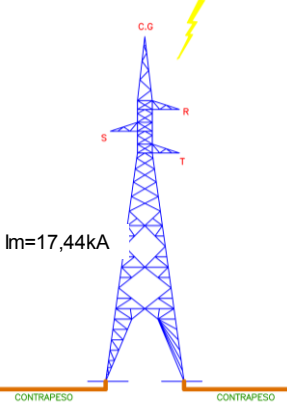
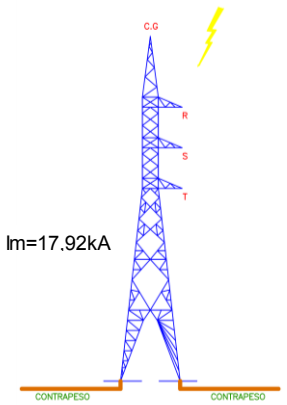
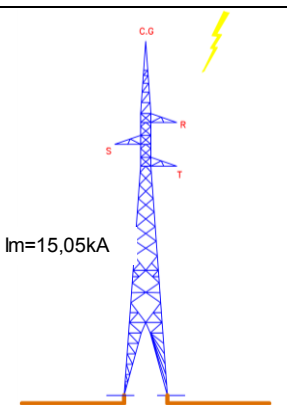
4.1.8 CÁLCULO DE TASAS DE SALIDAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Conforme a lo desarrollado en el sustento teórico, se procede a realizar los cálculos de tasas de salida para la línea de transmisión.

4.1.8.1 Cálculo de corrientes críticas

Para hallar las corrientes críticas de flameo de cadena de aisladores, se simuló y extrajo del programa ATP, en donde, se realizó para diferentes valores de sistema depuesta a tierra. Es así, se llegó a determinar las corrientes críticas. Así también, a partir de esas corrientes se calculó con las formulas del método electrogeométrico, las distancias de exposición para cada una de ellas.

Tabla 24: Resumen de corrientes críticas y distancias de exposición a las descargas atmosféricas, para los 3 tipos de torres.

ESTRUCTURA	Rpat	Resistividad	Ic	Ici	Ric	Rlci	Dc	Dg
	[Ohm]	[Ohm-m]	[kA]	[kA]	[m]	[m]	[m]	[m]
 <p>Torre tipo A+3</p>	2,53	182,63	6,423	41,869	26,799	90,640	4,364	70,120
	10	628,32	6,5	35,6	27,007	81,570	4,376	59,900
	13,11	823,73	6,55	34	27,142	79,168	4,383	58,840
	25	1570,80	6,6	20,2	27,277	56,438	4,389	18,880
	35	2199,11	6,7	16,5	27,545	49,483	4,400	46,370
	50	3141,59	6,8	13,6	27,811	43,641	4,408	41,050
	75	4712,39	7	11,2	28,34	38,466	4,419	36,340
 <p>Torre tipo T+0</p>	5,59	458,88	6,7	33	27,545	77,647	4,334	64,220
	10	628,32	6,7	31	27,545	74,555	4,334	57,420
	13,11	823,73	6,8	30	27,811	72,983	4,349	56,670
	25	1570,80	6,9	25	28,076	64,826	4,362	20,120
	35	2199,11	7,1	22	28,603	59,657	4,381	0,000
	50	3141,59	7,4	19	29,383	54,235	4,393	0,000
	75	4712,39	7,7	16	30,152	48,503	4,389	45,570
 <p>Torre tipo S+3</p>	6,13	2626,37	7,8	55	30,405	108,225	3,697	76,020
	10	628,32	7,8	49	30,405	100,396	3,697	65,600
	13,11	823,73	7,81	45	30,431	94,990	3,694	63,560
	25	1570,80	7,9	32	30,658	76,109	3,670	21,160
	35	2199,11	8	26	30,91	66,500	3,642	0,000
	50	3141,59	8,2	22	31,41	59,657	3,582	0,000
	75	4712,39	8,4	18	31,906	52,362	3,518	0,000

Elaboración: Propia.

Conforme al resumen de la tabla, se procede a realizar el cálculo de la tasa de salida de la línea de transmisión. El cual, consta de los parámetros antes

calculados y ecuaciones expuestas en el sustento teórico. Que, a continuación, se resume los resultados en la siguiente tabla.

Tabla 25: Resumen de tasa de salidas de la línea para diferentes valores de PAT.

LONGITUD DE LA LINEA DE TRANSMISION : 69,1632 KM						
TIPO DE TORRE	RPAT	ND	NInv	Total	Total	TOTAL
	Ohm	Salidas/km-año	Salidas/km-año	Salidas/km-año	Salidas/año, en 100km	Salidas/año-L1014
A+3, Im = 17,44kA	2,53	0,045252	0,132404	0,18	17,77	12,29
	10	0,045011	0,193968	0,24	23,90	16,53
	13,11	0,044846	0,213959	0,26	25,88	17,90
	25	0,04467	0,463579	0,51	50,82	35,15
	35	0,044307	0,536526	0,58	58,08	40,17
	50	0,043912	0,579822	0,62	62,37	43,14
	75	0,04307	0,597712	0,64	64,08	44,32
T+0, Im = 17,92kA	5,59	0,045177	0,227451	0,27	27,26	18,86
	10	0,045177	0,256827	0,30	30,20	20,89
	13,11	0,044998	0,272733	0,32	31,77	21,98
	25	0,044528	0,363886	0,41	40,84	28,25
	35	0,04378	0,425701	0,47	46,95	32,47
	50	0,042489	0,488398	0,53	53,09	36,72
	75	0,041047	0,545203	0,59	58,63	40,55
S+3, Im = 15,05kA	6,13	0,025841	0,062565	0,09	8,84	6,11
	10	0,025841	0,087183	0,11	11,30	7,82
	13,11	0,025781	0,109901	0,14	13,57	9,38
	25	0,025263	0,241735	0,27	26,70	18,47
	35	0,024685	0,344238	0,37	36,89	25,52
	50	0,023523	0,425701	0,45	44,92	31,07
	75	0,022363	0,508412	0,53	53,08	36,71

Elaboración: Propia.

De la tabla, se tiene un promedio de 16.42 salidas al año de la línea de transmisión, a un valor promedio del sistema de puesta a tierra de 13.11Ω.

4.1.9 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para este análisis, se toma en consideración las evaluaciones del capítulo anterior, para el cual, se hace un cruce de datos de resultados. Que, a continuación, describo:

Primero: de las evaluaciones de; cálculo de intensidad máxima de fallo de apantallamiento, ubicación de distancias de descargas atmosféricas según registro histórico de relés y cálculo de corrientes críticas (tablas 15, 20 y 24). Se deduce, que la línea de transmisión tiene un déficit de apantallamiento. Ya que, se tiene corrientes, menores a la intensidad máxima de fallo de apantallamiento, que flamean la cadena de aisladores y en consecuencia la interrupción de la línea.

Segundo: de las evaluaciones de; sistema de puesta a tierra, ubicación de distancias de descargas atmosféricas según registro histórico de relés y cálculo de corrientes críticas (tablas 16, 20 y 24). Se deduce, que la línea de transmisión está siendo afectado por los valores altos del sistema de puesta a tierra ante una caída de rayo al cable de guarda con una corriente incluso menor a la corriente máxima de fallo de apantallamiento.

Tercero: de las evaluaciones de; ubicación de los descargadores de sobretensión y ubicación de distancias de descargas atmosféricas según registro histórico de relés (tablas 18 y 19, y figuras 22 y 23). Se deduce, que en la línea de transmisión los descargadores de sobretensión existentes no son lo suficiente para poder mitigar las interrupciones de descargas atmosféricas, ya que estas inciden a diferentes distancias de la longitud de la línea. Además, se encontró, que lo descargadores de sobretensión de las estructuras N° 33, 81 y 90. Estarían mal ubicadas. Ya que, solo habría una probabilidad de disipación de

sobretensión del 10 a 5 %, ante una falla de apantallamiento (cebado inverso) o impacto directo (cebado directo) en estructuras anteriores o posteriores a ellos. Así también, de la evaluación del cálculo de tasa de salidas de la línea (tabla 25). Se deduce, que los valores de sistema de puesta a tierra en cumplimiento a su valor límite de 25 ohms, según CNE de Suministro, no es suficiente para poder mitigar las interrupciones a un impacto de rayo. Ya que, la exigencia según OSINERGMIN Procedimiento 035, es de 2.075 Salidas/Año –Línea. Y conforme a la simulación realizada con el ATP, ninguno de los tres tipos de torre cumpliría por más que el valor del sistema de puesta a tierra se aproxime a cero. Y finalmente, de las evaluaciones de; número de interrupciones no programadas tabla 5 y cálculo de tasas de salida de la línea de transmisión tabla 25. Se comprueba el desempeño actual de la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko ante descargas atmosféricas. Siendo un promedio de 15 salidas al año según la tabla 5 (caso real) y un promedio de 16.42 salidas al año a un valor promedio del sistema de puesta a tierra de 13.11Ω según las tablas 16 y 25 (simulación en el ATP).

4.1.10 PLAN DE SOLUCIÓN

Para el plan de solución, se tiene en cuenta la tasa de salida máximas permitidas para línea de transmisión, calculada conforme a la ecuación siguiente:

$$N_{\max} \leq \frac{3L}{100} \dots\dots\dots(\text{Ec. 45})$$

Donde:

N_{\max} : Tasa de salida máxima permitida.

L: Longitud de la línea de transmisión.

Tabla 26: Tasa de salida máxima por descargas atmosférica L-1014.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	TENSIÓN (KV)	LONGITUD (KM)	TASA DE SALIDA MÁXIMA (SALIDAS/AÑOS-LÍNEA)
L-1014	138	69,1632	2,075

Fuente: OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD, Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN.

4.1.10.1 Mejoramiento de apantallamiento de la línea

Conforme al primer análisis de resultados, para el mejoramiento de apantallamiento se tendría que rediseñar o cambiar los tipos de estructura que se tiene en la línea, con la finalidad de aumentar la distancia crítica del cable de guarda como se puede apreciar en el sustento teórico (ver figuras 7 y 8), incorporando un cable de guarda más. Para el cual, de hecho, sería muy costoso. Ya que, requiere la disponibilidad de la línea desenergizada en un tiempo muy prolongado y a su vez dependería mucho de la disponibilidad de rediseño del tipo de estructura para su modificación o montaje de una nueva estructura. Motivo por el cual, no es una solución viable ni factible. Sin embargo, para poder mitigar las corrientes incidentes al conductor de fase por falla de apantallamiento, se tiene los **descargadores de sobretensión**. Que, cuando se presenta una sobretensión que excede su valor de operación su impedancia decae drásticamente comportándose como un cortocircuito, drenando así la corriente de la descarga y reduciendo el nivel de la sobretensión a valores mínimos, limitando el esfuerzo que debe soportar el aislamiento del equipo y protegiéndolo contra flámeos directos e inversos. Más adelante se plantea los descargadores de sobretensión, como una solución definitiva.

4.1.10.2 Mejoramiento de sistema de puesta a tierra

Conforme al segundo análisis de resultados, se puede apreciar en la tabla 25. El sistema de puestas a tierra, influyen de manera importante en la tasa de salida de las líneas de transmisión, pero no se logra solucionar la tasa de salidas conforme la solicitud en la tabla 26.

Por lo tanto, el mejorar el sistema de puestas a tierra, no es suficiente para corregir la problemática de las salidas de la línea de transmisión. Sin embargo, no se descarta, el mejorar el sistema de puesta a tierra, agregando contrapesos con cemento conductor, teniendo en cuenta las formas que se muestra en la figura 18, y obteniendo un valor máximo de 25Ω , en estructuras que no se tiene propuesto la instalación de descargadores de sobretensión. Que eso, conllevara a reducir la tasa de flameo inverso.

4.1.10.3 Implementación de descargadores de sobretensión

Conforme al tercer análisis de resultados, y al sustento teórico, para corregir la problemática de la línea de transmisión y a la vez disminuir de forma inmediata y conveniente las tasas de salida de la línea L-1014, no queda otra, de implementar los descargadores de sobretensión de la misma o mejor característica de lo que se tiene instalado.

Para esta implementación, se tiene en cuenta la evaluación de registro histórico de distancias de descargas atmosféricas en la línea de transmisión según actuación de relés (figuras 24 y 25, y tabla 20). Y así también, la tasa más alta de salidas (tabla 25).

En la siguiente tabla, se muestra el listado de estructuras, donde debe ser instalados los descargadores de sobretensión, que suma un total de 252 unidades, en 84 estructuras.

Tabla 27: Resumen de ubicación de descargadores de sobretensión.

Nº de Torre	Tipo de torre	Fase R (Superior)	Fase S (Media)	Fase T (Inferior)	Subtotal	Nº de Torre	Tipo de torre	Fase R (Superior)	Fase S (Media)	Fase T (Inferior)	Subtotal
21	T	1	1	1	3	84	S	1	1	1	3
22	A	1	1	1	3	85	S	1	1	1	3
23	A	1	1	1	3	86	S	1	1	1	3
24	T	1	1	1	3	87	S	1	1	1	3
25	T	1	1	1	3	88	A	1	1	1	3
27	A	1	1	1	3	91	S	1	1	1	3
28	A	1	1	1	3	92	S	1	1	1	3
30	A	1	1	1	3	94	S	1	1	1	3
31	T	1	1	1	3	95	A	1	1	1	3
32	T	1	1	1	3	99	A	1	1	1	3
37	A	1	1	1	3	100	A	1	1	1	3
38	S	1	1	1	3	101	T	1	1	1	3
39	S	1	1	1	3	104	A	1	1	1	3
41	S	1	1	1	3	106	A	1	1	1	3
42	T	1	1	1	3	107	A	1	1	1	3
44	A	1	1	1	3	108	A	1	1	1	3
49	S	1	1	1	3	109	A	1	1	1	3
50	S	1	1	1	3	110	A	1	1	1	3
51	S	1	1	1	3	111	S	1	1	1	3
52	S	1	1	1	3	112	A	1	1	1	3
53	S	1	1	1	3	113	S	1	1	1	3
54	S	1	1	1	3	114	S	1	1	1	3
55	S	1	1	1	3	116	A	1	1	1	3
56	A	1	1	1	3	117	A	1	1	1	3
57	S	1	1	1	3	118	S	1	1	1	3
58	A	1	1	1	3	119	A	1	1	1	3
60	S	1	1	1	3	121	T	1	1	1	3
61	A	1	1	1	3	122	A	1	1	1	3
62	S	1	1	1	3	123	S	1	1	1	3
63	A	1	1	1	3	124	S	1	1	1	3
64	T	1	1	1	3	125	A	1	1	1	3
65	A	1	1	1	3	127	A	1	1	1	3
69	S	1	1	1	3	128	S	1	1	1	3
70	A	1	1	1	3	129	A	1	1	1	3
71	T	1	1	1	3	131	S	1	1	1	3
75	A	1	1	1	3	132	A	1	1	1	3
76	A	1	1	1	3	142	A	1	1	1	3
77	S	1	1	1	3	143	A	1	1	1	3
78	S	1	1	1	3	144	S	1	1	1	3
79	A	1	1	1	3	145	S	1	1	1	3
82	T	1	1	1	3	146	S	1	1	1	3
83	T	1	1	1	3	147	T	1	1	1	3
Subtotal por tipo de torre:				A	111	T	39	S	102	Total:	252

Elaboración: Propia.

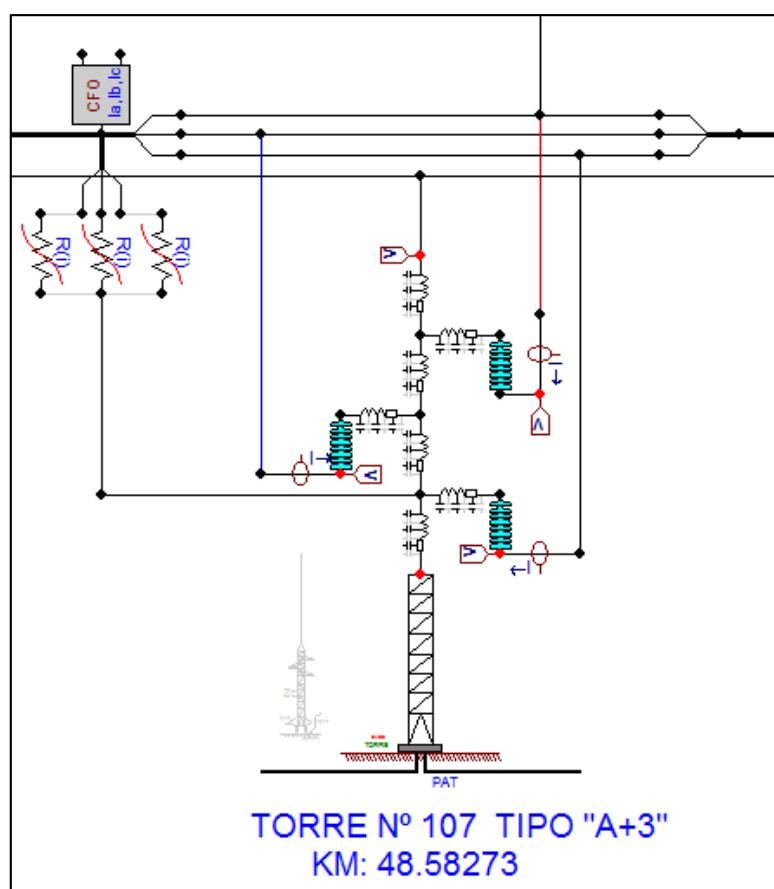
4.1.10.3.1 Características de descargador de sobretensión

Las características del descargador de sobretensión se toman de referencia lo mismo de lo ya instalados, cuyas características se encuentra en la tabla 17.

4.1.10.3.2 Implementación de descargadores de sobretensión en ATP

La implementación en el programa ATP, se ha realizado para los tres tipos de estructura, conforme a las subrutinas existentes dentro del programa, el cual se muestra a continuación.

Figura 41: Implementación de descargadores de sobretensión.



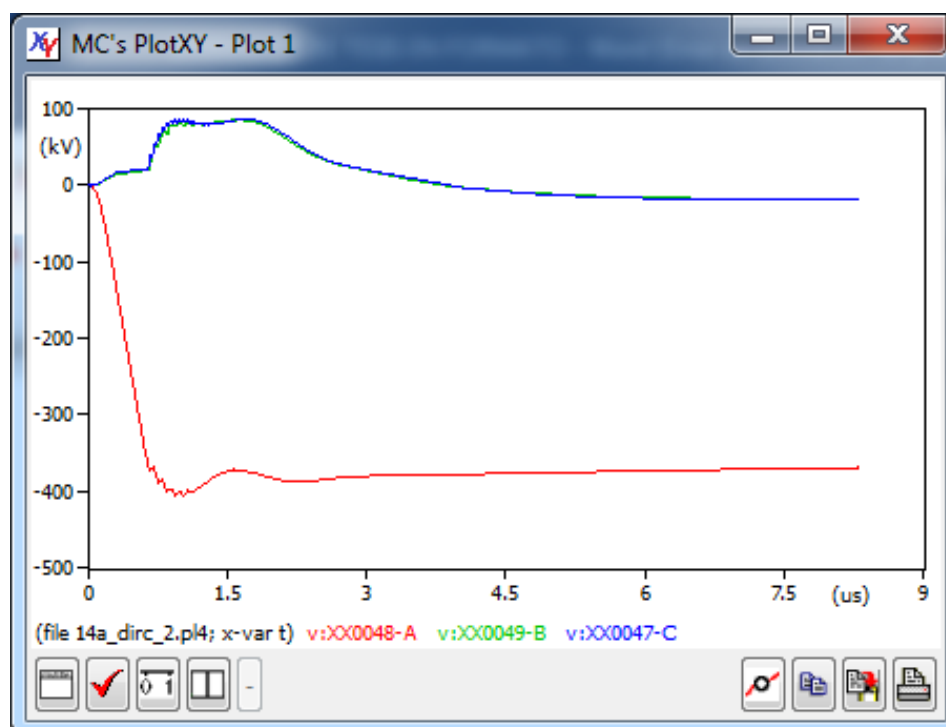
Elaboración: Propia.

4.1.10.3.3 Simulación con descargadores de sobretensión en ATP

En esta simulación, se realiza con un valor del sistema de puesta a tierra de 25 ohms, valor máximo solicitado por el CNE-Suministro, resistividad promedio del terreno de 1845,54 ohm-m y así también, se toma en cuenta las corrientes máximas de falla de apantallamiento como valor límite para esta simulación en caso de una descarga atmosférica directa al conductor de fase.

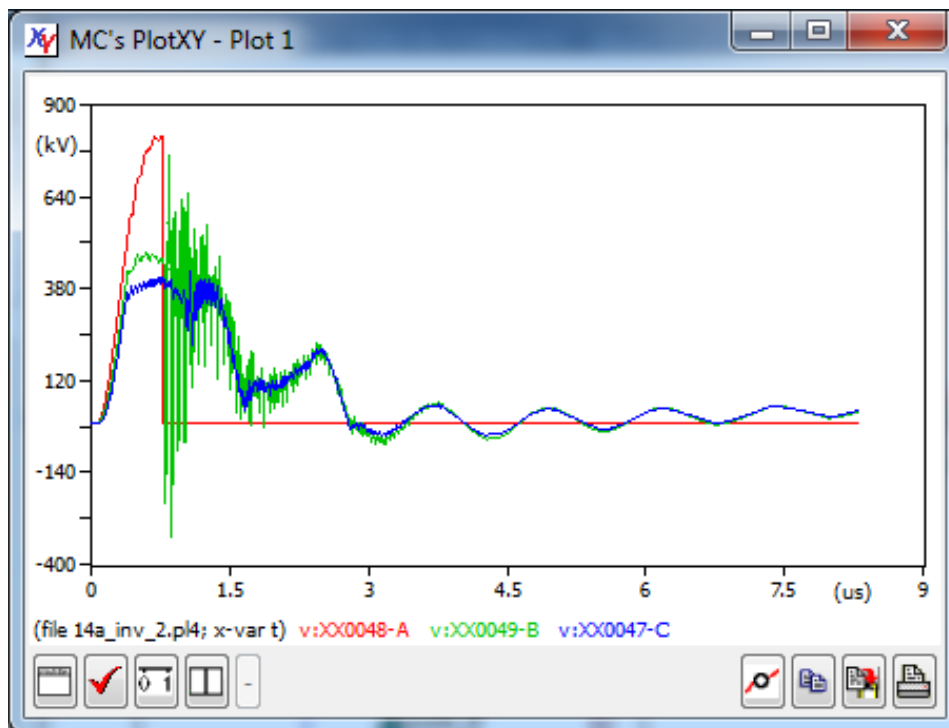
Realizada la simulación se tiene que; a una descarga atmosférica con una corriente de 18kA, no logra a flamear la cadena de aisladores de la fase expuesta. De igual forma, se procede a la simulación a una descarga atmosférica que impacta al cable de guarda. En donde, a una corriente de 77kA logra a flamear la cadena de aisladores de la fase superior (fase R).

Figura 42: Simulación de cadena de aisladores a una corriente mayor a la corriente máxima de falla de apantallamiento.



Elaboración: Propia.

Figura 43: Cebado de la cadena de aislador a una corriente superior de 76kA.



Elaboración: Propia.

4.1.10.3.4 Resultados de la simulación y cálculo de tasas de salida con implementación de descargadores de sobretensión

Siguiendo el mismo procedimiento del caso anterior para los tres tipos de estructura, se tiene los resultados que conllevará a cumplir lo solicitado por el procedimiento 035.

Tabla 28: Resumen de resultados de la simulación y cálculo de tasas de salida con implementación de descargadores de sobretensión.

ESTRUCTURA	LONGITUD DE LA LINEA DE TRANSMISION :						69,1632 KM			
	RPAT	Resistividad	lc	lci	Rlc	Rci	ND	NInv	Subtotal	TOTAL
	Ohm	Ohm-m	kA	kA	m	m	Salidas/ km-año	Salidas/ km-año	Salidas/ km-año	Salidas/año- L1014
A+3, Im = 17,44kA	25	1845,54	>Im	77	-	134,682	0	0,01046	0,01046	0,723
T+0, Im = 17,92kA	25	1845,54	>Im	60	-	114,522	0	0,01208	0,012078	0,835
S+3, Im = 15,05kA	25	1845,54	>Im	95	-	154,387	0	0,01165	0,01165	0,805

Elaboración: Propia.

Comparando las tablas 25 y 28, se tiene una clara reducción de tasas de salida para los tres tipos de estructura cuando se implementan los descargadores de sobretensión. Así también, conforme a la tabla 7, se deduce estadísticamente la indisponibilidad de la línea en horas, que, a continuación, se muestra en la tabla.

Tabla 29: Resultados de reducción de tasa de salidas con descargadores de sobretensión y mejoramiento de sistema de puesta a tierra.

ESTRUCTURA	TOLERANCIA (SEGÚN OSINERGM IN N° 035-2013-OS/CD)	RPAT Ω	SALIDAS/AÑO-L1014		INDISPONIBILIDAD L1014 (HORAS)		DESEMPEÑO (SALIDAS/TOLERANCIA. %)		REDUCCIÓN DE SALIDAS
			ANTES	DESPUES	ANTES	DESPUES	ANTES	DESPUES	
A+3, Im = 17,44kA	2,075	13,11	17,900	0,723	12,35	0,50	863%	35%	95,96%
	2,075	25	35,152	0,723	24,25	0,50	1694%	35%	97,94%
T+0, Im = 17,92kA	2,075	13,11	21,980	0,835	15,17	0,58	1059%	40%	96,20%
	2,075	25	28,247	0,835	19,49	0,58	1361%	40%	97,04%
S+3, Im = 15,05kA	2,075	13,11	9,380	0,805	6,47	0,56	452%	39%	91,41%
	2,075	25	18,466	0,805	12,74	0,56	890%	39%	95,64%
PROMEDIO L-1014/AÑO	2,075	13,11	16,42	0,79	11,33	0,54	791%	38%	95%
	2,075	25	27,29	0,79	18,83	0,54	1315%	38%	97%

Elaboración: Propia.

4.2 DISCUSIÓN

Se analizan y explican los resultados, y comparan con los conocimientos previos. Que a continuación, describo:

La línea de transmisión tiene un déficit de apantallamiento. Ya que, se tiene ángulos de blindaje de; 24.9, 24.6 y 23.8 grados respecto al conductor de la fase más crítico y, en consecuencia, a corrientes de descargas atmosféricas menores a; 17.44, 17.92 y 15.05kA, para estructuras de tipo anclaje, terminal y suspensión consecutivamente. Logran impactar directamente al conductor de fase, causando la interrupción de la línea de transmisión. Es así, conforme a esto, se realiza la comparación con lo obtenido por Soto y Trelles (2006). Donde

concluye; que las estructuras analizadas con ángulos de blindaje existentes entre 9 y 10 grados, presentan blindaje efectivo, es decir, no están sujetas a flameos por fallas de blindaje, mientras que las estructuras que tienen ángulos de blindaje de 25 grados ya no presentan blindaje efectivo y típicamente estarán sometidas a índices de flameos por descargas atmosféricas que penetran el blindaje, es decir aquellas descargas que terminan directamente en los conductores de fase. Motivo por el cual, se determina que se tiene un mal diseño de las estructuras y tendría que rediseñarse la estructura para superar este déficit. Por otra parte, OSINERGMIN 035 (2013). Menciona; si bien el criterio para instalar cables de guarda, es evitar la falla de la línea por impactos directos, no es técnica y económicamente posible evitar que rayos de pequeña amplitud si eludan el blindaje. Es así, que, con este criterio, se plantea una solución como es la instalación de descargadores de sobretensión para prevenir la descarga cuando reciben el impacto directo de una descarga atmosférica y permitir el recierre exitoso de la línea ante la falla del descargador de sobretensión.

La línea de transmisión está siendo afectado por los valores altos del sistema de puesta a tierra. Ya que, se encontró valores superiores a 25Ω en 27 estructuras. Esto en consecuencia, por el deterioro del sistema de puesta a tierra a falta de mantenimiento y alta resistividad de terreno en la zona. Debido a esto, se tiene que, a una caída de rayo al cable de guarda con una corriente incluso menor a la corriente máxima de fallo de apantallamiento, se tiene, la interrupción de la línea de transmisión por cebado inverso. Y realizando la comparación con lo obtenido por Corrella y Montes (2008). Donde concluye; que la resistencia de pie de torre no puede ser tan grande, ya que la descarga al no drenarse por la

malla de tierra retorna por la torre, yéndose a los apoyos de las fases y si el valor de sobretensión supera la rigidez dieléctrica de los aisladores, éste se rompe y la corriente provocada por la sobretensión pasa a la fase ocasionando graves disturbios en el sistema. Es así, en concordancia a la descripción de referencia, se recomienda realizar el mejoramiento del sistema de puesta a tierra en estructuras que no se tiene instalado los descargadores de sobretensión, teniendo en cuenta, las formas que se muestra la figura 18.

La evaluación del desempeño de la línea de transmisión 138 kV San Gabán Mazuko ante descargas atmosféricas, tiene un promedio de 15 salidas al año según la tabla 5 (caso real) y un promedio de 16.42 salidas al año a un valor promedio del sistema de puesta a tierra de 13.11Ω según las tablas 16 y 25 (simulación en el ATP). El cual, comprueba el comportamiento actual de la línea, cuya diferencia es explicable, porque se tiene instalado en diferentes estructuras de la línea de transmisión los descargadores de sobretensión, el cual estarían mitigando los impactos de rayo ocurridas en diferentes puntos de la línea. Sin embargo, los valores de salidas al año, superan las tolerancias establecidas por el ente supervisor. Razón por el cual, se realizó la implementación de descargadores de sobretensión, en zonas de mayor incidencia de descarga atmosféricas conforme a las figuras 22 y 23, datos obtenidos de registro de actuación de relé de distancia visto desde la Subestación Eléctrica de San Gabán, obteniendo previa simulación en el ATP resultado favorable de 0.79 salidas al año de la línea con una indisponibilidad de 0.54 horas. Con el cual, se cumple con lo especificado en el procedimiento 091 del OSINERGMIN, en donde la tolerancia máxima es; 4 fallas, y de 6 horas de indisponibilidad de la línea L-

1014 en un año. Y comparando con lo obtenido por Sosa, L. (2012). Donde concluye; que la instalación de descargadores puede ser un complemento aplicable en zonas críticas en donde con técnicas convencionales como la reducción de resistencia de puesta a tierra no se ha logrado un desempeño adecuado, debido a factores tales como: elevados valores de resistividad de suelo, características geográficas de emplazamiento de la línea, índice ceraúnico elevado, o combinación de estos. Y, realizar un seguimiento y registro de la actuación de las protecciones es de fundamental importancia para el estudio de eventos en las LT's ante descargas atmosféricas y para la determinación de las zonas críticas. Es así, en concordancia a la descripción de referencia, se recomienda la instalación de los descargadores de sobretensión, conforme a la tabla 27.

V. CONCLUSIONES

PRIMERO: La evaluación del desempeño de la línea de transmisión permitió conocer. Que, la implementación de 252 descargadores de sobretensión y el mejoramiento de sistema de puesta a tierra, mejora el performance, debido a las interrupciones por descargas atmosféricas. Donde, el desempeño mejora del 791% al 38% siendo lo ideal el 0% de salidas por descargas atmosféricas. Así también, la tasa de fallas de la línea de transmisión, logra disminuir un promedio 95%, de un valor promedio de 16.42 Salidas/Año-L1014 a un valor promedio de 0.79 Salidas/Año-L1014 y en relación al tiempo de indisponibilidad de la línea de transmisión, con el valor de 0.79 Salidas/Año-L1014, se tiene estadísticamente que, esta interrupción hará indisponible a la línea por un tiempo máximo de 0.54 horas. Con el cual, se cumple con lo especificado en el procedimiento 091 del OSINERGMIN, en donde la tolerancia máxima es; 4 fallas, y de 6 horas de indisponibilidad de la línea L-1014 en un año.

SEGUNDO: La evaluación permitió conocer la raíz del mal desempeño de la línea de transmisión ante descargas atmosféricas, como es; la falla de apantallamiento para corrientes menores de 17.44, 17.92 y 15.05kA para estructuras de tipo Anclaje, Terminal y Suspensión consecutivamente, y valores altos del sistema de puesta a tierra en 27 estructuras.

TERCERO: La evaluación permitió proponer alternativas para mejorar el desempeño de la línea de transmisión como es; la implementación de descargadores de sobretensión y mejoramiento del sistema de puesta a tierra, con un análisis fundamentado en el programa ATP.

VI. RECOMENDACIONES

PRIMERO: Se recomienda instalar 252 descargadores de sobretensión conforme a la tabla 27 y mejorar el sistema de puesta a tierra obteniendo un valor máximo de 25Ω en estructuras donde no se tiene propuesto la instalación de descargadores de sobretensión para disminuir las interrupciones por flameo inverso, y de esta forma cumplir lo especificado en el procedimiento 091 del OSINERGMIN.

SEGUNDO: Se recomienda realizar un estudio de apantallamiento de la línea, para ver su viabilidad y factibilidad.

TERCERO: Se recomienda la implementación de descargadores de sobretensión conforme a un dimensionamiento de las características actuales de la línea y nuevos descargadores de sobretensión existentes en el mercado. Así también, para el mejoramiento del sistema de puesta a tierra, se sugiere tener en cuenta, las formas que se muestra la figura 18, realizar un estudio para obtener la longitud efectiva de los contrapesos o método que se implante de acuerdo a una nueva medición de resistividad de terreno.

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Amaro Sanchez, O. J., & Ortíz Rivera, H. M. (2011). Metodología para la optimización en la aplicación de apartarrayos en líneas de 400 kV. Mexico: Instituto Politecnico Nacional.
- Blanco, M. C., & Vasquez, C. L. (2005). Efectos de las descargas atmosféricas. Venezuela: Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre.
- Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation. (1964). Electrical Transmission and Distribution Reference Book. Fourth edition. United States of America.
- Corrella Rocha, J. A., & Montes Cruz, I. (4 de Junio de 2008). Desempeño de líneas de transmisión de 400 kV ante transitorios debido a descargas atmosféricas utilizando ATP. México: Instituto Politécnico Nacional - Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.
- Electro Sur Este S.A.A. (2009). Expediente Técnico Línea de Transmisión en 145 kV San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado y Subestaciones. Cusco, Perú.
- Grainger, J. J., & Stevenson Jr., W. D. (1996). Analisis de Sistemas de Potencia. Mexico: Mc Graw Hill.
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. (2010). Metodología de la investigación. Quinta Edición. Mexico: Mc Graw Hill.
- Martinez Velasco, Juan A;. (2008). Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión (Primera Edición ed.). España: McGraw-Hill/Interamericana de España S.A.U.
- MEGABRAS. (2013). Manual de uso Telurómetro digital de alta frecuencia TM-25R.
- Mejía Villegas S.A. (2003). Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. 2da edición. Colombia.
- Ministerio de Energía y Minas. (2011). Código Nacional de Electricidad - Suministro. Lima, Perú.
- OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD. (14 de Marzo de 2013). Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN. Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN. Lima, Perú.

- OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD. (s.f.). Anexo 1.1.1. Criterios de Diseño de Sistemas de Transmision. Procedimiento de Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN. Lima, Perú.
- OSINERGMIN N° 091-2006-OS/CD. (6 de Marzo de 2006). Procedimiento para Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión. Lima, Perú.
- OSINERGMIN N° 175-2012-OS/CD. (16 de Agosto de 2012). Modificación al "Procedimiento para Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión", Aprobado por Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 091-2006-OS/CD. Lima, Perú.
- Rangel Contreras, R. d. (2003). Cálculo de la evaluación de la tasa de salidas forzadas de una línea de transmisión. Mérida , Venezuela: Universidad de los Andes.
- Sosa Almirón, Luis Antonio. (20 de Setiembre de 2012). Técnica no convencional utilizando descargadores de ZnO, aplicables en la mejoría de desempeño de las líneas de transmisión del SIN, ante sobretensiones de frente rapido. Paraguay: ANDE, Administración Nacional de Electricidad - X Seminario del sector Eléctrico Paraguayo - CIGRE.
- Soto Lima, M. I., & Trelles Ordóñez, W. V. (Noviembre de 2006). Programa digital para el estudio y simulación del cálculo de fallas por apantallamiento y flameo inverso en líneas de transmisión. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional - Escuela de Ingeniería.
- Tyco Electronics. (s.f.). Bowthorpe EMP Transmission Surge Arrester TLA4C-144.
- Yanque M, J. (2004). Alta Tensión y Técnicas de Pruebas de Laboratorio. UNI - FIEE Notas del Curso.

ANEXOS

ANEXO 1: CÁLCULO DE TASA DE SALIDAS L-1014.

$I_m := 17.44$ Corriente maxima de fallo de apantallamiento, de los calculos en Excel en [kA]

$L := 69.1632$ Longitud de la linea de transmision, en [km]

$nc := 2.6$ Parametros para la distribucion de la probabilidad, de que el pico del rayo exeda a un determinado valor "I", segun norma IEEE Std 140-1997, Para lineas de transmision $nc=2.6$; para subestaciones: $nc=2.2$ y $I50=20kA$

$I50 := 31$

$P(I) := \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I50}\right)^{nc}}$ Probabilidad de que el pico exeda a un determinado valor "I", [adimencional]

$f(I) := \frac{nc}{I50^{nc}} \cdot \frac{I50^{nc-1}}{\left[1 + \left(\frac{I}{I50}\right)^{nc}\right]^2}$ Densidad de Probabilidad de que el pico exeda a un determinado valor "I", en [1/kA]

$Td := 60$ Nivel isoceraunico de la zona estudiada, libro de JUSTO YANQUE, en [Descargas/km2-año]

$Ng := 0.04 \cdot (Td)^{1.25} = 6.679578$ Densidad de descargas, en [rayos/km2-año]

a. Tasa de salidas por cebado directo:

$I_c := 6.423$ Corriente critica de cebado directo del aislador, calculada en el programa ATP, en [kA]

$D_c := 4.364$ Distancia horizontal de exposición, de conductor de fase con la corriente critica, calculada con el metodo electrogeométrico en [m]

$N_d := 0.2 \cdot Ng \cdot \int_{I_c}^{I_m} D_c \cdot f(I) \, dI = 4.5252$ Tasa de salidas por cebado directo, en [cebados/año] en 100km de linea

$NDIR := \frac{N_d}{100} = 0.045252$ Tasa de salidas por cebado directo, en [Salidas/km-año]

b. Tasa de salidas por cebado inverso:

$I_{ci} := 41.869$ Corriente critica de cebado inverso del asilador, calculada en el programa ATP, en [kA]

$S_g := 0$ Distancia entre conductores de guarda, en [m]

$D_g := 8 \cdot I_{ci}^{0.65} = 90.640057$ Distancia horizontal de exposición, de conductor de guarda, con la corriente critica, en [m]

Si $I_{ci} < I_m$:

$D_g' := 46.370$

$D_{c1} := 4.4$ Distancia horizontal de exposición, de conductor de fase, con la corriente critica, calculada con el metodo Electrogeometrico, en [m]

$$Ni1 := 0.2 \cdot Ng \cdot \left(\int_{I_{ci}}^{I_m} D_{c1} \cdot f(l) \, dl + \int_{I_m}^{\infty} D_g' \cdot f(l) \, dl + S_g \right) = 43.124$$

Tasa de salidas por cebado inverso, en [Salidas/año] en 100km de linea

$$NINV1 := \frac{Ni1}{100} = 0.431241$$

Tasa de cebados inversos, en [Salidas/km-año]

Si $I_{ci} > I_m$:

$$Ni2 := 0.2 \cdot Ng \cdot \left(\int_{I_{ci}}^{\infty} D_g \cdot f(l) \, dl + S_g \right) = 13.24$$

Tasa de salidas por cebado inverso, en [Salidas/año] en 100km de linea

$$NINV2 := \frac{Ni2}{100} = 0.132404$$

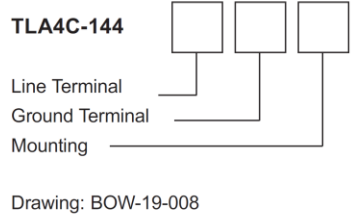
Tasa de salidas por cebado inverso, en [Salidas/km-año]

ANEXO 2: CATÁLOGO DE DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN TYCO.

Bowthorpe EMP Transmission Surge Arrester

TLA Range

Metal oxide arrester (ZnO)
 Polymeric Housing
 IEC 60099-4
 Nominal discharge current: 10 kA
 Line discharge class 2
 High current impulse 4/10 μ s: 100 kA
 Energy Capability:
 4.5 kJ/kV at U_r according to IEC 60099-4
 (Clause 8.4.2 table 5 & 8.5.5)



Surge Arrester Characteristics

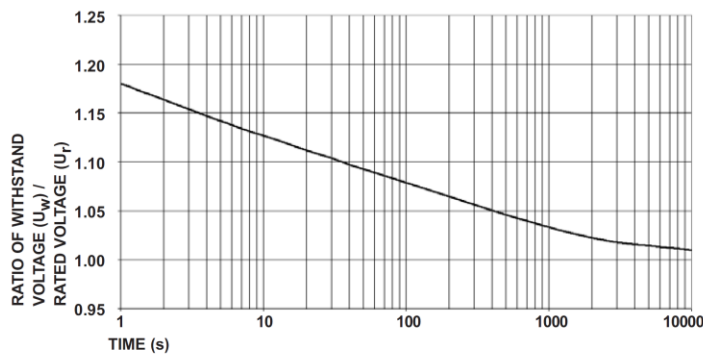
Rated voltage:	U_r : 144	kV
Continuous operating voltage:	U_c : 115	kV
TOV Capability:	T_c : 170	kV for 1s
Outdoor application		
Rated short circuit current:	25	kA
Pull Strength:	10	kN
Impulse voltage -1,2/50 μ s:	910	kV
Power frequency voltage- wet:	470	kV
Flashover Distance:	1928	mm
Creepage Length:	5300	mm
Approx. Weight:	23.0	kg

Maximum Residual Voltages

Lightning current impulse 8/20 μ s				Steep lightning current impulse 1/20 μ s *		Switching current impulse 30/60 μ s				
5 kA	10 kA	20 kA	40 kA	10 kA	20 kA	125 A	250 A	500 A	1000 A	2000 A
357 kV	384 kV	423 kV	482 kV	412 kV	456 kV	283 kV	291 kV	301 kV	313 kV	328 kV

* Residual voltage correction factor as per IEC recommendation 10kV/10kA/m

Power frequency voltage versus time with prior energy



Marking

ZnO - Surge - Arrester
 I_{SC} 25 kA
 I_N 10 kA, class 2
 TLA4C-144
 IEC 60099-4
 Manufacturing Year
 U_r : 144 kV
 U_c : 115 kV

All of the above information, including drawings, illustrations and graphic designs, reflects our present understanding and is to the best of our knowledge and belief correct and reliable. Users, however, should independently evaluate the suitability of each product for the desired application. Under no circumstances does this constitute an assurance of any particular quality or performance. Such an assurance is only provided in the context of our product specifications or explicit contractual arrangements. Our liability for these products is set forth in our standard terms and conditions of sale. Bowthorpe EMP, TE Logo and Tyco Electronics are trademarks.

Technical Information: - Contact Product Management Brighton UK (+44 (0)1273 692591)

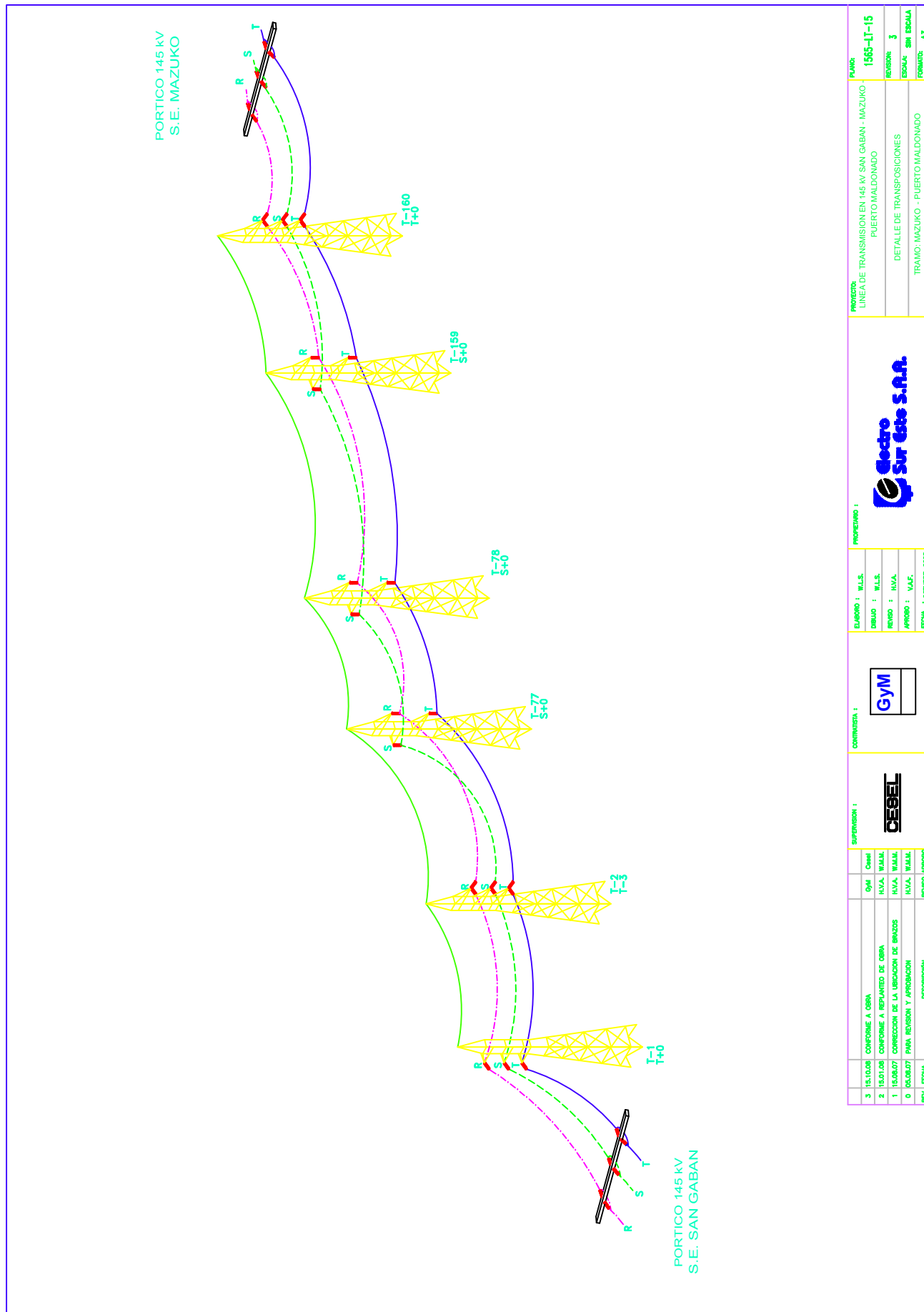
Tyco Electronics UK Ltd., Stevenson Road, Brighton, East Sussex. BN2 0DF England
 Phone: +44-(0)1273-692591, Fax: +44-(0)1273-601741
<http://energy.tycoelectronics.com>

Energy Division



BOW-EPP-TLA4C-144-07-07

ANEXO 3: DISPOSICIÓN DE FASES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.



3	15.10.06	CONFORME A OBRA	Gym	Comit	ELABORO : W.L.S.		PROYECTO :		PLANO :
2	15.01.08	CONFORME A REPLANTEO DE OBRA	H.V.A. W.A.M.A.		DIBUJO : W.L.S.		LINEA DE TRANSMISIÓN EN 145 KV SAN GABAN - MAZUKO		1565-IT-15
1	15.04.07	CONFECCION DE LA LIBRACION DE BANCOS	H.V.A. W.A.M.A.		REVISO : H.V.A.		PUERTO MALDONADO		REVISION : 3
0	04.04.07	PARA REVISION Y APROBACION	H.V.A. W.A.M.A.		APROBO : W.A.F.		DETALLE DE TRANSPOSICIONES		ESCALA : 300 ESCALA
REV.	FECHA	DESCRIPCION	REVISO	APROBO	FECHA : OCTUBRE-2008		TRAMO: MAZUKO - PUERTO MALDONADO		FORMATO : A3