

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTÍN DE
AREQUIPA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y
SERVICIOS**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA**



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL TITULADO:

**MEJORAMIENTO DEL DISEÑO DE PROTECCION CONTRA EVENTOS
ATMOSFERICOS DE UNA LINEA DE TRANSMISION EN 10 KV PARA LA
UNIDAD MINERA TAMBOMAYO A MAS DE 4500 MSNM**

PRESENTADO POR:

BACH. JOSE LUIS PEREZ CAYO

PARA OPTAR POR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICO

AREQUIPA – PERÚ

2019

(Dedicatoria)

Agradezco a Dios, por las bendiciones que recibo, a mi madre por todo el esfuerzo que realizo por mí, a mis hermanas y hermanos quienes siempre estuvieron para apoyarme, a mi esposa que siempre está conmigo para enfrentar las adversidades, a mi hijo quien es la fuente de mi fortaleza para ser cada día mejor, a mis amigos del trabajo y de toda la vida.

Gracias a todos porque sin ustedes no hubiera podido realizar este logro.

(Pensamiento)

“Hijo

Espero que a lo largo de tu vida, tengas la fortaleza para saber enfrentar las dificultades de la vida y obtengas la sapiencia para saber elegir buenos amigos y ser una persona de bien”.

Resumen

El presente informe tiene como fin principal el de demostrar el mejoramiento del apantallamiento de una línea de transmisión construida a una altitud de más de 4500 msnm. Cuantificado el número de probabilidades de salida por efectos de descargas atmosféricas a partir de cálculos de apantallamiento mediante pararrayos de línea y adicionando el apantallamiento con cable guarda. Dando así mayor confiabilidad al sistema de transmisión para la operatividad de los equipos mineros de la unidad minera de Tambomayo del Grupo Buenaventura ubicado en la provincia de Caylloma distrito de Tapay.

El presente informe de suficiencia profesional corrobora considerar el apantallamiento del sistema de transmisión de líneas más aun cuando estas se construyen a alturas mayores a los 4500 msnm.

Palabras clave: Línea de transmisión, cable guarda, pararrayo, Apantallamiento.

Abstract

The main purpose of this report is to demonstrate the improvement of the shielding of a transmission line built at an altitude of more than 4500 meters above sea level. Quantified the number of output probabilities by effects of atmospheric discharges from screening calculations by line lightning arresters and adding the shielding with cable saves. This gives greater reliability to the transmission system for the operation of the mining equipment of the Tambomayo mining unit of Grupo Buenaventura located in the province of Caylloma, distrit of Tapay.

The present professional sufficiency report corroborates considering the screening of the transmission system of lines even more when these are built at heights greater than 4500 meters above sea level.

Keywords: transmission line, cable guard, lightning arrestor, shielding.

INDICE

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	9
ÍNDICE DE TABLAS.....	10
CURRICULUM VITAE.....	11
INFORMACIÓN DE LA EMPRESA.....	15
CAPÍTULO I GENERALIDADES	
1.1 Introducción.....	17
1.1.1 Ubicación del Proyecto.....	17
1.1.2 Condiciones Climatológicas	19
1.2 Justificación e Importancia del Proyecto	20
1.3 Definición del Problema	20
1.4 Objetivos.....	21
1.4.1 Objetivo General	21
1.4.2 Objetivo Especifico.....	21
1.5 Alcances y Limitaciones	21
1.6 Normatividad aplicable.....	21
CAPÍTULO II MARCO TEORICO DE PROTECCION CONTRA EVENTOS ATMOSFERICOS PARA UNA LINEA DE TRANSMISION	
2.1 Introducción.....	22
2.2 Conceptos	22
2.2.1 Línea de Transmisión.....	22
2.2.1.1 Principales Características	23
2.2.2 Sistemas de Transmisión	24
2.3 Generalidades	24
2.4 Descargas Atmosféricas.....	25
2.4.1 Nivel Isoeraunico	28
2.5 Sistema de Puesta a Tierra	29
2.5.1. Cables de contrapeso	30
2.5.1. Varillas Verticales	32
CAPÍTULO III CÁLCULO PARA LA COORDINACION DEL AISLAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO PARA EL PROYECTO TAMBOMAYO EN 10KV	
3.1 Introducción.....	34
3.2 Base de Calculo	34
3.2.1 Normatividad.....	34
3.3.2 Condiciones Medioambientales.....	35

3.3	Cálculo de Niveles de Aislamiento en 10kv	35
3.3.1	Tensión Máxima (Um).....	35
3.3.2	Tensión Máxima Corregida (Umc).....	35
3.3.3	Determinación de Niveles Básicos de Aislamiento Normalizados para la Tensión Asignada.....	36
3.3.4	Aislamiento Por Sobretensiones De Impulso	37
3.3.5	Aislamiento por Sobretensiones de Frecuencia Industrial	38
3.3.6	Tensión Disruptiva Bajo Lluvia a Frecuencia de Servicio (Uc)	38
3.3.7	Elección de la Corriente Nominal (In) y de la Clase de Descarga de la Línea:.....	38
3.3.8	Elección de la Longitud de Fuga (Lf).....	39
3.4	Selección del Aislador.....	40
CAPÍTULO IV MEMORIA DE CALCULO PARA LA SELECCIÓN DEL PARARRAYO DE LINEA DE TRANSMISION 10KV – TAMBOMAYO		
4.1	Introducción.....	41
4.2	Objetivo cálculo de pararrayo	41
4.3	Calculo de Pararrayos En 10 kV	42
4.4	Determinación del MCOV y TOV.....	42
4.5	Selección de Prueba para la Determinación del Margen de Protección.....	43
4.6	Determinación del Margen de Protección (MP %).....	43
CAPÍTULO V APANTALLAMIENTO CON CABLE GUARDA PARA LA MEJORAR LA PROTECCION CONTRA EVENTOS ATMOSFERICOS DE LA LINEA DE TRANSMISION TAMBOMAYO EN 10KV		
5.1	Introducción.....	44
5.2	Apantallamiento de Líneas Aéreas.....	45
5.2.1	Apantallamiento efectivo	45
5.3	Métodos de protección contra las Descargas atmosféricas.	46
5.3.1	Método Clásico.....	46
5.3.1.1	Sistema de protección por hilo de guarda	46
5.3.2	Método Electrogeométrico (EGM).....	52
5.4	Localización de la Descarga	55
5.4.1	Impacto Directo sobre las Estructuras o el Cable de Guarda.....	55
5.4.1.1	Impacto directo en las Estructuras	55
5.4.1.2	Impacto en el vano del cable de guarda.....	56
CAPÍTULO VI DETERMINACION DE LA MEJORA DEL SISTEMA DE PROTECCION PARA EL APANTALLAMIENTO CONTRA EVENTOS ATMOSFERICOS PARA LA LINEA DE 10 KV TAMBOMAYO		

6.1	Introducción.....	57
6.2	Estudio de Niveles de Riesgo de Salida de Línea por Eventos Atmosféricos.....	57
6.2.1	Bases de Cálculo.....	57
6.2.1.1	Consideraciones Ambientales.....	57
6.2.1.2	Consideraciones Físicas de la Línea	57
6.2.1.3	Normas y Fuentes de Calculo	57
6.3	Método de Burgsdorf-Kostenko para Cuantificar el Riego de salida de Líneas.....	58
6.3.1	Determinación del Numero de Descargas en la Línea “Ns”.....	58
6.3.1	Probabilidad de Falla del Apantallamiento “Po”	59
6.3.2	Probabilidad de que la Corriente de Rayo dañe el Aislador de la Línea “P1”	59
6.4	RESULTADOS.....	60
6.4.1	Número de Salidas de Línea por Eventos Atmosféricos sin Cable de Guarda	60

CONCLUSIONES

SUGERENCIAS

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

FOTOS CONSTRUCTIVAS

PLANO TRAZO DE RUTA

DIAGRAMA UNIFILAR

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

- Figura N°1: Ubicación del Proyecto Tambomayo
- Figura N°2: Área del Proyecto Tambomayo
- Figura N°3: S.E. Tambomayo
- Figura N°4: Diagrama esquematizado del sistema de suministro eléctrico
- Figura N°5: Imagen de la descarga atmosférica, rayo
- Figura N°6: Rayo producido por una nube cargada negativamente según el modelo de Hasbrouk
- Figura N°7: Densidad de descargas a tierra por Km al año
- Figura N°8: mapa de niveles Isoseraunicos año 2005
- Figura N°9: Onda Normalizada para descargas atmosféricas
- Figura N°10: Distancia que recorre el impulso
- Figura N°11: Excavaciones realizadas para los contrapesos de la línea Tambomayo
- Figura N°12: Puesta a Tierra Vertical
- Figura N°13: Excavación para Puesta a Tierra Vertical
- Figura N°14: Guía para el diseño del cable Guarda
- Figura N°15: Zona de protección cable de guarda
- Figura N°16: Protección de una línea aérea de doble y simple terna según Lewis
- Figura N°17: Protección de una línea aérea de doble terna según Schwaiger
- Figura N°18: Determinación de la posición del hilo de guarda según Langrehr
- Figura N°19: Determinación del espacio protegido por el hilo de guarda según Schwaiger
- Figura N°20: Distribución de la corriente del rayo en una línea con hilos de guarda
- Figura N°21: Distancias críticas del cable de guarda, conductor de fase y tierra
- Figura N°22: Corriente de descarga vs Curva critica
- Figura N°23: Distribución del rayo
- Figura N°24: Corriente de descarga vs Curva critica

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N°1: Niveles de tensión estándar según STD IEEE 1313 .1 para clase 1, ($15\text{kV} < U_m < 242\text{kV}$).

Tabla N°2: Valores habituales de corriente nominal de descarga (I_n) basado en la tabla 6.14 de Coordinación de Aislamiento en redes eléctricas de alta tensión de Juan A. Martínez Velasco.

Tabla N°3: Valores de forma de onda y magnitud de cresta de la corriente de descarga

Tabla N°4: Distancia de fuga mínima a considerar según el tipo del medio físico de la instalación.

Tabla N°5: Resultado de aislamiento para tensión de 10 kV.

Tabla N°6: Catálogo de aisladores SILICON.

Tabla N°7: Catálogo de pararrayos poliméricos de pedestal marca Maclean Power Systems.

CURRICULUM VITAE
JOSE LUIS PEREZ CAYO

Dirección : Calle Rey Elías Mzna-I-5 Paucarpata

Email : per_perez@hotmail.com

Cel. Claro : 948590263

-
- DNI : 44602031
 - Fecha de Nacimiento : 01 de Diciembre de 1985
 - Lugar de Nacimiento : Arequipa
 - Estado Civil : Casado

FORMACIÓN ACADÉMICA

- UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTIN
Bachiller en Ingeniería Eléctrica.
- INSTITUCION EDUCATIVA DIVERSIFICADA INDUSTRIAL POLITECNICO "RAFAEL SANTIAGO LOAYZA GUEVARA"
Secundaria
Técnico Electricista

CURSOS DE CAPACITACIÓN TÉCNICA - PROFESIONAL

- INSTITUTO EDUCACION SUPERIOR PEDRO P. DIAZ
Carrera Técnica Electrónica
Técnico Electrónico
- INSTITUTO EDUCACION SUPERIOR TEKNOS
Técnico en computación e informática
- CENTRO DE IDIOMAS DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTIN
Ingles nivel Básico
- SENCICO
AutoCAD
Ms Project
S10

EXPERIENCIA LABORAL

- **CELICON INGENIEROS**

OCTUBRE 2018 – MAYO 2019

Supervisor de Campo – Montaje Electromecánico en plantas de PTAD, PTARI y trabajos MISCELANEOS para la Reubicación de Facilidades en Sociedad minera Cerro Verde.

- **CELICON INGENIEROS**

ABRIL 2018 – SETIEMBRE 2018

Supervisor de Campo – Montaje Electromecánico en salas eléctricas en subestación Lavaderos de Equipos Mineros en proyecto de Reubicación de Facilidades en Sociedad minera Cerro Verde.

- **CONSORCIO SISPROE CELICON**

SETIEMBRE 2017 – FEBRERO 2018

Supervisor de Campo – Construcción de Línea de Transmisión en 10kV para la alimentación de la subestación eléctrica Chilota – Chincune – Fondo de Moquegua

- **CELICON INGENIEROS**

ABRIL 2017 – AGOSTO 2017

Supervisor de Campo – Construcción de Línea de Transmisión en 10kV para el proyecto “Reubicación de Facilidades en SMCV”

- **CELICON INGENIEROS**

MARZO 2017 – MAYO 2017

Supervisor - Instalación de Antenas de comunicación de telefonía en instalaciones de SMCV.

- **SANTO DOMINGO CONTRATISTAS GENERALES S.A.**

SETIEMBRE 2016 – DICIEMBRE 2016

Supervisor de Campo - Construcción de línea de 10kV y 22.9kV en la unidad Minera Tambomayo para empresa Buenaventura.

- **CELICON INGENIEROS**

MARZO 2016 – JUNIO 2016

Supervisor de Campo - Alimentación Eléctrica Campamento Relaves CICLONES – SMCV

Montaje de bandejas y alimentación eléctrica 4.16kV hacia sala eléctrica 33.

Diseño Fabricación y Montaje de SE en nuevo campamento de Relaves.

- **CELICON INGENIEROS**

AGOSTO 2016 – DICIEMBRE 2016

Supervisor de Campo - “Construcción y Montaje electromecánico de línea de transmisión Tambomayo en niveles de tensión de 10kV y 22.9kV”.

- **CELICON INGENIEROS**

MARZO 2016 – JUNIO 2016

Supervisor de Campo - Alimentación Eléctrica Campamento Relaves CICLONES – SMCV

Montaje de bandejas y alimentación eléctrica 4.16kV hacia sala eléctrica 33.

Diseño Fabricación y Montaje de SE en nuevo campamento de Relaves.

- **CELICON INGENIEROS**

JULIO 2014 – FEBRERO 2016

Supervisor de Campo - “PROYECTO CONSTRUCTION POWER FOR THE CONCENTRATOR PLANT WWTP”.

Diseño Construcción y montaje de SSEE, de Media Tensión, Líneas de transmisión 69kV, 34.5kV, 4.16kV para proyecto SMCV.

- **CELICON INGENIEROS**

ABRIL 2014 – JUNIO 2014

Oficina Técnica - “PROYECTO CONSTRUCTION POWER FOR THE CONCENTRATOR PLANT WWTP”

Diseño Construcción y montaje de SSEE, de Media Tensión - Líneas de transmisión 69kV, 34.5kV, 4.16kV para proyecto SMCV.

- **P&S INGENIEROS**

MARZO 2013 – FEBRERO 2014

Oficina Técnica: Elaboración de proyectos, media y baja tensión. Calidad de suministro de la energía

- **CONTROL TOTAL S.A.C.**

MAYO 2011 – FEBRERO 2012

Técnico - En mantenimiento eléctrico, Instalación de tableros y tendido de conductor en MT CV1 planta concentradora en Sociedad Minera Cerro Verde 2012.

- **INSTALACIONES ELECTRICAS JGPF**

ABRIL 2010 – ABRIL 2011

Técnico Electricista - Instalaciones eléctricas Industriales y domiciliarias de interiores y exteriores.

- **ELECTRONICA DISCOVERY.**

MAYO 2008 – NOVIEMBRE 2008

Prácticas Profesionales.

REFERENCIAS PERSONALES

- **ING. Harry Carrasco Zúñiga**
GERENTE GENERAL
CELICON INGENIEROS S.A.C.
Cel.: 959697052

- **ING. Alejandro Díaz Manrique**
ING. RESIDENTE.
CELICON INGENIEROS S.A.C
Cel.: 959922546

- **ING. Víctor Hugo Rivera**
Administrador de contrato del Área de Proyectos e Ingenierías SMCV
Cel.: 958570367

- **ING. Paulo Pome Franco**
Supervisor de SSOO en SMCV
Cel.: 991582525

INFORMACIÓN DE LA EMPRESA

INTRODUCCIÓN

CELICON INGENIEROS S.A.C. es una empresa de capitales arequipeños, con operaciones en el sur del país, que ha logrado integrar en su staff de profesionales, la experiencia de un equipo de dirección especializado junto al empuje y conocimientos técnicos de un grupo de ingenieros jóvenes. Con sus 15 años de experiencia en el mercado eléctrico, se ha constituido como una empresa sólida y de calidad del sector electromecánico y ramas afines.

MISIÓN

Nuestros servicios deberán considerar capacidad profesional en los sectores de construcción, mantenimiento electromecánico, automatización, obras civiles complementarias, desarrollo de proyectos y supervisión de obras electromecánicas.

Nuestros servicios se afianzan en la actual orientación de la ingeniería hacia el logro de la calidad y competitividad; asimismo, buscar el liderazgo y permanencia como empresa comprometida con el desarrollo sostenible del país.

VISIÓN

CELICON Ingenieros S.A.C. debe constituirse en una empresa líder, brindando servicios integrales en el sector de la ingeniería eléctrica y ramas afines, aplicando procedimientos de calidad, seguridad, rentabilidad y criterios de responsabilidad social, contribuyendo de manera sostenible, con el desarrollo del país.

OPERACIÓN

- Ingeniería
 - Diseño de Ingeniería básica, de Detalle y Complementaria.
 - Realización de Estudios: Flujo de potencia, Coordinación de Protección y Aislamiento, Operatividad de Sistemas Eléctricos, Resistividad de Suelos.
- Proyectos EPC (Engineering, Procurement and Construction)
 - Líneas de Transmisión y Distribución de Energía.
 - Proyectos integrales de Sistemas de Potencia y Líneas de Transmisión y Distribución.
 - Montaje de Salas Eléctricas
 - Obras Civiles Complementarias
 - Instalaciones Eléctricas Industriales y Mineras.

- Mantenimiento
 - Inspección y Diagnostico
 - Mantenimiento Preventivo
 - Mantenimiento Correctivo
 - Atención de emergencias.
- Pruebas
 - Transformadores de Distribución y Potencia:
 - Tangente delta y capacitancia de devanados y bushings.
 - Resistencia de Aislamiento.
 - Relación de transformación, grupo de conexión y polaridad.
 - Resistencia de bobinados.
 - Prueba de corriente de excitación.
 - Análisis de la respuesta en frecuencia (SFRA).
 - Impedancia de cortocircuito.
 - Transformadores de Instrumentación:
 - Tangente delta y capacitancia de devanados y bushings.
 - Resistencia de aislamiento.
 - Relación de transformación y polaridad.
 - Resistencia de bobinados.
 - Curva de Saturación.
 - Verificación de carga (Burden).
 - Cables:
 - Resistencia de aislamiento Megado.
 - HIPOT AC VLF.
 - HiPOT DC
 - Sistemas de Puesta a Tierra:
 - Resistividad de Suelos.
 - Resistencia de SPT (SE, líneas,etc.).

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 Introducción

Compañía de Minas Buenaventura S.A.A., es una empresa del sector minero dedicada a la explotación y exploración de minerales, principalmente de oro y plata, que cuenta con unidades mineras dentro del territorio nacional. Se construyó el Proyecto Minero Tambomayo, ubicado en el distrito de Tapay, provincia de Caylloma, departamento de Arequipa.

El Proyecto Minero Tambomayo para su próxima etapa de operaciones, implemento un sistema de distribución eléctrico en los niveles de tensión de 10 kV, para suministrar de energía y potencia a sus principales cargas como son la Planta Concentradora, Facilidades e interior mina, para lo cual Compañía de Mina Buenaventura S.A.A. solicito el “Estudio de protección contra eventos atmosféricos en 10 kV para Mina Tambomayo”, cuya longitud total es de 5.42 km en la línea de 10 kV, en circuitos de simple y doble terna, cuyo punto de alimentación es la subestación Tambomayo.

Celicon Ingenieros realizó la construcción de dicha línea de transmisión, realizando la observación de que el sistema de protección contra eventos atmosféricos, indicaba que solo debería llevar los pararrayos de línea porque según el estudios de protección realizado por otra empresa anterior que en sus conclusiones indicaba que la zona se encontraba apantallada por el terreno natural, obviando la protección por apantallamiento del cable de guarda. Este es el punto principal en lo que se basa el presente informe para la mejora de la protección contra eventos atmosféricos de la línea de 10kV en la unidad Minera Tambomayo, para poder dar mayor confiabilidad al sistema de transmisión.

1.1.1 Ubicación del Proyecto

El área del Proyecto se encuentra ubicada en:

Departamento : Arequipa.

Provincia : Caylloma.

Distrito : Tapay.

La topografía del área del proyecto es en general con relieve accidentado. El terreno es montañoso con profundas quebradas. La altitud del terreno en la zona, está en un promedio

de 4750 msnm, llegando a 5 010 msnm. En la fig. 1 y 2 podemos observar la ubicación geográfica del lugar y área del proyecto en donde será construido.



Figura N°1: Ubicación del Proyecto Tambomayo (Fuente internet)



Figura N°2: Área del Proyecto Tambomayo (Fuente google earth)

1.1.2 Condiciones Climatológicas

El clima de la zona donde se ubicarán las instalaciones es de tipo frígido con escasa humedad.

Normalmente las precipitaciones pluviales en forma de granizo y nieve son altas; habiéndose registrado intensas descargas atmosféricas.

Las temperaturas ambientales determinadas como límites en la subestación es la siguiente:

Temperatura Mínima	:	-15 °C
Temperatura Media	:	10 °C
Temperatura Máxima	:	25 °C
Velocidad Máxima de Viento	:	90 km/h
Contaminación	:	Ligera
Formación de Hielo	:	9 mm
Humedad Relativa	:	60 %

En la fig.3 se puede observar el relieve del terreno en donde se construyó la línea de transmisión de 10kVde la unidad minera Tambomayo.



Figura N°3: S.E. Tambomayo (fuente propia)

1.2 Justificación e Importancia del Proyecto

La demanda en la confiabilidad de los sistemas eléctricos debe ser una prioridad y debido a esto, en las líneas de transmisión eléctrica se está buscando los medios para proporcionar esta mejora deseada.

Más aun para el sector privado en este caso para la unidad minera Tambomayo quien depende de que la energía que le brinda la subestación eléctrica sea constante y bastante confiable para el proceso de producción.

Un método eficaz para reducir las interrupciones relacionadas con los eventos atmosféricos (rayos) en las líneas de transmisión es la aplicación estratégica de pararrayos de línea y la instalación de cable de guarda que va instalado a través del recorrido de la línea de transmisión.

1.3 Definición del Problema

El lugar donde fue desarrollado el proyecto es una zona de alta incidencia de descargas atmosféricas es por ello que en la ingeniería previa a la construcción de la línea de transmisión se incluyó la instalación de pararrayos de línea.

Este estudio de ingeniería previo a la construcción la realizo una contratista anterior.

En este informe se incluye además el cálculo justificativo para la selección e instalación de estos pararrayos de línea.

Para el Sistema de Distribución en 10 kV se está considerando la instalación de pararrayos de línea, al inicio y final de cada uno de los circuitos.

Adicionalmente se plantea en este informe la incorporación del cálculo justificativo para el apantallamiento mediante un cable de guarda a través del recorrido de la línea.

Este diseño de apantallamiento del cable de guarda se recomienda por la alta incidencia de descargas atmosféricas en la zona, y aunque la ingeniería inicial no lo consideraba, después de haber entregado la construcción de la línea al cliente , esta línea sufrió una descarga atmosférica en una de sus fases, los pararrayos actuaron adecuadamente pero al estar dañada (quemada) una de las fases se tuvo que detener la producción minera a la que alimentaba el circuito, por precaución de seguridad, produciendo así pérdidas de dinero a la empresa privada.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Realizar la justificación para la futura instalación de conductor de cable de guarda a través de los circuitos para la mejora del apantallamiento y dar mayor confiabilidad al sistema de protección contra descargas atmosféricas.

1.4.2 Objetivo Especifico

Mejorar el diseño de protección contra eventos atmosféricos de la línea de transmisión Tambomayo, considerando además del uso de pararrayos de línea el uso del cable de guarda que mejorara el apantallamiento de la línea de transmisión. Cuantificar el nivel de riesgo que presenta la línea de transmisión contra descargas eléctricas frente a eventos atmosféricos.

1.5 Alcances y Limitaciones

- Elaboración de cálculo cuantificativo de salida de servicio de una línea de transmisión según normativa de OSINERMIN.
- Calculo para la selección de pararrayo de línea que irán instalados a inicio y fin de línea.
- Elaboración de cálculo para la elección de cable de guarda.

1.6 Normatividad aplicable

- CNE: Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.
- NESC : National Electrical Safety Code – USA
- ANSI : American National Standard Institute
- IEC: International Electrical Comisión.

CAPÍTULO II

MARCO TEORICO DE PROTECCION CONTRA EVENTOS ATMOSFERICOS PARA UNA LINEA DE TRANSMISION

2.1 Introducción

A través del tiempo se requiere mayor potencia de transmisión de energía para procesos mineros, así mismo junto con esta demanda surge la necesidad de dar más confiabilidad a las líneas de transmisión más aun cuando estas se construyen a grandes alturas con respecto al nivel del mar, donde la incidencia de eventos atmosféricos es recurrente.

Es por eso que se recurre a la protección de líneas de transmisión mediante pararrayos y el apantallamiento por cable de guarda.

El cable de guarda es un conductor tendido en paralelo y sobre los conductores de fase de una línea de transmisión. Se encuentra ubicado en la parte superior de la estructura, de tal forma de cubrir o apantallar los conductores de fase.

Cuando se tiene una disposición de los conductores de fase en doble circuito, se requiere dos cables de guarda para proporcionar una protección eficaz a los conductores de fase, debido a descargas eléctricas directas (rayos), mientras que en la configuración vertical se requiere un solo cable de guarda. El cable de guarda generalmente está compuesto por hilos de acero galvanizado o es usual usar en las líneas de transmisión modernas el mismo calibre del conductor ACSR usado en los conductores de fase. El material y el tamaño del conductor requerido en el diseño provienen más de una consideración mecánica que eléctrica, y estos a su vez van conectados a un sistema de puesta a tierra que debe ser lo suficientemente eficaz para brindar su disipación adecuada. Una reducción de la resistencia efectiva a tierra se puede lograr por medios relativamente simples y más baratos.

2.2 Conceptos

2.2.1 Línea de Transmisión

Es un grupo de conductores dispuestos paralelamente que transportan la energía eléctrica a elevados voltajes, y montados sobre soportes (postes, torres) que

proporcionan el aislamiento requerido entre conductores y entre conductores a tierra, los cuales reciben el nombre de estructuras de apoyo. Así mismo, conduce la energía a otras redes de potencia por medio de interconexiones.

El propósito de las líneas de transmisión es el de transferir la energía eléctrica de un centro de generación hasta un centro de consumo.

2.2.1.1 Principales Características

En las líneas de Transmisión los voltajes de trabajo se deciden por factores económicos, que están condicionados a la cantidad de potencia a transmitir.

La evolución de las líneas de transmisión tienden a:

- Aumentar la confiabilidad.
- Optimizar los diseños mecánicos y reducir pesos.
- Reducir los niveles de ruido y radio interferencia electromagnética.
- Usar aislamientos sintéticos.
- Compactar líneas e ir incrementando los niveles en los voltajes de transmisión.
- Proteger el ambiente y promover el bienestar social.

En la fig. Siguiente se muestra el recorrido de la corriente eléctrica desde el punto de generación hasta su distribución final.

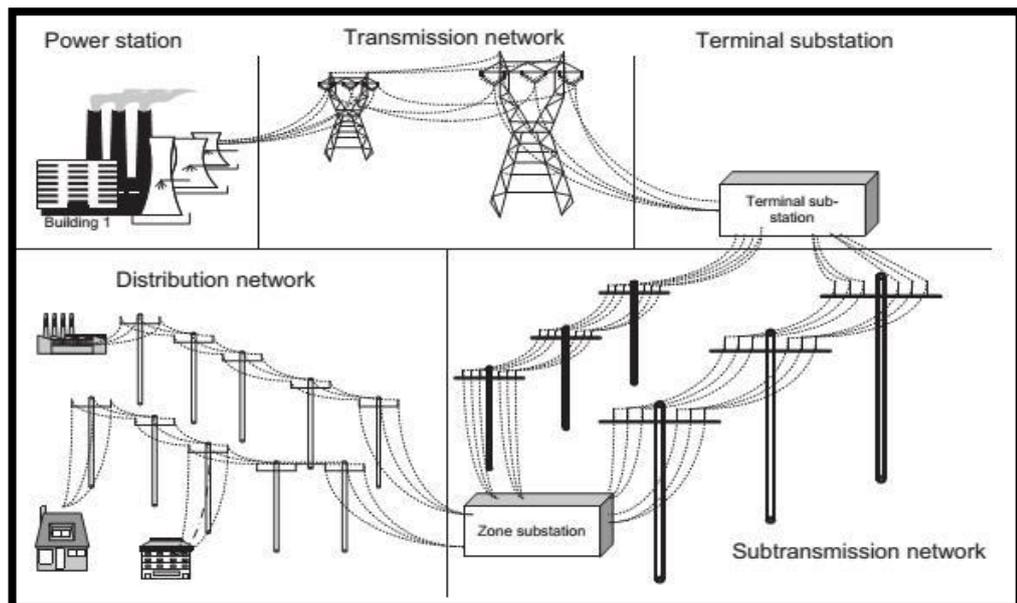


Figura N°4: Diagrama de generación de energía hasta su distribución

2.2.2 Sistemas de Transmisión

Los sistemas de transmisión esencialmente constan de los siguientes elementos:

- Estaciones transformadoras elevadoras.
- Líneas de transmisión.
- Estaciones de maniobra.
- Estaciones transformadoras reductoras.

Hoy en día, para el transporte de grandes potencias se usan universalmente los sistemas de corriente alterna. Se ha llegado a ello como consecuencia de la simplicidad de los grandes generadores y transformadores de corriente alterna. [1]

2.3 Generalidades

- **Coordinación de aislamiento:** Es la selección de la rigidez dieléctrica de un equipo en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo operará tomando en cuenta las condiciones de servicio y las características de los equipos de protección contra sobretensiones disponibles.
- **Flameo inverso:** Descarga que parte del cable de guarda hacia alguna de las fases, debida generalmente a una descarga atmosférica.
- **Nivel de aislamiento asignado:** Es el conjunto de tensiones de soportabilidad normalizadas las cuales caracterizan la rigidez dieléctrica del aislamiento.
- **Sobretensión:** Cualquier tensión entre un conductor de fase y tierra o entre conductores de fase cuyo valor pico exceda el correspondiente valor pico de la tensión más alta del equipo.
- **Aislamiento externo:** son las distancias en el aire y las superficies en contacto con aire del aislamiento sólido del equipo, que están sujetas a los esfuerzos dieléctricos y a los efectos atmosféricos y otras condiciones externas, tales como contaminación, humedad, etc.
- **Aislamiento interno:** son las partes internas sólidas, líquidas o gaseosas del aislamiento del equipo, las cuales están protegidas de los efectos atmosféricos y otras condiciones externas.

2.4 Descargas Atmosféricas

La descarga atmosférica conocida como rayo, es la igualación violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra o, entre nubes.

Los rayos que nos interesan por su efecto, son los de nube a tierra, y en éstos se pueden encontrar 4 tipos: 2 iniciados en las nubes, y 2 iniciados en tierra, ya que pueden ser positivos o negativos. Los más comunes, siendo el 90 % de los rayos detectados, son de una nube negativa hacia tierra.

Los rayos que inician en tierra son relativamente raros, por lo que no los tomaremos en cuenta en lo subsiguiente.

Los rayos iniciados en las nubes negativas, normalmente aparecen en nubes de tormenta del tipo cumulonimbus convectivas que usualmente miden de 3 a más de 50 km de largo, y son consecuencia de un rompimiento dieléctrico atmosférico.

Este rompimiento una vez iniciado, avanza en zigzag a razón de unos 50 metros por microsegundo con descansos de 50 microsegundos.

Una vez que el rompimiento creó una columna de plasma en el aire, la descarga eléctrica surgirá inmediatamente dentro de un hemisferio de unos 50 m de radio del punto de potencial más alto. Y, cualquier objeto puede ser el foco de esta descarga hacia arriba de partículas positivas, aún desde una parte metálica debajo de una estructura de soporte. [2]. En la fig 4 se observa la magnitud con la cual puede realizar la descarga del rayo.



Figura N°4: Imagen de la descarga atmosférica, rayo (fuente google).

La figura 5 muestra el rayo producido por una nube cargada negativamente contra tierra

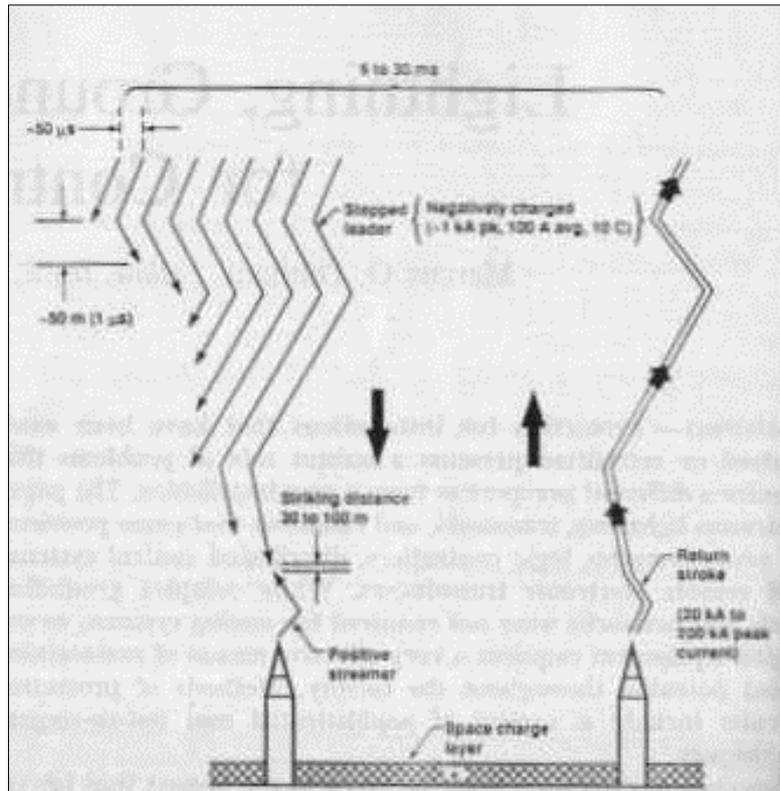


Figura N°5: Descarga según el modelo de Hasbrouk

Los rayos consisten usualmente de descargas múltiples, con intervalos entre descargas de decenas a centenas de milisegundos. La primera descarga es la que tiene mayor amplitud, mientras que las subsecuentes tienen tiempos de ataque más rápidos, aunque la velocidad de las descargas se ha encontrado que depende del lugar geográfico. La primera descarga está entre 6 y 15×10^7 m/s y la segunda entre 11 y 13×10^7 m/s.

Las descargas atmosféricas pueden causar grandes diferencias de potencial en sistemas eléctricos distribuidos fuera de edificios o de estructuras protegidas. A consecuencia de ello, pueden circular grandes corrientes en las canalizaciones metálicas, y entre conductores que conectan dos zonas aisladas. Pero, aún sin la descarga, una nube cargada electrostáticamente crea diferencias de potencial en la tierra directamente debajo de ella.

El campo eléctrico debajo de una nube de tormenta es generalmente considerado entre 10 y 30 kV/m. Es importante, comparar estos valores con el de 1.5 kV/m con el que las puntas empiezan a emitir iones.

Una nube de tormenta promedio podría contener unos 140 MWh de energía con voltajes hasta de 100 MV, con una carga en movimiento intranube de unos 40 Coulombs. En la fig.7 podemos observar la densidad de descargas atmosféricas que los científicos de la NASA han descubierto, al utilizar satélites para seguir de cerca los relámpagos alrededor del planeta.

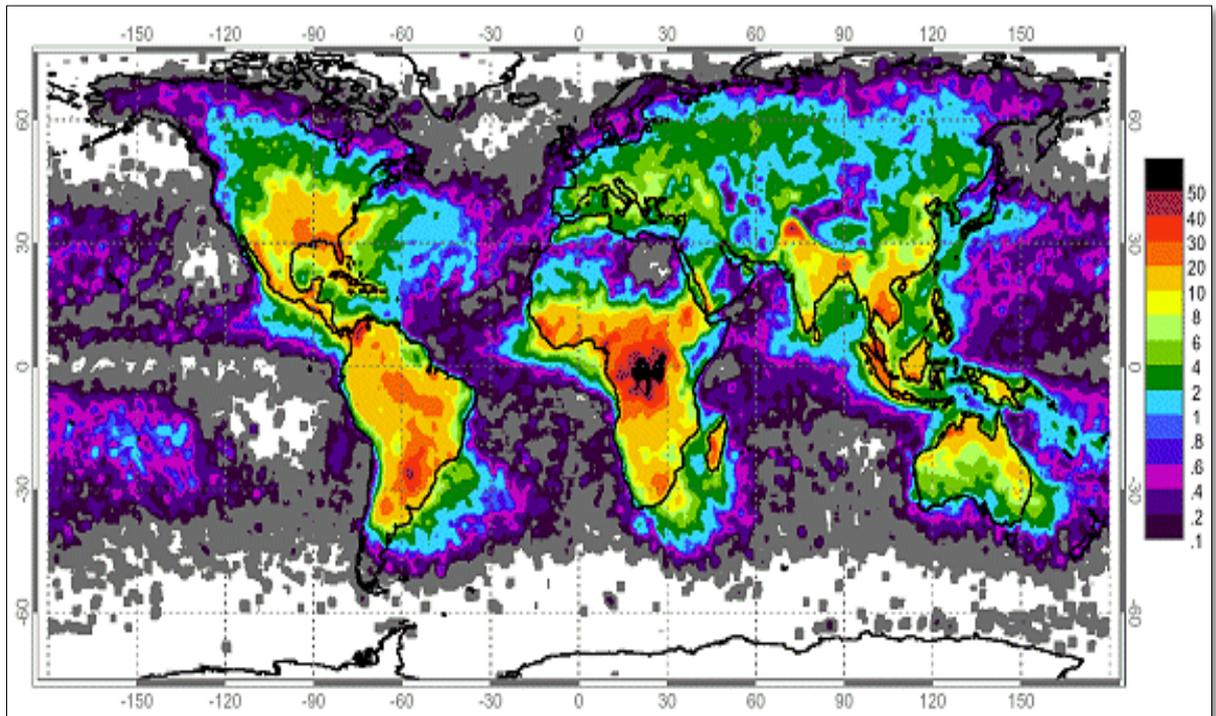


Figura N°7: Densidad de descargas a tierra por Km al año (fuente Nasa)

Esta energía es la que se disipa mediante los rayos, con corrientes pico que van de unos cuantos kiloamperes a unos 200 kA con un percentil (50) de 20 kA, maneja una magnitud promedio de una descarga negativa de 31 kA, con una pendiente promedio máxima de 24.3 kV/us. Y para las descargas que siguen a la primera, una magnitud menor aunque más rápidas, con un promedio de 39.9 kV/us, y hasta 70 kV/us ha sido registrado. [8]

Algunas particularidades aumentan la probabilidad de la caída de rayos en un lugar. Por ejemplo, la frecuencia de descargas en un lugar es proporcional al cuadrado de la altura sobre el terreno circundante. Esto hace que las estructuras aisladas sean particularmente vulnerables. Además, las puntas agudas incrementan también la probabilidad de una descarga. [1] [2]

Otro punto importante para el cálculo y la disposición de sistemas de protección contra eventos atmosféricos que se debe considerar es el Nivel Isoeraunico del área geográfica.

2.4.1 Nivel Isoseraunico

Es el número de días del año en los cuales se escucha, por lo menos un trueno en el lugar de observación.

Para una mejor determinación de niveles isoseraunicos estos suelen llevar mapas con curvas de nivel isoseraunico.

Se tiene que considerar que número de descargas atmosféricas que inciden en una zona influirá para la determinación del nivel del aislamiento de esta, es decir las distancias mínimas entre conductores y entre conductor y estructura que se deben de requerirá para el adecuado comportamiento de la línea de transmisión.

En la siguiente fig.8 observaremos el mapa Isoseraunico del Perú mostrándonos las curvas Isoseraunicas que nos servirán de referencia para cuantificar las descargas atmosféricas en el proyecto.

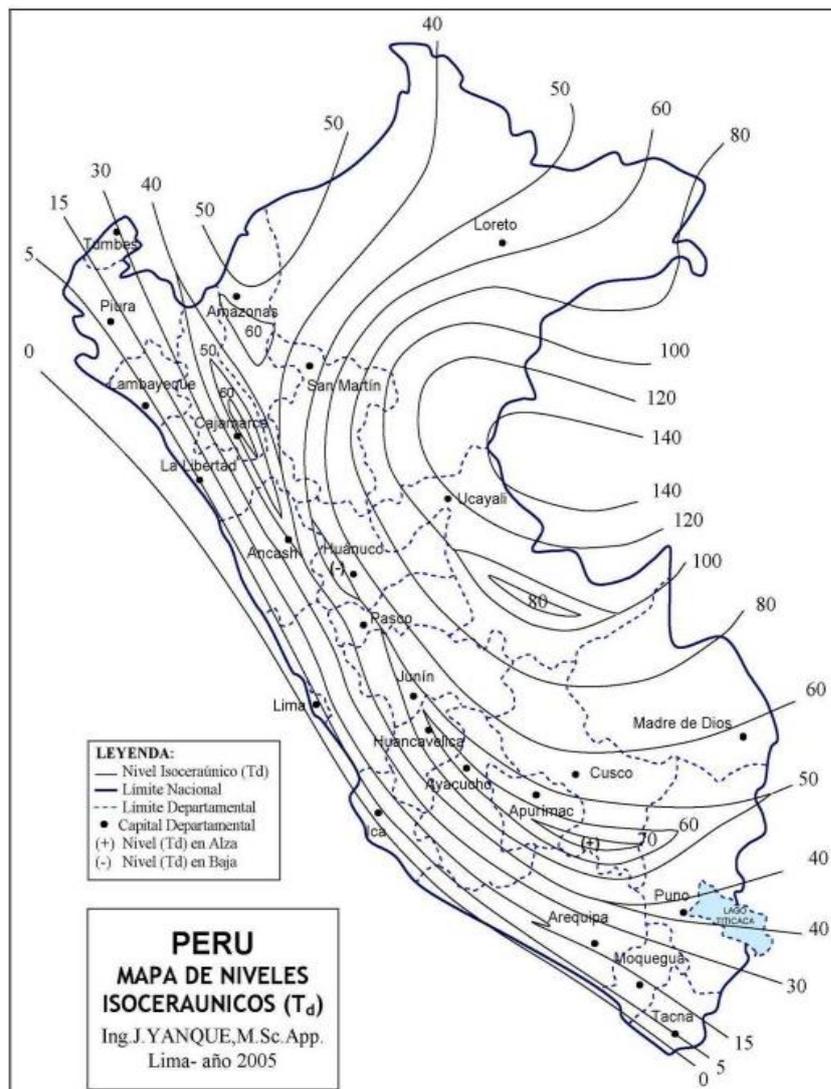


Figura N°8: Mapa de niveles Isoseraunicos año 2005 (fuente google)

Para nuestro caso el nivel Isoseraunico mostrado por la aproximación a la zona donde se desarrolló el proyecto lo siguiente:

$$T_d = 50$$

Ec. 01

Una de las ecuaciones más utilizadas para determinar la densidad de rayos a tierra es la propuesta por Anderson y Eriksson, en 1980.

$$N_g = 0.04T_d^{1.25}$$

Ec. 02

Así tenemos:

$$N_g = 5.3 \left[\frac{\text{rayos a tierra}}{\text{km}^2 - \text{Año}} \right]$$

Ec. 03

2.5 Sistema de Puesta a Tierra

La resistencia de puesta a tierra está directamente relacionada con la composición natural del suelo, (características físicas y químicas), es decir, que el suelo será de resistencia baja cuando sea altamente húmedo, con composición arcillosa y con un alto contenido de minerales conductores.

Al contrario se presentará una alta resistencia de puesta a tierra cuando el suelo sea de composición seca y altamente rocosa, lo que implica que la resistencia de puesta a tierra puede variar con la época del año.

Lo anterior tiene lógica, pues la corriente asociada con la descarga atmosférica al llegar a la base de la estructura encuentra o no, según la composición del suelo un medio propicio para disipar la energía del rayo. Cuando una línea de transmisión tiene continuas salidas debido a flameos inversos por altas resistencias de puesta a tierra en las estructuras, se debe buscar mejorar (bajar) la resistencia que la corriente asociada al rayo encuentra al llegar al suelo. Sabiendo el nivel **ceraúnico** de la zona por donde cruza la línea de transmisión, podemos por medio de una gráfica probabilística de distribución de rayos, calcular el valor de la corriente de rayo que aceptaremos nos produzca flameo inverso (la anterior decisión, se toma dependiendo del grado de confiabilidad que pretendemos dar a la línea de transmisión); con dicha corriente y con el voltaje de flameo de la cadena de aisladores podemos buscar el valor necesario de resistencia de puesta a tierra. En la práctica una línea de transmisión no tiene un valor constante de resistencia de puesta a tierra, sino que presenta una gama de valores según la

localización de las distintas torres, por lo que, lo primero al querer mejorar las puestas a tierra de una línea de transmisión es medir que valores de resistencia tiene cada estructura. Ante el anterior problema, la respuesta más lógica técnicamente que podría ocurrírse nos, sería colocar una malla de tierra en la base de cada estructura, pues dicha malla de tierra disiparía las corrientes asociadas con los rayos. [5] Solución que tiene limitante desde el punto de vista económico. En vista de lo anterior, los procedimientos seguidos en la práctica son:

2.5.1. Cables de contrapeso

La utilización de cables de contrapeso es de práctica común y consiste en enterrar horizontalmente cables conductores pegados a las estructuras de las torres, la resistencia disminuirá con el aumento de la longitud y con aumento del diámetro del contrapeso enterrado (hasta cierto punto). El sistema de puesta a tierra se comporta como una impedancia transitoria, variando desde su valor inicial hasta el valor de resistencia de dispersión.

La impedancia de impulso inicial de los contrapesos, depende de las condiciones del suelo normalmente de 150 a 200 ohms) y no depende directamente de la longitud del cable. Por lo que la longitud del contrapeso debe ser tal que el tiempo que tarde el impulso en ir a la punta y volver, sea superior al tiempo de crecimiento del fenómeno. Como estamos hablando de una descarga atmosférica, la cual es normalizada por una onda de $1,2 \times 50\mu\text{s}$ o superior.

Garantizándonos que cuando la onda vuelve, (el fenómeno) ya se encuentra decreciendo. [5]

En la fig.9 se muestra la rampa de descarga de la corriente en porcentaje vs el tiempo de descarga.

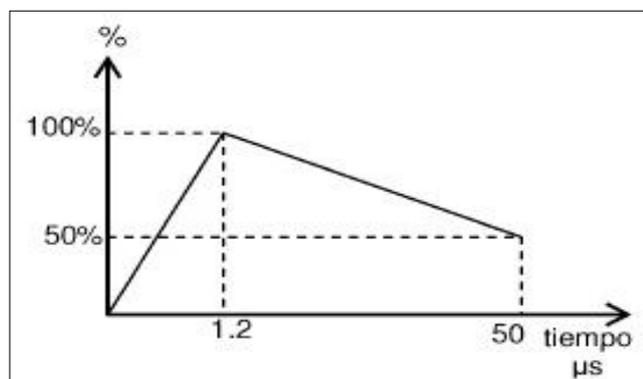


Figura N°9: Onda Normalizada para descargas atmosféricas (Fuente google)

Los impulsos atmosféricos se propagan en una estructura con una velocidad aproximada del 80% de la velocidad de la luz, o sea:

$$V_{pt} = 0.8 * 300000 \frac{km}{s} \cdot \frac{1s}{10^6 us} \cdot \frac{1000m}{1km}$$

Ec. 04

$$V_{pt} = 240 \frac{m}{s}$$

Ec. 05

Donde:

V_{pt}: Velocidad de propagación de la corriente de un rayo en una estructura

Estableciendo que la transición es prácticamente completa en el tiempo necesario para la onda retornar del extremo remoto del cable contrapeso. Como podemos apreciar en la siguiente figura

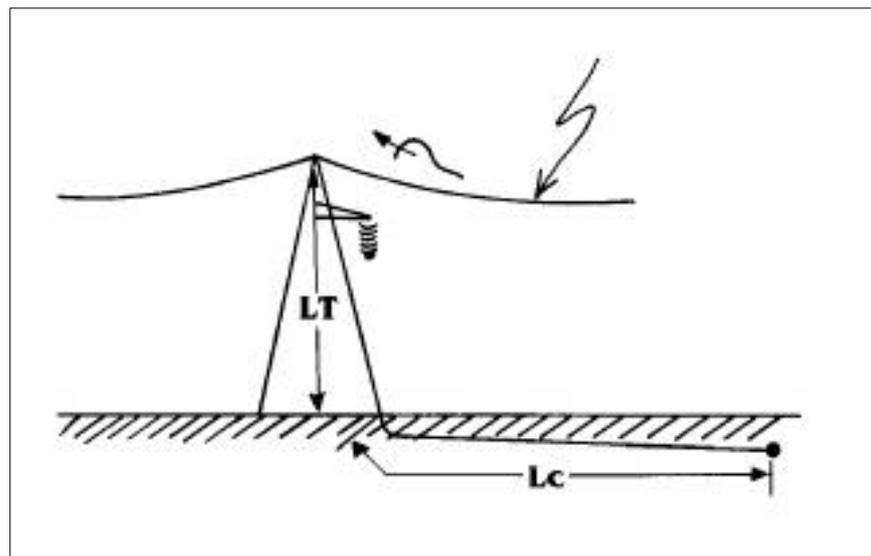


Figura N°10: Distancia que recorre el impulso (Fuente incidencias de las cargas atmosféricas en líneas aéreas de media tensión)

LT = LONGITUD DE LA ESTRUCTURA

Lc = LONGITUD DEL CONTRAPESO

Ltotal = LONGITUD TOTAL

$$L_{total} = LT + Lc + Lc + LT$$

$$L_{total} = 2LT + 2Lc$$

Ec. 06

En las siguientes figuras podemos observar el proceso constructivo de contrapesos empleados en la instalación de sistemas de puestas a tierra a lo largo de la línea de transmisión de 10kV.

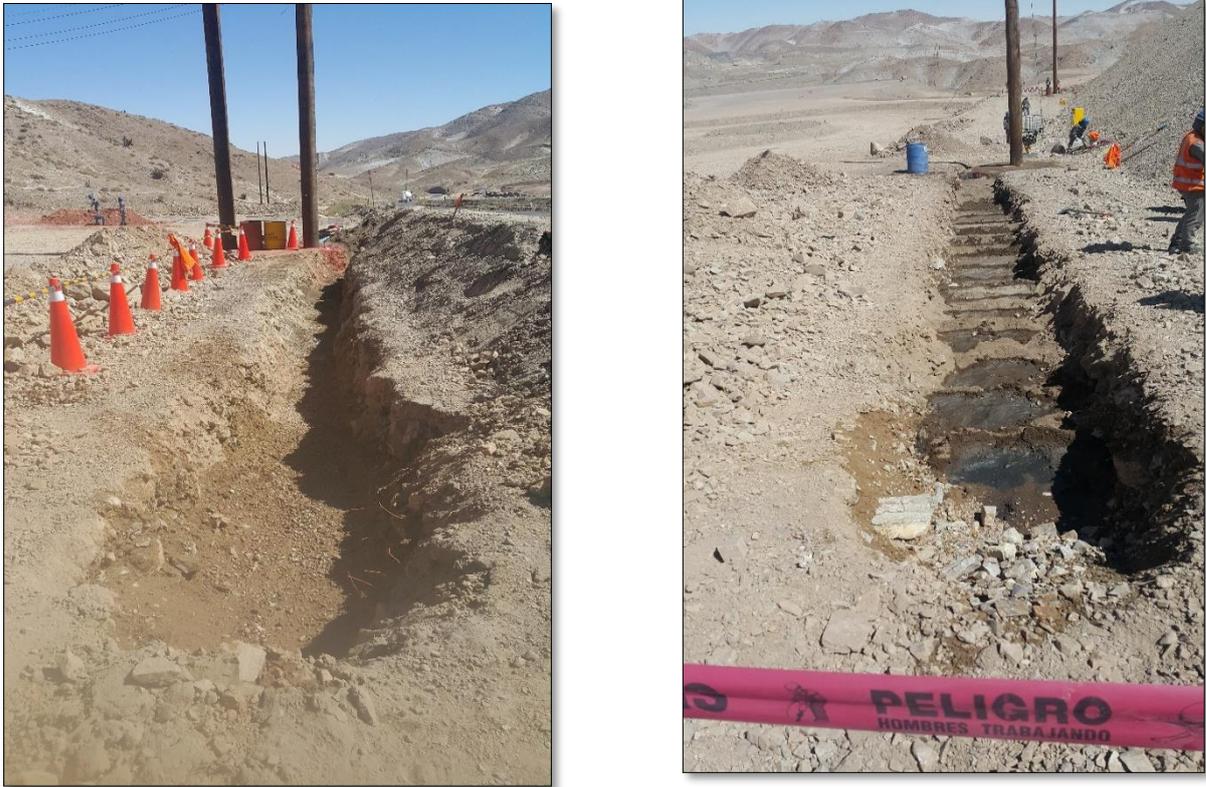


Figura N°11: Excavaciones realizadas para los contrapesos de la línea Tambomayo (fuente propia)

2.5.1. Varillas Verticales

La utilización de varillas de contrapeso en nuestro medio se hace principalmente para aterrizar pararrayos (copperweld) y consiste en enterrar verticalmente varillas conductoras pegadas a las estructuras de las torres y al igual que con los cables de contrapeso la resistencia disminuirá con el aumento de la longitud y aumento del diámetro de la varilla enterrada (hasta cierto punto). La utilización de varillas de contrapeso se basa en el principio de que la resistencia del suelo mejora con la profundidad (premisa que no es cierta en todos los casos). Mientras más profundas queden las varillas, mejor será su comportamiento, pero más complicada y costosa su colocación. En países como Canadá, entierran varillas muy profundas (hasta 10m) que son enterradas por etapas y van siendo ensambladas cuando la anterior está enterrada, método que solo es posible en suelos blandos como los arcillosos. En cuanto a los arreglos de varillas de

contrapeso no hay algo establecido, pero lo que sí es cierto, es que mientras más separadas estén las varillas, más bajo será el valor de puesta a tierra obtenido, pues menos "copado" estará el medio alrededor de cada varilla. [5]

En la fig.13 se muestra la disposición de la varilla en la instalación del pozo a tierra para el sistema de PAT (puesta a tierra.). En la fig13 podemos observar el proceso constructivo para la instalación de la instalación de pozos a tierra del sistema.

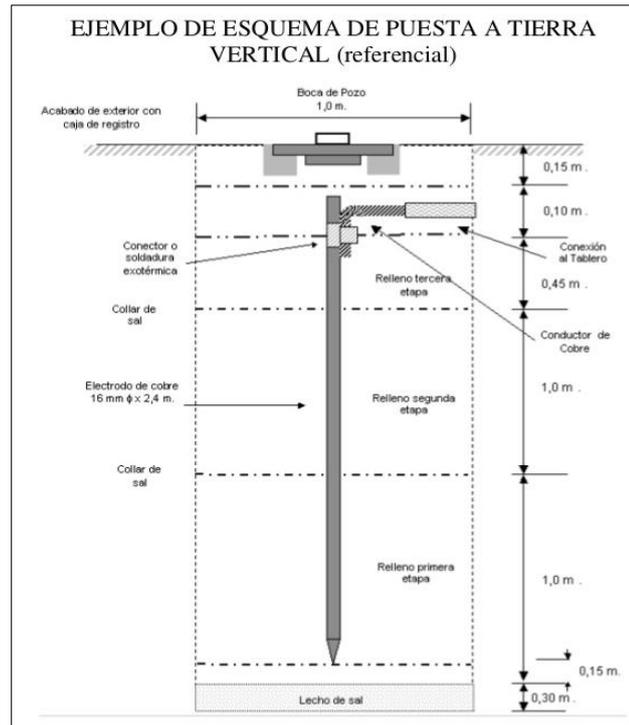


Figura N°12: Puesta a Tierra Vertical (Fuente Google)

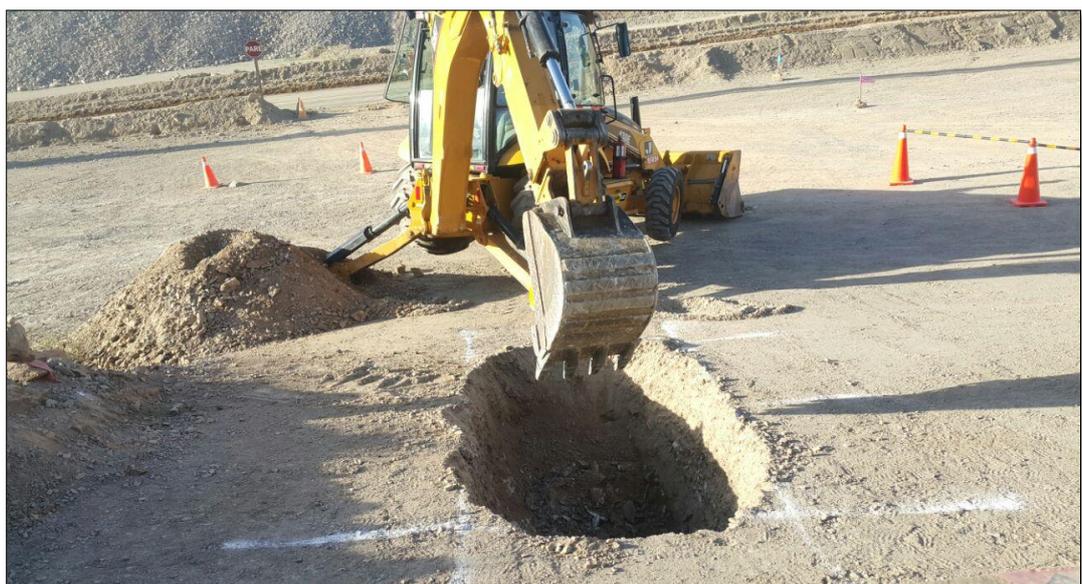


Figura N°13: Excavación para Puesta a Tierra Vertical (Fuente propia)

CAPÍTULO III

CALCULO PARA LA COORDINACION DEL AISLAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO PARA EL PROYECTO TAMBOMAYO EN 10KV

3.1 Introducción

La necesidad de aprovechar el mejor espacio disponible, especialmente en las zonas urbanas, conduce a la reducción del tamaño de los equipos eléctricos. El estudio en profundidad del comportamiento dieléctrico de los materiales permite seleccionar, desarrollar y mejorar los aislamientos en busca de diseños más compactos.

La propiedad más importante de un aislamiento sólido, líquido o gaseoso es su rigidez dieléctrica E_c , la rigidez dieléctrica es el cociente entre el nivel de tensión máximo admisible sin provocar la ruptura y la distancia entre los electrodos en los que se aplica la tensión, polaridad y duración, de la temperatura, presión y humedad del aislamiento, y de la forma geométrica y naturaleza de los electrodos. Para aislamientos expuestos al exterior el valor de la rigidez dieléctrica también está condicionado por la lluvia y el nivel de polución ambiental. [6]

La selección del nivel de aislamiento de Líneas aéreas y de manera general de la aparamenta está influenciada fuertemente por el comportamiento de las mismas frente a las descargas atmosféricas.

3.2 Base de Calculo

3.2.1 Normatividad

Las normas que se utilizaron para consulta y desarrollo del estudio son las siguientes.

- Normas para sistemas de distribución eléctrica MEM-DEP-01.
- IEEE Std 1313.1-1-1996 (R2002) Standard for insulation.
- IEC 71-1 Insulation coordination.
- IEEE Std. C62.11-2005.
- IEEE Std. C62.1-1989.
- IEEE Std C62.22-1997 Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems.
- IEC 60099-5.

3.3.2 Condiciones Medioambientales

Las condiciones climatológicas de la zona referida al proyecto están presentes en el siguiente listado:

- Altitud : 4500 m.s.n.m
- Temperatura ambiente mínima absoluta : -15°C
- Temperatura ambiente máxima absoluta : 25°C
- Temperatura ambiente promedio : 10 °C
- Humedad relativa promedio : 40% - 60 %
- Presión Atmosférico : 0.710 kg/m³
- Polución del ambiente : Ligero
- Nivel isocerámico eléctrico al año : 50 días/tormenta

3.3 Cálculo de Niveles de Aislamiento en 10kv

Se realizara la secuencia detallada de cálculo para el nivel de tensión correspondiente a 10 kv.

3.3.1 Tensión Máxima (Um)

Se considera hasta 5% por encima de la tensión nominal de servicio según el CNE:

$$Um = 1.05 * 10 \text{ kV} = 10.5 \text{ kV}$$

Ec. 07

3.3.2 Tensión Máxima Corregida (Umc)

La tensión máxima es corregida por consideraciones referentes a temperatura, altura sobre el nivel del mar y el tipo de conexión del sistema eléctrico.

Factor de corrección por temperatura (Ft):

$$Ft = \frac{273 + t}{313}$$

Ec. 08

t (oC) : temperatura máxima absoluta (25°C, condición más crítica para el cálculo).

Ft : factor de corrección por temperatura.

$$Ft = 0.952$$

Ec. 09

Factor de corrección por altura (Fh):

$$Fh = 1 + 1.25 \cdot (H - 1000) \cdot 10^{-4}$$

Ec. 10

H (m): altura sobre el nivel del mar (4500 m).

Fh: factor de corrección por altura.

$$Fh = 1.688$$

Ec. 11

Factor de corrección por tipo de sistema eléctrico Fp:

- 1.25 para sistemas de 4 conductores con puesta a tierra múltiple.
- 1.45 para sistemas de 3 conductores con neutro sólidamente puesto a tierra.
- 1.70 para sistemas de 3 conductores con neutro a tierra a través de una impedancia.
- 1.73 para sistemas delta aislados.

La tensión máxima corregida (Umc):

$$Umc = Fh \cdot Ft \cdot Fp \cdot \frac{Um}{1.7321}$$

Ec. 12

- Ft: factor de corrección por temperatura (0.952).
- Fh: factor de corrección por altura (1.688).
- Fp: factor de corrección por tipo de sistema (Estrella con neutro a tierra con impedancia: 1.70).
- Um: tensión máxima (10.5 kV).
- Umc: tensión máxima corregida.

$$Umc = 16.56 \text{ kV}$$

Ec. 13

3.3.3 Determinación de Niveles Básicos de Aislamiento Normalizados para la Tensión Asignada

Para el nivel de tensión obtenido tomamos el valor inmediato superior estandarizado en 36.2 kV según la tabla 1 de la norma IEEE 1313.1-1.

Obtenemos de la tabla indicada los siguientes valores:

- Tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial : 70kV

(Low frequency short duration withstand voltage).

- Tensión normalizada de impulso : 200kV
(Basic lightning impulse insulation level BIL).

La selección de esta tensión será utilizada como datos de entrada para el cálculo de aislamiento por sobretensiones de impulso y de frecuencia industrial a fin de obtener el resultado de las condiciones más severas.

Maximum system voltage (phase - to - phase) Vm kV, rms	Low - frequency short - duration withstand voltage (phase - to - ground) kV, rms	Basic lightning impulse insulation level (phase - to - ground) BIL kV, crest
15	34	95 110
16.2	50	150
36.2	70	200
48.3	95	250
72.5	95 140	250 350
121	140 185 230	350 450 550

Tabla 1. Niveles de tensión estándar según STD IEEE 1313 .1 para clase 1, (15kV <Um<242kV).

Fuente IEEE

3.3.4 Aislamiento Por Sobretensiones De Impulso

$$CFO_i = \frac{BIL}{(1 - N \cdot \sigma) \cdot \delta}$$

Ec. 14

- BIL : Tensión normalizada de impulso (200 kV).
- N : Numero de desviaciones estándar sobre la media (1.2).
- σ : Desviación estándar (2%).
- δ : Densidad relativa del aire corregida (0.569).
- CFO_i : Tensión critica disruptiva.

$$CFO_i = 360.137 \text{ kV}$$

Este resultado conlleva a la seleccionar el inmediato superior el cual sería definido de acuerdo al catálogo del fabricante.

3.3.5 Aislamiento por Sobretensiones de Frecuencia Industrial

$$CFO_f = F_s \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot U_f}{\sqrt{3} \cdot (1 - N \cdot \sigma)} \cdot \frac{1}{Fl \cdot Fh \cdot \delta_o}$$

Ec. 15

- U_f : Tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial (70 kV).
- F_s : Factor de sobretensión (1.5).
- N : Numero de desviaciones estándar sobre la media (3).
- σ : Desviación estándar (2%).
- Fl : Factor de lluvia según el Dirección General de Electricidad del MEM. (0.95).
- Fh : Factor de humedad para tensiones de servicio menores a 72.5.kV (1.0).
- δ_o : Densidad relativa del aire a 10°C (0.710/1.247=0.569).
- CFO_f : Tensión crítica disruptiva.

$$CFO_f = 168.725 \text{ kV}$$

3.3.6 Tensión Disruptiva Bajo Lluvia a Frecuencia de Servicio (Uc)

$$U_c = 2.10 \cdot (U_{mc} + 5)$$

Ec. 16

- U_{mc} : Tensión máxima corregida (16.560 kV).
- U_c : Tensión disruptiva bajo lluvia.

$$U_c = 45.276 \text{ kV}$$

3.3.7 Elección de la Corriente Nominal (In) y de la Clase de Descarga de la Línea:

En la siguiente tabla se muestra los valores habituales de corrientes nominales de descarga (I_n) y clase de descarga de la línea en función de la tensión nominal (U_n) del sistema.

Tensión nominal del sistema U_n	Tensión máxima del sistema U_m	Clasificación de pararrayos (I_n)					
		5KA	10 KA			20 KA	
			Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
$U_n \leq 66 \text{ KV}$	$U_m \leq 72.5 \text{ KV}$	·	·	·			
$66 \text{ KV} < U_n \leq 220 \text{ KV}$	$72.5 \text{ KV} < U_m \leq 245 \text{ KV}$			·	·		
$220 \text{ KV} < U_n \leq 380 \text{ KV}$	$245 \text{ KV} < U_m \leq 420 \text{ KV}$				·	·	
$U_n > 380 \text{ KV}$	$U_n > 420 \text{ KV}$					·	·

Tabla 2. Valores habituales de corriente nominal de descarga (I_n) basado en la tabla 6.14 de Coordinación de Aislamiento en redes eléctricas de alta tensión de Juan A. Martínez Velasco.

De la tabla se selecciona $I_n=10\text{kA}$.

I_n	Clase	I de cresta
10 KA	1	125 A
	2	125 A.
	3	250 A.
20 KA	4	500 A.
	5	500 A.

Tabla 3. Valores de forma de onda y magnitud de cresta de la corriente de descarga (Fuente libro Coordinación de Aislamiento en redes eléctricas de alta tensión de Juan A. Martínez Velasco)

3.3.8 Elección de la Longitud de Fuga (L_f)

Se utiliza la siguiente expresión:

$$L_f = N_c \cdot U_m$$

Ec. 17

- U_m : Tensión máxima (10.5 kV).
- N_c : Longitud de fuga especificado en la tabla 4, según la norma IEC 60071-2 (31 mm/kV) para un nivel de contaminación "muy pesado".
- L_f : Longitud de fuga.

$$L_f = 325.5 \text{ mm}$$

Pollution level	Examples of typical environments	Minimum specific creepage distance num/kV
I Light	<ul style="list-style-type: none"> - Areas without industries and with low density of houses equipped with heating plants - Areas with low density of industries or houses but subjected to frequent winds and/or rainfall - Agriculture areas - Mountainous areas - All these areas shall be situated at least 10 km to 20 km from the sea and shall not be exposed to winds directly from the seab 	16mm/Kv
II Medium	<ul style="list-style-type: none"> - Area with industries not producing particularly polluting smoke and/or with average density of houses equipped with heating plants - Areas with high density of houses and /or industries but subjected to frequent winds and/or rainfall - Areas exposed to wind from the sea but not too close to coasts (at least several kilometers distant) 	20mm/Kv
III Heavy	<ul style="list-style-type: none"> - Areas with high density of industries, and suburbs of large cities with high density of heating plants producing pollution - Areas close to the sea or in any case exposed to relatively strong winds from the sea 	25mm/Kv
IV Very heavy	<ul style="list-style-type: none"> - Areas generally of moderate extent, subjected to conductive dusts and to industrial smoke producing particularly thick conductive deposit - Areas generally of moderate extent, very close to the coast and exposed to sea spray or to very strong and polluting winds from the sea - Desert areas, characterized by no rain for long periods, exposed to strong winds carrying sand and salt, and subjected to regular condensation 	31mm/Kv

Tabla 4. Distancia de fuga mínima a considerar según el tipo del medio físico de la instalación (Fuente IEEE)

3.4 Selección del Aislador

3.4.1 Selección de Aislador En 10 KV

Todos los equipos involucrados en el aislamiento del sistema en estudio con tensiones nominales de 10 kV. Deberán cumplir como mínimo los siguientes requisitos:

Resultados de aislamiento para 10 kV		
Parámetro	Unidad	Valor
Tensión nominal (Un)	kV	10.50
Tensión máxima corregida normalizada	kV	16.56
Tensión normalizada de impulso (BIL)	kV	200.00
CFO_i para aislamiento por sobretensión de impulso	kV	360.14
CFO_f para aislamiento por sobretensión de frecuencia industrial	kV	168.73
Tensión disruptiva bajo lluvia	kV	45.28
Longitud de la línea de fuga	mm	325.50

Tabla 5. Resultado de aislamiento para tensión de 10 kV.

Según los datos calculados se sugiere el aislador STLP-36 de la Marca SILICON.

► ESPECIFICACIONES TECNICAS		STLP-15	STLP-28	STLP-36	STLP-46	STLP-52
DIMENSIONES						
A (Aleta mayor)	mm	121	121	131	131	131
B (Aleta menor)	mm	101	105	102	102	102
C (Longitud)	mm	305	345	370	425	475
PROPIEDADES MECANICAS						
Esfuerzo de Flexión (Cantiléver)	KN	10	10	10	10	10
Esfuerzo de Compresión	KN	8	8	8	8	8
Peso	Kg	2.0	2.3	2.6	3.2	3.5
PROPIEDADES ELECTRICAS						
Tensión Nominal	Kv	15	28	36	46	52
Tensión de Impulso Negativo	Kv	162	208	223	281	340
Tensión de Impulso Positivo	Kv	149	192	206	260	295
Flashover en Seco a 60 Hz	Kv	97	124	134	168	191
Flashover en Húmedo a 60 Hz	Kv	72	92	112	125	142
Nivel de radio Influencia a 1.0 Mz	uV	6 a 15 KV	8 a 20 KV	10 a 20 KV	10 a 20 KV	10 a 20 KV
Distancia de Arco	mm	210	270	290	365	415
Línea de Fuga	mm	550	760	920	1172	1334
Numero de Aletas	Und	6	8	10	12	14
Nivel de Tracking ASTM D 2303 - IEC 60587	Kv	6 @ 6h	6 @ 6h	6 @ 6h	6 @ 6h	6 @ 6h
Clase de Contaminación IEC 815	*	IV	III	III	III	III
Prueba de envejecimiento IEC 1109-C	Hr	5000	5000	5000	5000	5000

Tabla 6. Catálogo de aisladores SILICON.

CAPÍTULO IV

MEMORIA DE CALCULO PARA LA SELECCIÓN DEL PARARRAYO DE LINEA DE TRANSMISION 10KV – TAMBOMAYO

4.1 Introducción

En 1752 Benjamín Franklin invento los pararrayos y presentó la llamada teoría del fluido único para explicar los dos tipos de electricidad atmosférica, la positiva y negativa. A partir de entonces nacieron los pararrayos que se diseñaron para excitar y atraer la descarga y luego conducirla a tierra, lugar donde no ocasionan daños. En 1919 Nikola Tesla definió correctamente el principio de funcionamiento del pararrayos, mejorando las teorías y las técnicas de Benjamín Franklin y su patente. Desde entonces, la industria del pararrayos ha evolucionado y se fabrican modelos de distinto diseño, como pararrayos de punta simple, pararrayos con multipuntas, pararrayos con punta electrónica, etc. Pero todos con el mismo principio físico de funcionamiento. Reducir los daños que puede provocar la caída de un rayo sobre otros elementos como en los diferentes sectores de telecomunicaciones, electromecánicas y eléctricos. [4]

El Presente diseño del proyecto contemplará la instalación de pararrayos para protección de los equipos e instalaciones, contra sobretensiones generadas ya sea por descargas atmosféricas, que pudieran propagar ondas electromagnéticas a través de las instalaciones, así como para las sobretensiones que pudieran generarse por maniobras de energización o desenergización de líneas o cables de un sistema.

En los sistemas de distribución, la instalación de pararrayos será obligatoria. Se deberán instalar pararrayos en los puntos en que una línea aérea cambia a cable subterráneo, o donde se conectan equipos a una línea aérea de media tensión.

En el presente capítulo tiene el propósito de calcular los parámetros requeridos para la selección del pararrayos que serán usados en la línea para el proyecto CONSTRUCCION DE LINEA DE TRANSMISION EN 10 KV UNIDAD MINERA TAMBOMAYO.

4.2 Objetivo cálculo de pararrayo

El presente informe tiene como objetivo verificar las condiciones actuales y definir las características aislantes de los materiales a utilizar (Aisladores) además los parámetros para selección de los pararrayos en las derivaciones de línea de 10 kV.

4.3 Calculo de Pararrayos En 10 kV

El pararrayos será del tipo Oxido Metálico de alta confiabilidad contra sobretensiones y capaz de soportar periodos prolongados sobretensiones temporales propias de la operación de la red, mientras permanecen eléctrica y térmicamente estables. Se ha considerado la norma IEC 60099-5.

- Tipo : Oxido metálico.
- Tensiones de operación : 10 KV.

El criterio aplicado contempla determinar la tensión máxima de operación continua (MCOV, maximum continue soperating voltagerating) y sobre voltaje temporal (TOV, temporary over voltage) de los cuales se considerara el resultado más alto para la máxima tensión de operación como punto de partida en la selección del pararrayos.

4.4 Determinación del MCOV y TOV

Aplicamos la formulas basadas en libro de coordinación de aislamiento de Juan A. Martínez Velasco:

$$MCOV \geq km * \frac{U}{\sqrt{3}}$$

Ec. 18

El valor mínimo de tensión nominal viene dado por el "TOV (10s)" que debe ser capaz de soportar el pararrayos por un periodo de 10 segundos, según la IEC 60099-5:

$$TOV(10s) \geq ke * km * \frac{U}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{10}\right)^m$$

Ec. 19

- Km : Factor de corrección de operación máxima (1.10).
- U : Tensión operación (10 kV).
- Ke : Factor de conexión para sistema en estrella con neutro a tierra con impedancia (1.73).
- m : Factor exponencial que varía entre 0.018 y 0.022, se toma (0.02).

$$MCOV = 6.351 kV$$

$$TOV(10s) = 10.678 kV$$

4.5 Selección de Prueba para la Determinación del Margen de Protección

De los resultados obtenidos anteriormente (MCOV y TOV) vamos a la tabla 7. (Catálogo de pararrayos poliméricos de pedestal), seleccionamos los valores inmediatos superiores para determinar los valores nominales mostrados a continuación:

- Código : ZHP012
- Tensión nominal del pararrayos : 12KV
- Tensión máxima de operación continua MCOV : 10.2 KV
- Sobretensión temporal TOV(10s) : 14.9KV
- Tensión de descarga con una onda de impulso de 8/20 μ s. (alta resistencia) para $I_n = 10$ KA : 38.5 KV
- Corriente nominal : 10 kA

ZHP Heavy Duty -Protective Characteristics											
Catalog Number	Voltage Rating (Ur) (kV rms)	MCOV (Uc) (kVrms)	Equivalent F.O.W. kV (Crest)	Switching Surge kV (crest)	Discharge Voltage (1.5kA)	Discharge Voltage (2.5kA)	Discharge Voltage (3kA)	Discharge Voltage (5kA)	Discharge Voltage (10kA)	Discharge Voltage (20kA)	Discharge Voltage (40kA)
ZHP003	3	2.55	11.5	7.5	8.4	8.6	8.7	9.2	10.2	11.6	13.7
ZHP006	6	5.1	23.4	15.1	17.1	17.5	17.7	18.8	20.7	23.6	27.7
ZHP009	9	7.65	33.5	21.6	24.4	25.0	25.4	26.8	29.6	33.8	39.7
ZHP010	10	8.4	36.3	23.5	26.5	27.2	27.5	29.1	32.1	36.6	43.0
ZHP012	12	10.2	43.5	28.2	31.8	32.6	33.0	34.9	38.5	44.0	51.6
ZHP015	15	12.7	54.2	35.0	39.5	40.5	41.0	43.4	47.9	54.7	64.2
ZHP018	18	15.3	65.6	42.4	47.8	49.1	49.7	52.6	58.0	66.2	77.7
ZHP021	21	17.0	70.2	45.4	51.2	52.5	53.2	56.3	62.1	70.9	83.2
ZHP024	24	19.5	87.9	56.8	64.1	65.7	66.6	70.4	77.7	88.7	104.1
ZHP027	27	22.0	98.7	63.8	72.0	73.9	74.8	79.1	87.3	99.7	117.0
ZHP030	30	24.4	109.6	70.9	79.9	82.0	83.0	87.8	96.9	110.6	129.9
ZHP036	36	29.0	131.3	84.9	95.8	98.2	99.5	105.2	116.1	132.6	155.6

Tabla 7. Catálogo de pararrayos poliméricos de pedestal marca Maclean Power Systems.

4.6 Determinación del Margen de Protección (MP %)

El margen mínimo recomendado (Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión de Juan Martínez Velasco) debe de estar por encima del orden del 20%.

$$MP\% = \frac{(BIL - U_p)}{U_p} * 100\%$$

Ec. 20

- Tensión normalizada de impulso fase tierra (BIL) : 200 kV
(Basic lightning impulse insulation level- BIL)
- Tensión de descarga con una onda de impulso (Up) : 131 kV
de 8/20 μ s. (alta resistencia) para $I_n = 10$ kA

Con esto determinamos un $MP\% = 419.48 \%$, que es un valor aceptable mayor al 20%.

CAPÍTULO V

APANTALLAMIENTO CON CABLE GUARDA PARA LA MEJORAR LA PROTECCION CONTRA EVENTOS ATMOSFERICOS DE LA LINEA DE TRANSMISION TAMBOMAYO EN 10KV

5.1 Introducción

El apantallamiento consiste básicamente en la determinación de la ubicación de un cable de guarda en la parte alta de la estructura. Las características mecánicas del cable de guarda se deben considerar de tal forma, que resista las solicitaciones mecánicas y no vaya a tener una flecha excesiva. Las características eléctricas, deben garantizar bajas pérdidas por inducción y bajos voltajes de paso y de contacto. La ubicación del cable de guarda debe ser tal, que sea escasa la probabilidad de que caiga un rayo con una corriente suficiente para producir un flameo. Básicamente, se pueden dividir las metodologías de diseño de la ubicación del cable de guarda en dos grandes grupos: las que encuentran una posición "efectiva" del cable de guarda, tal que permita un "buen" apantallamiento; y las que asignan a una posición determinada del cable de guarda, una cierta probabilidad de falla del apantallamiento. [4]

El objetivo del apantallamiento es reducir el número de interrupciones que provocan las descargas atmosféricas, de forma que cuando estas impacten sobre el sistema de apantallamiento se deriven a tierra.

Las descargas atmosféricas que impactan en las subestaciones o en los tramos de línea próximos a las mismas pueden tener graves consecuencias para la aparamenta, ya que las sobretensiones producidas por estas descargas no son amortiguadas por la longitud de la línea. Mientras que el apantallamiento utilizado en las líneas se basa en la instalación de unos o dos cables de guarda.

Existen tres opciones para la protección de las subestaciones.

- Instalación de cables de Guarda
- Instalación de puntas Franklin
- Método mixto

Este capítulo desarrollaremos el apantallamiento de líneas aéreas utilizando el cable de guarda, para la mejorar el sistema de protección contra los eventos atmosféricos en la línea de 10KV Tambomayo.

5.2 Apantallamiento de Líneas Aéreas

Las líneas aéreas de transporte y de distribución de energía eléctrica están expuestas a las descargas atmosféricas (caída de rayos), siendo este uno de los motivos más habituales de fallo de aislamiento. En caso de que un rayo impacte sobre una línea aérea, se origina una elevada sobretensión que puede producir el cebado de los aisladores si se supera su nivel de aislamiento. En tal caso la sobreintensidad se descarga a tierra a través del apoyo, lo que implica una falla a tierra. Y si el aislador permanece contorneado, una vez haya pasado la sobretensión, las protecciones deberán despejar la falla abriendo la línea y reenganchándola (produciendo de esta forma una interrupción del servicio de unos pocos segundos de duración).

5.2.1 Apantallamiento efectivo

Existen metodologías más o menos sencillas para la ubicación de la posición efectiva. La más sencilla de todas, es mediante una gráfica como la de la **figura 14**, en la cual se encuentra la combinación de altura del cable con el ángulo de apantallamiento, los cuales producen un buen funcionamiento de líneas de Alto Voltaje.

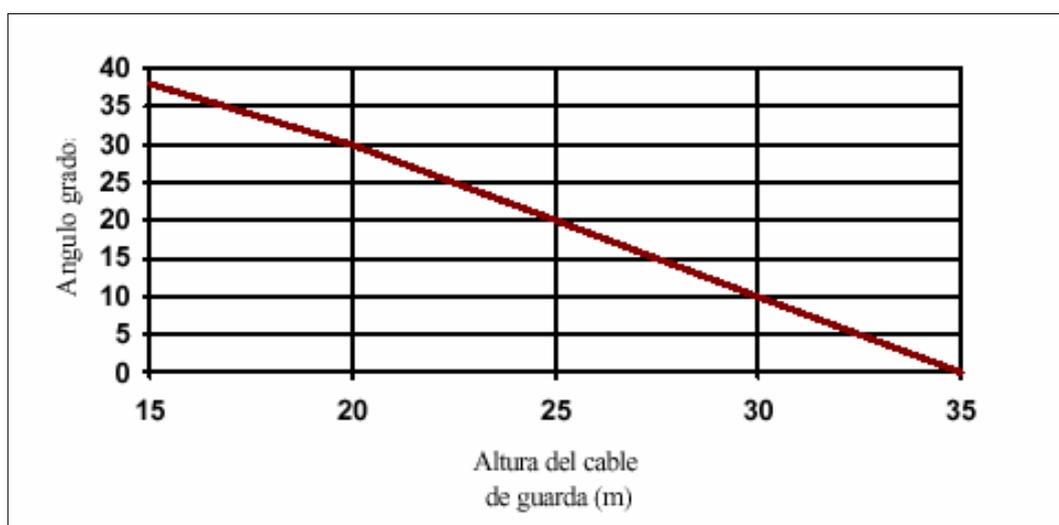


FIG14. Guía para el diseño del cable Guarda (Fuente libro de Juan A. Martínez Velasco)

5.3 Métodos de protección contra las Descargas atmosféricas.

5.3.1 Método Clásico.

Las Estaciones Transformadoras tipo exterior y las líneas de transmisión deben protegerse contra las descargas atmosféricas directas e indirectas. Dichas descargas afectan a las Estaciones en dos formas sustancialmente distintas; por una parte las descargas producidas sobre las líneas que llegan o salen de la Estación provocan ondas viajeras que se dirigen hacia ella, solicitando la aislación de los equipos que la componen. Por otra parte, deben considerarse las descargas que caen directamente sobre la Estación y eluden la acción del blindaje, incidiendo directamente sobre el equipamiento. Por tales razones, en el diseño de la protección de una Estación se deben tener en cuenta ambos efectos, cada uno de los cuales necesita ser tratado en forma diferente. El primero de los efectos mencionados, se evita mediante la instalación de descargadores de sobretensión convenientemente ubicados.

Las descargas directas provocan solicitaciones exigentes para las aislaciones de los equipos, debiéndose disminuir al mínimo posible el número de las mismas, con un costo económico razonable. Es práctica común utilizar hilos de guarda como sistema de protección. [7]

5.3.1.1 Sistema de protección por hilo de guarda

Los hilos de guarda de Estaciones y líneas desempeñan dos funciones importantes:

- Proteger las líneas aéreas contra descargas atmosféricas siendo su objetivo primordial.
 - Reducir la tensión inducida en la línea aérea por los rayos que caen en las cercanías.
 - Proteger los conductores de fase, absorbiendo las descargas atmosféricas.
 - Reducir la acción devastadora del rayo descargado directamente en la línea aérea.
Para todo lo cual, tiene mucha importancia la disposición con respecto a los conductores.
- Reducir el efecto de la corriente de cortocircuito y participando por lo tanto en la disminución de la resistencia de tierra, y disminuyendo las tensiones de paso que puedan poner en peligro a las personas o animales.

La acción protectora del hilo de guarda se determina por “zonas de protección” o también conocidos como “ángulos de protección”. Dichas zonas son fundamentales en la configuración de líneas eléctricas aéreas y Estaciones de Transformación, dado que la misma influye considerablemente sobre su diseño.

Inicialmente se había considerado la acción protectora del hilo de guarda teniendo en cuenta que la carga del conductor de fase (debido a la influencia atmosférica), estaba limitada por la vecindad y la capacidad que existía con dicho conductor. En base a esto, se habían ubicado los hilos de guarda al lado de los conductores de fase. Investigaciones realizadas considerando características y desarrollo del rayo, han demostrado que el principal peligro no se debe buscar en las pequeñas cargas por intermedio de los denominados golpes indirectos y la vecindad de las líneas eléctricas aéreas, sino en la magnitud de la carga producida por los golpes directos en los conductores. Con esto se ha decidido claramente que solamente los hilos de guarda, que en forma de una jaula de Faraday, protegen los conductores contra las nubes; efectuando una protección eficaz debiéndose ubicar los mismos sobre los conductores y no al lado de ellos. El costo consiste no solamente en el hilo de guarda propiamente dicho, sino también tienen importancia los gastos por alargamiento y refuerzo de los soportes.

Los hilos de guarda o hilos de tierra se colocan 1 o 2 sobre los conductores de fase en la parte más alta de los soportes y conectados a tierra. Suele utilizarse como hilo de guarda el cable de acero galvanizado de 50 o 70 mm² o bien el cable de Al/Ac (la sección es únicamente por razones mecánicas). Para el dimensionado de los hilos de Al/Ac, se aplica una regla práctica aproximada la cual determina que la sección del hilo de guarda en acero es aproximadamente igual a la sección del alma de acero del conductor.

El problema de cómo colocar el hilo de guarda para conseguir una protección total contra las descargas directas de los rayos a los conductores ha sido muy discutido, no llegándose hasta ahora a ningún resultado definitivo. Por ello se enuncian las principales propuestas para resolver el problema, a fin de elegir una solución adecuada que garantice el funcionamiento seguro de la línea y que sea económicamente aceptable. En la **Figura 15** se muestran las distintas propuestas, las cuales se analizan a continuación.

[7]

- **BEWLEY:** Asume que el rayo choca siempre el objeto más próximo a la nube cargada y deduce de esta hipótesis las fórmulas para la colocación de los hilos de guarda. Estas fórmulas dependen de la altura de las nubes cargadas, lo que es un factor difícil de determinar. Bewley llega a la conclusión de que, para las nubes de una altura de 5 a 30 veces la altura de los hilos de guarda sobre la tierra, el ángulo protector es de 55° a 75° .
- **WAGNER:** En base a ensayos de laboratorio, recomienda adoptar un ángulo protector del hilo de guarda de 30° a 40° para los conductores externos y de 70° a 80° para los colocados entre los hilos de guarda.
- **GOLDE:** Llega a la conclusión de que el ángulo protector del hilo de guarda es aproximadamente 64° y aumenta con la intensidad de la corriente del rayo.
- **LEWIS:** Recomienda para conductores dispuestos horizontalmente, la aplicación de 2 hilos de guarda, colocados sobre los conductores a una altura igual a $\frac{2}{3}$ de la distancia entre los conductores. La distancia entre los hilos de guarda debe ser igual a la existente entre los conductores.
- **SCHWAIGER:** Determina la zona protectora del hilo de guarda como la zona incluida entre la vertical que pasa por el cable y el arco que pasa por el mismo cable y es tangente a la tierra. El radio del arco es igual a la altura del hilo sobre tierra. La zona de protección entre 2 hilos de guarda es la semicircunferencia de diámetro C igual a la distancia entre los mismos y cuyos puntos extremos coinciden con dichos hilos de guarda. Más claramente, la zona protegida por los hilos de guarda, está determinada por círculos de radios iguales a la altura sobre el suelo del hilo de guarda.
- **LANGREHR:** Determina la zona protegida por el hilo de guarda de manera similar a Schwaiger, solamente que los centros de los arcos deben ser el doble de la altura del hilo de guarda sobre tierra.

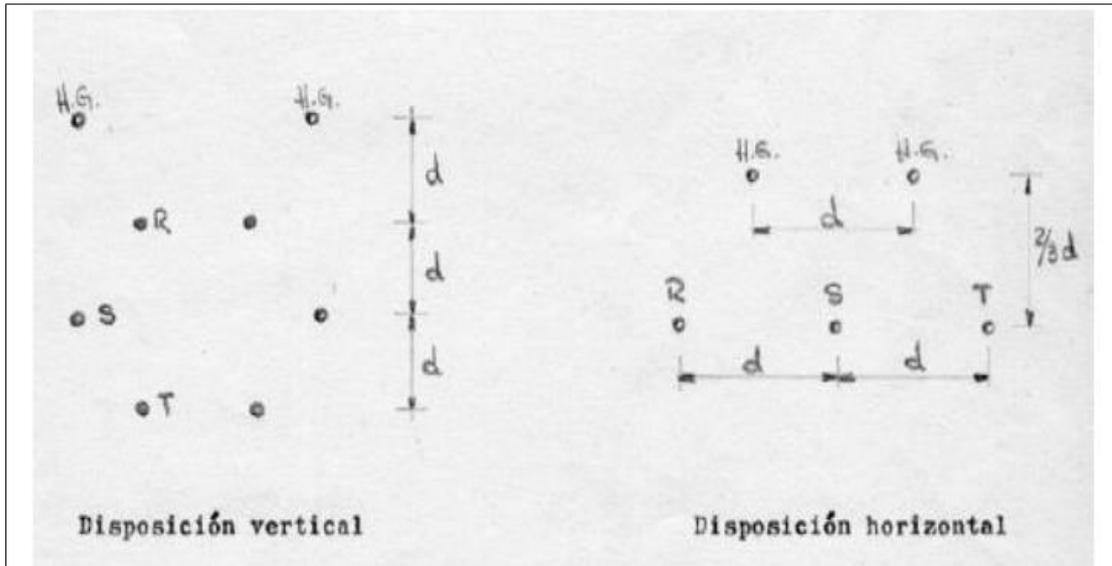


FIG17. Protección de una línea aérea de doble y simple terna según Lewis (Fuente Protection for Control Systems)

Actualmente, por ofrecer adecuada protección y ser económicamente justificable, el método más utilizado es el de **Langrehr**.

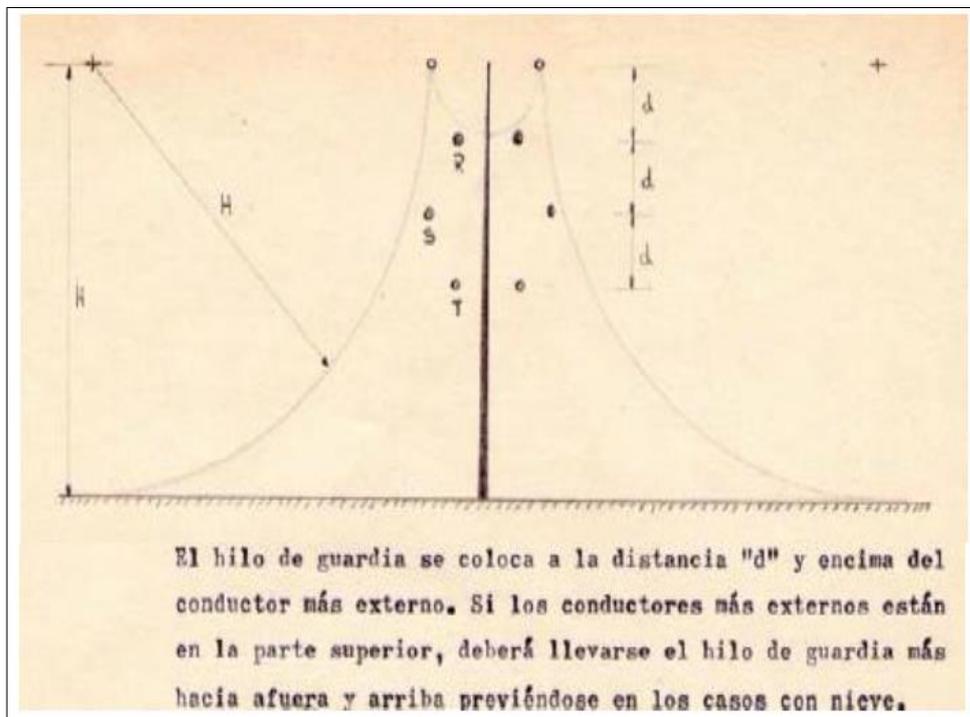


FIG17. Protección de una línea aérea de doble terna según Schwaiger (Fuente Protection for Control Systems)

De acuerdo a la Figura 18 se tiene:

$$d \geq 1,1 \left(\frac{x^2}{2h} + x \sqrt{\frac{2h}{H}} \right)$$

Ec. 21

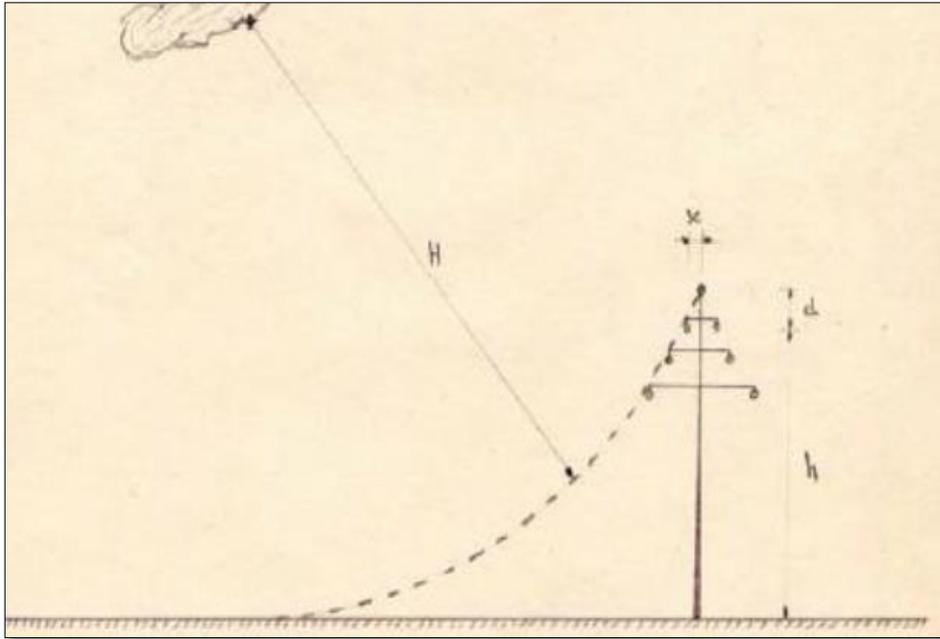


FIG18. Determinación de la posición del hilo de guarda según Langrehr (Fuente Protection for Control Systems)

Se ha demostrado experimentalmente que el espacio protegido por un cable de tierra está aproximadamente delimitado, por un arco circular de radio igual a la altura del cable de tierra sobre el suelo **Figura 18**.

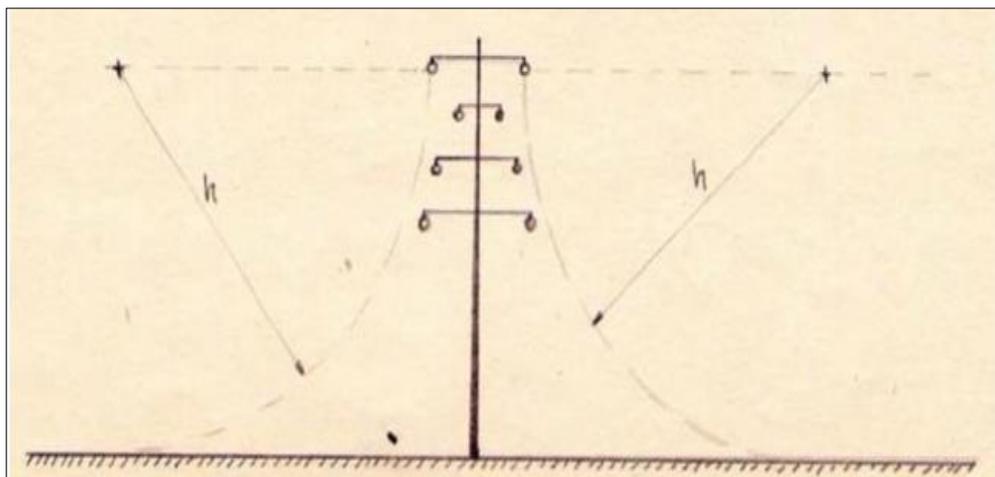


FIG19. Determinación del espacio protegido por el hilo de guarda según Schwaiger (Fuente Protection for Control Systems)

Con lo expuesto, quedan definidos los criterios para la disposición de los conductores y de los hilos de guarda; pero los hilos de guarda colocados sobre los conductores de línea, aún si soportan el golpe del rayo, no garantizan por sí mismo una eficaz protección del sistema si la aislación de la línea no se ajusta a las consecuencias que produce el golpe del rayo en el hilo de guarda. Como ya se dijo, el rayo da origen a corriente del orden de hasta 100 KA. Esta corriente que fluye a tierra, se distribuye sobre varios soportes de línea (Figura 20), y si la línea esta provista de hilo de guarda, soporte y puesta a tierra, existirá una caída de tensión debida a la resistencia de estos elementos. [7]

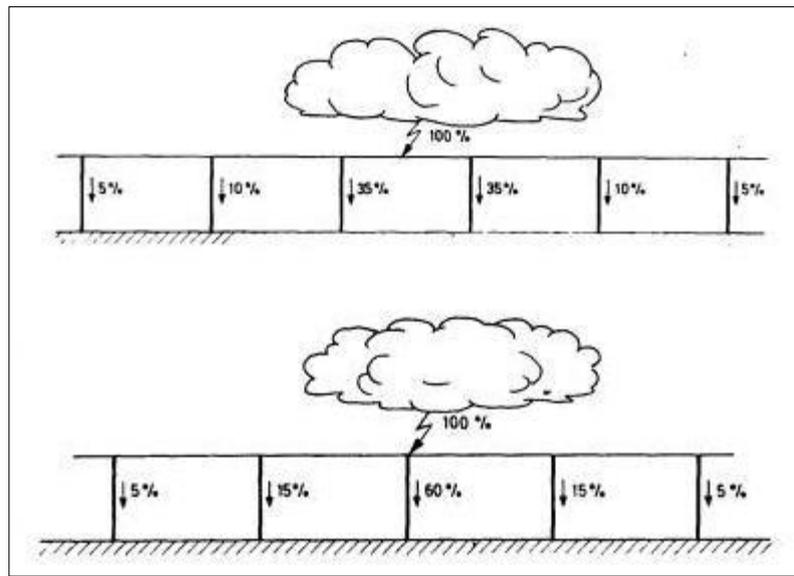


Figura 20 – Distribución de la corriente del rayo en una línea con hilos de guarda. [7]

(Fuente Protection for Control Systems)

5.3.2 Método Electrogeométrico (EGM).

5.3.2.1 Apantallamiento de Líneas Aéreas.

Existen dos teorías principales:

- Teoría de la altura de la descarga. (Supone que la traza del rayo en su último recorrido, es vertical). Esta teoría se desarrolló en los puntos anteriores a través del “método clásico”.
- Teoría de la intensidad de la descarga. (Fundamento del modelo electrogeométrico).

La teoría que mejor establece la zona protegida por el apantallado, es la desarrollada como “**modelo electrogeométrico**”. Este modelo sirvió para

comparar con métodos sugeridos por distintos investigadores, basados fundamentalmente en la experiencia de los resultados obtenidos. Hoy día el modelo electrogeométrico permite convalidar la eficacia de algunos de ellos.

a) 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) y con el valor de la corriente de primera descarga de retorno del rayo. En general se considera que existe una distancia (distancia crítica) alrededor del conductor de fase y del cable de guarda formando un “radio atractivo”, de forma que los rayos cuyo último paso se encuentre más cercano que esta distancia, impactarán sobre el conductor correspondiente. El lugar geométrico de los puntos equidistantes del conductor de fase o cable de guarda, es un círculo cuyo radio (llamado distancia crítica) es 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.

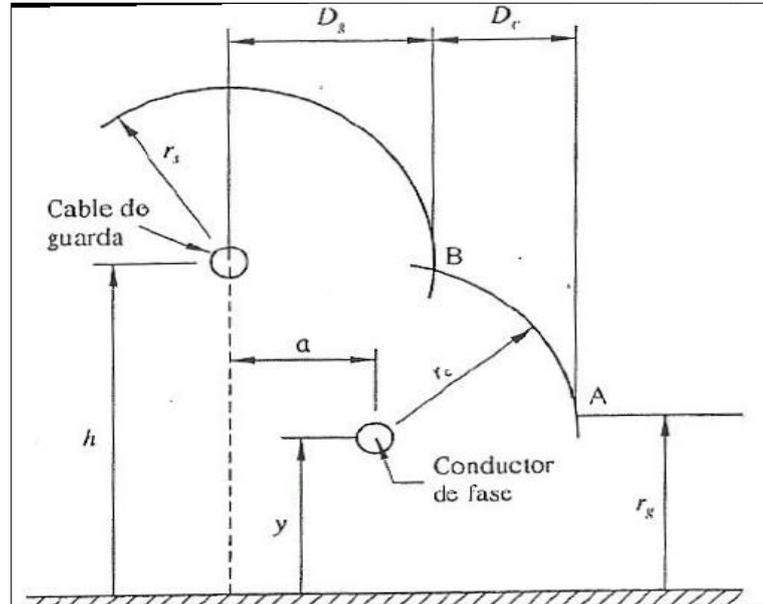


Figura 21 – Distancias críticas del cable de guarda, conductor de fase y tierra. [7]
(Fuente Juan Antonio Martínez Velasco “Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas De Alta Tensión”)

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 siguiente Figura 21 presenta las distancias críticas del conductor de fase r_c , del cable de guarda r_s y tierra r_g .

Existen diferentes ecuaciones para determinar las distancias críticas. En este apunte se utilizan las propuestas en IEEE Std 998 – 1996. Su valor depende de la corriente de pico de descarga I (expresada en kA), y suele expresarse en función de la distancia crítica a tierra (r_g) según:

$$r_s = \gamma_s \cdot r_g \quad \text{Ec. 22}$$

$$r_c = \gamma_c \cdot r_g \quad \text{Ec. 23}$$

Los valores de los parámetros, de acuerdo con IEEE Std 998-2010:

$$r_g = 8 \cdot I^{0.65} \quad \text{Ec. 24}$$

$$\gamma_s = \gamma_c = 1 \quad \text{Ec. 25}$$

(Factores que están en función de la altura del cable de guarda del conductor de fase)

La ecuación anterior puede reescribirse de la forma:

$$I = 0,041 \cdot r_g^{1.54} \quad \text{Ec. 26}$$

Esta relación se muestra en la siguiente curva:

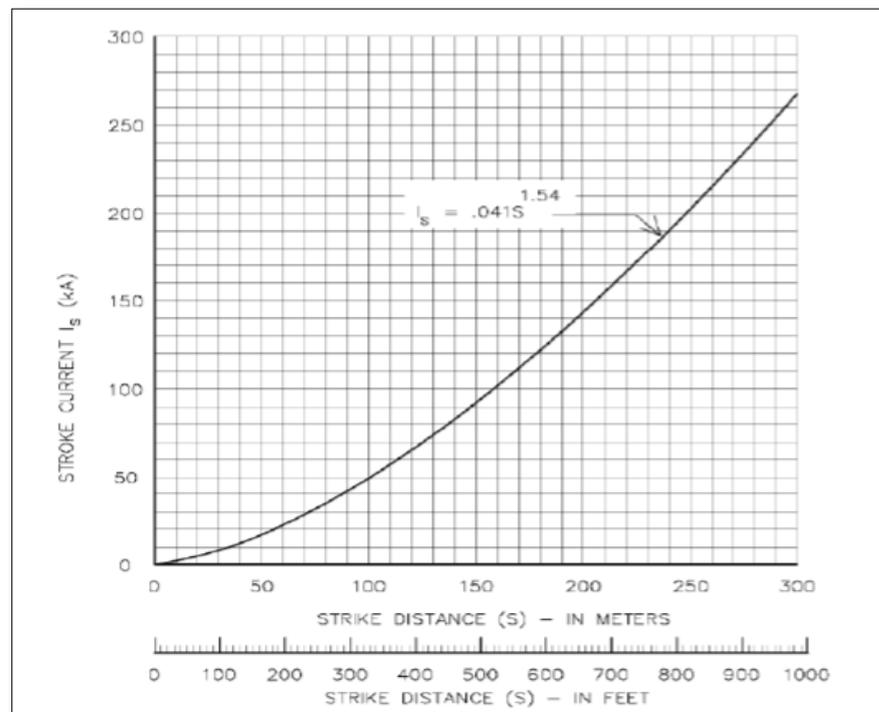


Figura 22– Corriente de descarga vs Curva crítica. [7] (Fuente Juan Antonio Martínez Velasco “Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas De Alta Tensión”)

5.4 Localización de la Descarga

Es importante distinguir entre localización del canal vertical de una descarga y su punto de impacto. La localización del canal vertical se obtiene de acuerdo con una función de probabilidad con distribución uniforme, es decir cualquier punto del área en la que está tendida la línea tiene la misma probabilidad. Sin embargo, el punto de impacto se determinará empleando el modelo electrogeométrico y la localización del canal vertical. Al acercarse una descarga a tierra hay un momento en que se supera la rigidez dieléctrica del aire y se produce el salto hacia el objeto más cercano. La distancia a la que salta el arco depende de la magnitud de la corriente de la descarga y la posición de esta como se vio en los literales anteriores. Es importante determinar la ubicación del punto de impacto final de una descarga atmosférica (un conductor de fase, una torre, un cable de tierra o tierra), ya que de este punto dependerá la magnitud del sobrevoltaje.

5.4.1 Impacto Directo sobre las Estructuras o el Cable de Guarda

La incidencia de una descarga atmosférica en los cables de guarda o en la torre de una línea de transmisión puede ocasionar su salida de servicio, debida al crecimiento del voltaje en el punto de incidencia del rayo.

La ocurrencia de fallas por sobrevoltajes en la línea a consecuencia del impacto directo de las descargas atmosféricas difícilmente es eliminada. Sin embargo estos efectos pueden ser minimizados a través de la optimización de las puestas a tierra de las estructuras y del ajuste de los elementos de la cabeza de la torre.

5.4.1.1 Impacto directo en las Estructuras

Cuando un rayo impacta una torre se establece un proceso de propagación de ondas de voltaje y corriente a través de tres caminos, uno de ellos es por la propia torre y los otros dos por los cables de guarda adyacentes y estos a su vez en las torres próximas y en los sistemas de puesta a tierra con reflexiones según las impedancias características involucradas.

El voltaje resultante de la descarga atmosférica es el producto de la corriente del rayo por la impedancia de onda equivalente vista en este punto. Este voltaje tendrá variaciones de acuerdo por las reflexiones de la onda incidente en la resistencia de pie

de torre y en las torres adyacentes. El siguiente gráfico muestra una distribución aproximada de la propagación de la descarga.



Figura 23 – Distribución del rayo. [7] (Fuente Juan Antonio Martínez Velasco “Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas De Alta Tensión”)

5.4.1.2 Impacto en el vano del cable de guarda

La incidencia de la descarga en los cables de guarda presenta como característica básica un voltaje en el punto de incidencia superior que el caso de impacto en la Estructura (por la distinta impedancia).

El rayo puede caer en cualquier punto del vano y el voltaje dependerá de la relación entre las distancias desde el punto de incidencia y las estructuras más próximas, siendo la descarga en la mitad del vano aquella que producirá el mayor valor del voltaje.

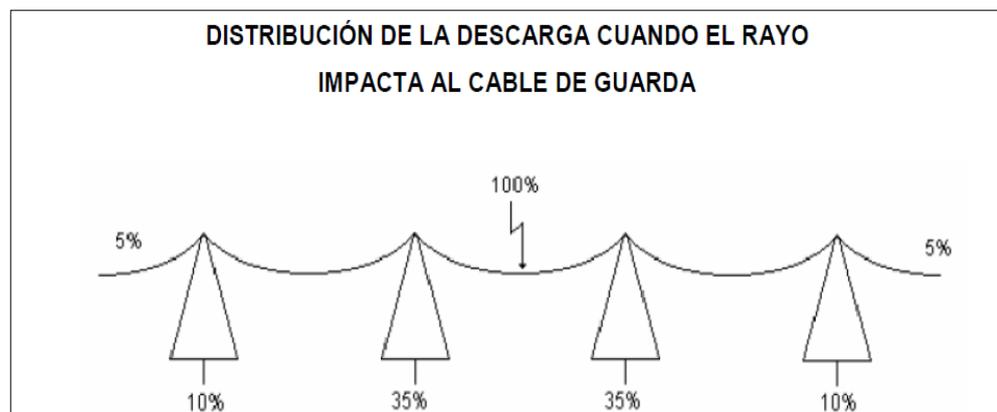


Figura 24– Corriente de descarga vs Curva crítica. [7] (Fuente Juan Antonio Martínez Velasco “Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas De Alta Tensión”)

CAPÍTULO VI

DETERMINACION DE LA MEJORA DEL SISTEMA DE PROTECION PARA EL APANTALLAMIENTO CONTRA EVENTOS ATMOSFERICOS PARA LA LINEA DE 10 KV TAMBOMAYO

6.1 Introducción

Para la confiabilidad del sistema es necesario contar con equipos de protección de línea que garanticen la continuidad del servicio de forma eficiente, es por eso que en el presente capitulo cuantificaremos los niveles de riesgo de salida de la línea y con lo expuesto en los capítulos anteriores daremos una mejor alternativa para el apantallamiento de la línea que se construyó para así aminorar los riesgos de salida futura de la línea de transmisión.

6.2 Estudio de Niveles de Riesgo de Salida de Línea por Eventos Atmosféricos

6.2.1 Bases de Cálculo

6.2.1.1 Consideraciones Ambientales

Las condiciones climatológicas de la zona referida al proyecto están presentes en el siguiente listado:

- Temperatura ambiente máxima absoluta : 25 °C
- Nivel isoceraunico : 50 días de tormenta por año
- Altura sobre el nivel del mar : 4500 msnm

6.2.1.2 Consideraciones Físicas de la Línea

Las características físicas y eléctricas del conductor están presentes en el siguiente listado:

- Tipo de conductor : AAAC
- Radio del conductor (70 mm²) : 5.315 mm
- Longitud de la línea : 5.4 km
- Altura de la línea : 11.65 m
- Voltaje critico de flameo del aislador : 206 kV

6.2.1.3 Normas y Fuentes de Calculo

Para el estudio se tomó como bases las normas listadas a continuación:

- IEEE Std 1410-1997
- COES SINAC Anexo 1.1.3. Criterios de Diseño de Líneas de Transmisión.
- OSINERMINING. Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión Resolución de consejo directivo N° 175-2012-OS/CD.

6.3 Método de Burgsdorf-Kostenko para Cuantificar el Riego de salida de Líneas

Este método fue desarrollado para determinar los niveles de riesgos de salida de servicio de líneas de transmisión que básicamente depende de tres factores que cuantifican las probabilidades de impacto de rayo sobre la línea, probabilidad de falla del apantallamiento y probabilidad de cebado de los aisladores.

El número de salidas de una línea de transmisión por cada 100km por año viene dado por la siguiente expresión:

$$N_{SF} = N_S * P_0 * P_1 * 10^{-4}$$

Ec. 27

Donde:

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

N_S : Numero de descargas en la línea / 100km / año.

P_0 : Probabilidad de falla del apantallamiento.

P_1 : Probabilidad de que la corriente de rayo dañe el aislador de la línea.

A continuación, detallaremos la metodología para determinar los factores de la ecuación anterior.

6.3.1 Determinación del Numero de Descargas en la Línea " N_S "

El número de descargas sobre la línea por año por cada 100km se determina según la siguiente expresión:

$$N_S = N_g * \left(\frac{28 * h^{0.6}}{10} \right)$$

Ec. 28

Donde:

N_g : Densidad de descarga a tierra por km² por año (Descargas / km² / año).

h : Altura máxima de la línea de fase o cable de guarda (m).

La densidad de descargas a tierra por km² por año se puede determinar con el nivel isoceraunico de la zona en estudio con apoyo de la siguiente expresión.

$$N_g = 0.04 * N_i^{0.6}$$

Ec. 29

Donde:

N_i: Nivel isoceraunico de la zona en estudio (Días de descargas por año).

6.3.1 Probabilidad de Falla del Apantallamiento “P_o”

La probabilidad de falla del apantallamiento depende básicamente del ángulo de protección del cable de guarda y de la altura de la misma.

$$\text{Log}(P_o) = \frac{\theta * \sqrt{h}}{90} - 2$$

Ec. 30

Donde:

θ : Nivel isoceraunico de la zona en estudio (Días de descargas por año).

H : Altura máxima de la línea de fase o cable de guarda (m)

6.3.2 Probabilidad de que la Corriente de Rayo dañe el Aislador de la Línea “P₁”

La probabilidad de que la corriente de rayo dañe el aislador depende del Critical Flash Over (CFO) que caracterice el aislador, la impedancia del conductor ante una onda de frente atmosférico y la probabilidad de severidad del rayo.

La corriente de descarga se determina con la siguiente expresión:

$$I = \frac{2 * CFO}{Z_{Surge}}$$

Ec. 31

Donde:

I : Corriente de flameo (A)

CFO : Voltaje critico de flameo (kV)

Z_{surge} : Impedancia del conductor ante una onda de frente atmosférico (Ω)

La impedancia del conductor ante una onda de frente atmosférico se puede determinar con la siguiente expresión logarítmica:

$$Z_{Surge} = 60 * \ln\left(\frac{2 * h}{r}\right)$$

Ec. 32

Donde:

h: Altura máxima de la línea de fase (m)

r: Radio del conductor (m)

La probabilidad de severidad del rayo se determina con la siguiente expresión:

$$P_1 = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31kA}\right)^{2.6}}$$

Ec. 33

6.4 RESULTADOS

6.4.1 Número de Salidas de Línea por Eventos Atmosféricos sin Cable de Guarda

La probabilidad de falla del apantallamiento “P0” se tomara como 100% ya que el número de salidas de la línea por eventos atmosféricos se analizará sin cable de guarda. De las ecuaciones anteriores y los datos de entrada descritos en el ítem 3.1 y 3.2 se obtuvieron los siguientes resultados.

$$N_{SF} = N_S * P_0 * P_1 * 10^{-4}$$

$$N_{SF} = 20.66 * 100 * 99.9 * 10^{-4}$$

$$N_{SF} = 20.639 \text{ Salidas / 100km / año}$$

Ec. 34

Tenemos 20.639 Salidas de servicio de la línea por 100km por año sin embargo la línea en estudio tiene una longitud aproximada de 5.4 km lo cual nos obliga a realizar un derrateo por longitud.

$$N_{SF} = 1.118 \text{ salidas / año}$$

Se debe de realizar un apantallamiento de la línea para evitar el riesgo de salida

CONCLUSIONES:

- Para la línea de 10 kV, los aisladores deben ser seleccionados según los datos calculados en este informe. Para aisladores de suspensión se sugiere el modelo STLP-36 de la marca SILICON.
- Es necesario realizar un estudio previo para la construcción de líneas de transmisión, sobre todo cuando este se realice a un nivel y zona isoceraunica de tanta incidencia de eventos atmosféricos, para el adecuado apantallamiento de la línea.
- La ingeniería inicial no contaba con un estudio de incidencia de salidas por eventos atmosféricos, el cual fue demostrado que si es necesario para líneas que se construyen a más de 4500 m.s.n.m.
- Este estudio sirve para indicar de cómo mejorar el sistema de apantallamiento de la línea de transmisión Tambomayo, usando ya sea el método tradicional o el método geométrico.
- Es importante a su vez verificar el sistema de puesta a tierra a utilizarse puesto que esta influye de manera directa para la adecuada descarga de sobretensiones a la línea frente a eventos atmosféricos.
- Según el resultado de número se salidas por eventos atmosféricos, es necesario la instalación del cable de guarda para el apantallamiento de la línea de trasmisión de 10 KV de la unidad minera Tambomayo.
- Con este estudio se plantea reducir la probabilidad de que una descarga atmosférica impacte directamente en los cables de fase del circuito.

SUGERENCIAS

- Para realizar el apantallamiento por el método geométrico se debe de analizar cada estructura según el tipo de armado para apantallar con el Angulo adecuado según los cálculos demostrados.
- Si se realiza el apantallamiento por el método tradicional, se debe tener en cuenta (como ya se demostró) que el conductor debe de ubicarse por encima de las líneas de fase, esto para lograr la mejor protección y reducir al máximo el área de riesgo de caída de rayo.
- Como se analizó, es recomendable visto desde el punto de vista económico la instalación del apantallamiento de la línea que realizar el cambio de una o más de una línea de las fases, inclusive si hubiera la descarga hacia el cable de guarda y este se dañara por la excesiva temperatura resultaría más económico el cambio de guarda que un cambio de conductor de fase.
- El cable a utilizarse será de 3/8" acerado EHS, este es el conductor adecuado para soportar la flecha adecuada de los vanos.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Líneas de Transporte de Energía. Luis María Checa. Editorial. Dossat S.A. 1983.
- [2] Marcus O. Durham and R. A. Durham, "Lightning, Grounding and Protection for Control Systems". IEEE Transactions on Industry Applications Jan 1995.
- [3] Martin A. Uma. "Natural and Artificially-Initiated Lightning and Lightning Test Standards". Proceedings of IEEE, Vol. 76, No. 12, Diciembre 1988.
- [4] <http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2016/09/paper-sistema-pararrayos>
- [5] Ramírez Jorge, Martínez Miguel. "Influencia de las Sobretensiones por Descargas Atmosféricas y Comportamiento de los Sistemas de Puesta a Tierra en Líneas Aéreas de Transmisión y Distribución"
- [6] Juan Antonio Martínez Velasco "Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas De Alta Tensión"
- [7] Protecciones contra sobretensiones por descargas atmosféricas - Cátedra: Transmisión y Distribución de la Energía.
- [8] "Lightning and the hazards it produces for explosive facilities", R.B. Bent.]. (El Electric Power Research Institute (EPRI). 2da. Edición, Págs. 545-552)

ANEXOS

FOTOS CONSTRUCTIVAS



FIG.25 INSTALACION DE BOBINA DE CONDUCTOR (FUENTE PROPIA)



FIG. 26 PREPARACION DE MAN LIFT PARA CAMBIO DE CONDUCTOR (FUENTE PROPIA)



FIG.27 PERSONAL EN MAN LIFT (FUENTE PROPIA)



FIG.28 ACERCANDOSE A LA LINEA PARA EL ATERRAMIENTO (FUENTE PROPIA)



FIG.29 ATERRAMIENTO DE LA LINEA PREVIO AL CAMBIO DE CONDUCTOR (FUENTE PROPIA)



FIG.30 POSICIONAMIENTO DEL PERSONAL PARA EL TENDIDO DEL CONDUCTOR (FUENTE PROPIA)



FIG. 31 PREPARATIVOS PARA EL TENDIDO DEL CONDUCTOR (FUENTE PROPIA)



**FIG.32 TRAMO DEL CONDUCTOR DAÑADO POR LA DESCARGA ATMOSFERICA DIRECTA
(FUENTE PROPIA)**

