



TESIS UANCY



UNIVERSIDAD ANDINA
"NÉSTOR CÁCERES VELÁSQUEZ"

UNIVERSIDAD ANDINA
"NÉSTOR CÁCERES VELÁSQUEZ"
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y CIENCIAS PURAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



TESIS

**"MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN EN 22. 9KV. IMPLEMENTANDO CABLE DE
GUARDA EN LA REGIÓN PUNO".**

PRESENTADA POR:

Bach. HUAYLLA JILACOPA, Arturo Abad

Bach. RODRIGUEZ MAMANI, Henry Jacinto

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

JULIACA – PERÚ
2018



UNIVERSIDAD ANDINA

NÉSTOR CÁCERES VELÁSQUEZ

FACULTAD DE INGENIERÍAS Y CIENCIAS PURAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

TESIS

"MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN EN 22.9KV. IMPLEMENTANDO CABLE DE GUARDA EN
LA REGIÓN PUNO".

PRESENTADA POR:

Bach. HUAYLLA JILACOPA, Arturo Abad

Bach. RODRIGUEZ MAMANI, Henry Jacinto

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA


APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

PRESIDENTE :



ING. SALVADOR TEODORO, VALDIVIA CÁRDENAS

PRIMER MIEMBRO :



ING. WALTER JACINTO, LIZARRAGA ARMAZA

SEGUNDO MIEMBRO :



ING. BENJAMIN, CHUQUIMAMANI QUINTO



TESIS UANCV



UNIVERSIDAD ANDINA
"NÉSTOR CÁCERES VELÁSQUEZ"



RESOLUCIÓN DECANAL N° 274-2016-D-FICP-UANCV

Juliaca, 19 de diciembre de 2016.

VISTOS.- El Oficio N° 197-2016-D/EPIME-UANCV, del Director de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el Informe N° 016-2016/FCHC-EPIME-2016 del Presidente del Jurado dictaminador del Trabajo de Tesis, RESOLUCIÓN DECANAL N° 292-2014-D-FICP-UANCV, y con el acta de calificación de Perfil de tesis de fecha 24 de diciembre de 2014, y el acta de calificación del Borrador de Tesis de fecha 14 de diciembre de 2016, para optar al Título Profesional de **Ingeniero Mecánico Electricista**, con el tema titulado: "**MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN EN 22.9KV. IMPLEMENTANDO CABLE DE GUARDA EN LA REGIÓN PUNO**".

CONSIDERANDO:

Que, el(los) Bachiller(es): **HUAYLLA JILACOPIA, ARTURO ABAD y RODRIGUEZ MAMANI, HENRY JACINTO**, ha presentado su Trabajo de Tesis Titulado: "**MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN EN 22.9KV. IMPLEMENTANDO CABLE DE GUARDA EN LA REGIÓN PUNO**".

Que, habiendo procedido de acuerdo al Reglamento de Grados y Títulos de la Facultad de Ingenierías y Ciencias Puras, el presidente de la Comisión de Grados y Títulos de la Facultad de Ingenierías, nominó como Jurado a los siguientes Docentes:

- * **Presidente** : **Ing. SALVADOR TEODORO, VALDIVIA CÁRDENAS**
- * **1er Miembro** : **Ing. WALTER JACINTO, LIZARRAGA ARMAZA**
- * **2do Miembro** : **Ing. BENJAMIN CHUQUIMAMANI QUINTO**

Que, el Jurado Dictaminador ha aprobado en su integridad el Trabajo de Tesis titulado: "**MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN EN 22.9KV. IMPLEMENTANDO CABLE DE GUARDA EN LA REGIÓN PUNO**".

Estando en la opinión favorable por el Presidente de la Comisión de Grados y Títulos, en concordancia al Reglamento de Grados y Títulos de la Facultad de Ingenierías y Ciencias Puras y en uso a las atribuciones, que le concede la ley Universitaria 30220, ley de creación de la UANCV 23738 y modificación, Resolución de Institucionalización 1287-92-ANR D.L. 739, y el Estatuto de la UANCV, el Decano de la Facultad de Ingenierías y Ciencias Puras.

SE RESUELVE:

ARTICULO PRIMERO.- APROBAR, el TRABAJO DE TESIS, de el(los) Bachiller(es): **HUAYLLA JILACOPIA, ARTURO ABAD y RODRIGUEZ MAMANI, HENRY JACINTO**, para optar al Título Profesional de **Ingeniero Mecánico Electricista**, con el Tema Titulado: "**MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN EN 22.9KV. IMPLEMENTANDO CABLE DE GUARDA EN LA REGIÓN PUNO**".

La misma que deberá proceder a la impresión de su borrador de Tesis en limpio, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Grados y Títulos de la Facultad de Ingenierías y Ciencias Puras - Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

ARTICULO SEGUNDO.- La Comisión de Grados y Títulos de la Facultad de Ingenierías y Ciencias Puras, el Director de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el Secretario Académico de la Facultad de Ingenierías y Ciencias Puras, quedan encargados del cumplimiento de la presente Resolución.

Regístrese, Comuníquese, Archívese.

C.c.
Interesado
Arch.



UNIVERSIDAD ANDINA "NÉSTOR CÁCERES VELÁSQUEZ"
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y CS. PURAS
Mg. Ing. ALFREDO ZEGARRA BUTRÓN
DECANO
CIP: 32590



UNIVERSIDAD ANDINA
"NÉSTOR CÁCERES VELÁSQUEZ"
Ing. Carlos A. Cáceres Vargas
SECRETARIO ACADÉMICO
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y CIENCIAS PURAS
CIP: 72725



DEDICATORIA

Doy gracias al ser más supremo del universo nuestro padre celestial JEHOVÁ que nos brindó el don del conocimiento y la sabiduría. Quien ilumina nuestras vidas en los gratos y difíciles momentos de nuestra vida dándonos fortaleza para seguir adelante por el camino del bien.

A nuestros queridos padres quienes con su apoyo y con su inmenso amor hicieron posible educarnos para hacer posible este anhelo.

A nuestras esposas, a nuestros queridos hijos que son una inspiración para saber sobresalir en este ámbito tan competitivo de la vida laboral.



AGRADECIMIENTO

En la presente tesis que presentamos agradecemos a nuestros padres, amigos que nos brindaron apoyo, moral para seguir profundizando en el ámbito de la investigación sobre la carrera elegida que es una pieza fundamental en nuestro desempeño puesto con esto logramos apasionarnos por la vida laboral en distintos ámbitos y así lograr este objetivo trazado de obtener el grado de titulados en Ingeniería Mecánica Eléctrica para un futuro mejor y ser así un orgullo para nuestra alma mater U.A.N.C.V. y para nuestras familias.

A la "UNIVERSIDAD ANDINA NÉSTOR CÁCERES VELÁSQUEZ" por ser el alma mater que nos forma para ser profesionales competentes.

De igual manera a nuestros DOCENTES quienes fueron nuestros formadores y nos guiaron por el camino del aprendizaje para realizar trabajos como este que nos serán de mucha ayuda en nuestro desempeño laboral.



ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	X
RESUMEN	XI
ABSTRACT	XII
INTRODUCCIÓN.....	XIII

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES	2
1.1. EL PROBLEMA	2
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2.1. PROBLEMA GENERAL.	2
1.2.1.1. Problema general.....	2
1.2.1.2. Problemas específicos.	2
1.2.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.2.1. Objetivo general.	3
1.2.2.2. Objetivos específicos.	3
1.2.3. JUSTIFICACIÓN GENERAL.....	3
1.2.3.1. Justificación del proyecto.....	3
1.2.3.2. Justificación técnica.	4
1.2.3.3. Justificación económica.	4
1.2.3.4. Justificación social.	4
1.2.4. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.4.1. Hipótesis general.....	4
1.2.4.2. Hipótesis específicas.	4
1.2.5. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.	5
1.2.5.1. Matriz de variables.....	5



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO.....	7
2.1. ANTECEDENTES DEL ESTUDIO.....	7
2.1.1. ANTECEDENTES LOCALES.....	7
2.2. BASES TEÓRICAS.....	8
2.2.1. DESCRIPCIÓN DE LINEAS DE MEDIA TENSIÓN.	8
2.2.1.1. Calidad de servicio.....	8
2.2.1.2. Interrupciones.....	8
2.2.1.3. Niveles de corto circuito.	9
2.2.2. CARACTERÍSTICAS DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN.....	9
2.2.2.1. Coeficiente de autoinducción.....	10
2.2.2.2. Capacidad.....	11
2.2.2.3. Conductancia o perditancia.	12
2.2.3. FRANJA DE SERVIDUMBRE.....	15
2.2.4. ASPECTOS DE DISEÑO ELÉCTRICO.....	18
2.2.5. DIFERENCIAS ENTRE EL ALUMINIO Y EL COBRE.....	18
2.2.6. TIPOS DE DESCARGAS.	19
2.2.7. ONDAS VIAJERAS.....	22
2.2.8. SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	24
2.2.8.1. Algunos tipos de descargas.....	24
2.2.8.2. Datos de las descargas atmosféricas.....	25
2.2.8.3. Formación de las descargas atmosféricas.....	26
2.2.9. CORRIENTE DEL RAYO.....	27
2.2.10. INDUCCIÓN POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	28
2.2.11. SOBRETENSIONES EN MANIOBRAS.....	29
2.2.11.1. trabajo de interruptores.....	30
2.2.11.2. Extinción del arco eléctrico por interruptores.....	30
2.2.12. SOBRETENSIONES TEMPORALES.....	30
2.2.12.1. Sobretensiones por efecto Ferranti.....	31
2.2.12.2. Rechazo por carga.....	31
2.2.12.3. Ferro resonancia.....	31



2.2.12.4. Fallas de tierra a fase..... 32

2.2.12.5. Armónicos..... 32

2.2.13. SOBRETENSIONES EN ESTADO ESTABLE..... 32

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN 34

3.1. PROCEDIMIENTO METODOLOGICO DE LA INVESTIGACIÓN..... 34

3.1.1. METODOLOGÍA TEÓRICO CUASI EXPERIMENTAL..... 34

3.1.2. PRODUCTOS DEL PROYECTO..... 34

3.1.3. ALCANCES DE LA INVESTIGACIÓN..... 34

3.1.4. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN..... 35

3.1.5. TIPO DE INVESTIGACIÓN..... 35

3.1.6. NIVEL DE INVESTIGACIÓN..... 35

3.1.7. POBLACIÓN Y MUESTRA..... 35

3.1.7.1. Población..... 35

3.1.7.1. Muestra..... 35

3.1.8. PLAN DE RECOLECCIÓN DE DATOS..... 35

CAPÍTULO IV

CÁLCULOS JUSTIFICADOS..... 38

4.1. ASPECTOS DE DISEÑO MECÁNICO..... 38

4.2. DISEÑO DEL CABLE DE GUARDA..... 39

4.2.1. DISEÑO MECÁNICO DE LAS ESTRUCTURAS..... 40

4.3. TIPOS DE ESTRUCTURAS 41

4.4. CARACTERÍSTICAS METEOROLÓGICAS 42

4.5. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL SISTEMA 42

4.6. PARÁMETROS DE CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDA DE POTENCIA..... 43

4.7. DISTANCIA MÍNIMA VERTICAL DE DOS CONDUCTORES DE UN MISMO CIRCUITO Y EN MEDIO VANO..... 43

4.8. CÁLCULOS ELÉCTRICOS 43

4.8.1. CÁLCULO DE RESISTENCIA ELÉCTRICA..... 43

4.8.2. CÁLCULO DE LA REACTANCIA INDUCTIVA 44



4.8.3. CALCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN. 44

4.8.4. DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO Y SELECCIÓN DE AISLADORES..... 45

4.9. FACTOR EN CORRECCIÓN DE ALTITUD 46

4.10. CAIDA DE TENSIONES EN SISTEMAS DE TRES FASES..... 49

4.11. SELECCIÓN DEL CABLE DE GUARDA..... 51

4.12. PUESTA A TIERRA 52

4.13. CÁLCULO DE RESISTIVIDAD APARENTE..... 52

4.14. CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA..... 53

4.15. ANÁLISIS DEL AISLAMIENTO ELÉCTRICO DE LA LÍNEA PRIMARIA 54

4.16. ANÁLISIS DE PROBABILIDAD DE SALIDAS DEBIDO A RAYOS SOBRE LA LÍNEA..... 54

4.17. DESCARGAS A TIERRA Y SU CALCULO DE DENSIDAD (NG) 55

4.18. ANÁLISIS DE LAS PUESTAS A TIERRA..... 56

4.19. CÁLCULO DEL NIVEL DE AISLAMIENTO EN LOS SOPORTES CON CABLE DE GUARDA 59

4.20. COORDINACION DE LA PROTECCION 62

4.21. DISEÑO MECÁNICO 63

 4.21.1. CALCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES..... 64

4.22. ESFUERZOS PERMISIBLES MAXIMOS 69

4.23. FÓRMULAS CONSIDERADAS 69

 4.23.1. CONCLUSIONES. 72

4.24. CONDUCTORES-AMORTIGUADORES 73

4.25. CÁLCULO MECÁNICO DE LAS ESTRUCTURAS DE MADERA Y RETENIDAS..... 74

 4.25.1. ÁNGULO DE ESTRUCTURAS. 75

 4.25.2. ESTRUCTURAS Y ESFUERZOS. 75

 4.25.3. FÓRMULAS APLICADAS. 76

4.26. CÁLCULOS MECÁNICOS DE RETENIDAS 78

 4.26.1. RETENIDAS Y SUS DISEÑOS. 78

 4.26.2. CONCLUSIONES 79



CAPÍTULO V

SIMULACIÓN DIGITAL (SIMULINK/MATLAB) 81

5.1. DESCARGAS DIRECTAS AL CONDUCTOR DE FASE 81

5.2. SIN CABLE DE GUARDA 81

5.3. CON CABLE DE GUARDA..... 87

5.4. DESCARGAS DIRECTAS AL CONDUCTOR DE GUARDA 89

5.5. DESCARGA EN MEDIO DEL VANO 90

5.6. DESCARGA EN EL POSTE 91

**5.7. COMPARACIÓN ENTRE LOS SISTEMAS APANTALLADOS Y SIN
APANTALLAR 92**

**5.8. COMPARACIÓN GRÁFICA ENTRE EL MÉTODO TEÓRICO Y LA
SIMULACIÓN DIGITAL 93**

5.9. LÍNEAS SIN CABLE DE GUARDA 93

5.10. LÍNEAS CON CABLE DE GUARDA..... 95

**5.11. ANÁLISIS GENERAL DE LAS COMPARACIONES ENTRE EL MÉTODO
TEÓRICO Y LA SIMULACIÓN DIGITAL..... 97**

5.12. CÁLCULO DE SOBRETENSIONES POR DESCARGAS INDIRECTAS 98

5.12.1. METODOLOGÍA DE RUSCK..... 98

5.12.1.1. Líneas sin Cable de Guarda..... 98

CONCLUSIONES..... 102

RECOMENDACIONES 103

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 104

ANEXOS 106

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. <i>Instalación de aisladores en Media Tensión</i>	10
Figura 2. <i>Instalación de una línea pasante en armado tipo AT1</i>	14
Figura 3. <i>Instalación de una línea en Angulo, armado AT2</i>	15
Figura 4. <i>Representación de un armado y la faja de servidumbre en su trayectoria -</i>	16
Figura 5. <i>Se muestra el punto medio y el cálculo mecánico</i>	17
Figura 6. <i>Ilustración de conductores.</i>	17
Figura 7. <i>Ilustración de sobre tensión en viviendas Domesticas</i>	20
Figura 8. <i>Descarga en aisladores de media tensión</i>	21
Figura 9. <i>Diagrama de elementos distribuidos a lo largo de una línea de 22,9kV</i>	22
Figura 10. <i>Se muestra ambos tipos de ondas de sobretensiones</i>	23
Figura 11. <i>Descargas de nube a tierra</i>	24
Figura 12 . <i>Nube a tierra con tornado</i>	24
Figura 13. <i>Descarga durante un tornado Intra-nube</i>	25
Figura 14. <i>Descargas de nube a nube</i>	25
Figura 15. <i>Formación de la descarga nube a tierra</i>	26
Figura 16. <i>Canal rayo negativo y positivo</i>	27
Figura 17. <i>Representación del establecimiento de la tensión inducida en línea próxima al punto de incidencia de una descarga</i>	28
Figura 18. <i>Parámetros de influencia en la amplitud de onda</i>	29
Figura 19. <i>Subestación eléctrica con capacidad de transformación de 22.9, 60kV</i>	32
Figura 20. <i>Influencia del aterramiento en la tasa de ocurrencia de flashover</i>	57
Figura 21. <i>Trabajo de un fusible en sobretensiones eléctricas.</i>	63
Figura 22. <i>curvas esfuerzo deformación para conductores de 7 y 19 hilos</i>	67
Figura 23. <i>Elaboración de Tabla de Tensado</i>	72
Figura 24. <i>Sistemas de Amortiguamiento</i>	73
Figura 25. <i>Fuerzas que interactúan sobre el poste o estructura</i>	76
Figura 26. <i>Retenidas y sus diseños</i>	79
Figura 27. <i>Modelo del poste en Simulink</i>	82
Figura 28. <i>Modelo de línea para conductores de fase</i>	83
Figura 29 . <i>Características del modelo de conductores utilizado</i>	83



Figura 30. Modelo utilizado para simular los aisladores en Simulink.....84

Figura 31. Modelo de resistencia de puesta a tierra en Simulink84

Figura 32. Modelo de la Corriente del Rayo en Simulink85

Figura 33. Diagrama de un tramo de 400 m del sistema simulado en Simulink.....85

Figura 34. Sobretensión en la fase impactada por el rayo.....86

Figura 35. Sobretensión inducida en el poste más cercana a la fase impactada86

Figura 36. Modelo de línea para conductores de fase y guarda.....88

Figura 37. Diagrama de un tramo de 400 m del sistema con cable de guarda, simulado en Simulink.....88

Figura 38. Sobretensión en la fase impactada por el rayo.....89

Figura 39. Sobretensión inducida en la fase más cercana89

Figura 40. Descarga directa al conductor de guarda en medio del vano simulada en Simulink.....90

Figura 41. Sobretensión producida en el conductor de guarda90

Figura 42. Sobretensión inducida en el conductor de fase por descargas directas al conductor de guarda en medio del vano91

Figura 43. Descarga sobre el poste, simulada91

Figura 44. Sobretensión inducida en el conductor de fase por descargas directas al poste, simulada en Simulink.....92

Figura 45. Comparación entre sistemas apantallados y sin apantallar, simulados en Simulink.....93

Figura 46. Sobretensión máxima en la fase impactada por el rayo. a) Método teórico. b) Simulación digital94

Figura 47. Sobretensión máxima en la fase más cercana a la impactada por el rayo. a) Método teórico. b) Simulación digital95

Figura 48. Sobretensión máxima en las fases más cercana al cable de guarda impactado por el rayo. a) Método teórico. b) Simulación digital.....96

Figura 49. Sobretensión máxima en la fase por descargas al poste. a) Método teórico. b) Simulación digital97

Figura 50. Influencia de y en la sobretensión inducida99

Figura 51. Influencia del rayo en la sobre corriente Inducida100

Figura 52. Influencia de I en la Sobretensión Inducida (con $y=50$ m).....101

Figura 53. Influencia de I en la Sobretensión Inducida (con $y=100$ m, $I=1-57$ kA)101



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cuadro comparativo de los conductores Cobre y Aluminio	18
Tabla 2. Tabla comparativa - Tensiones normalizadas.....	27
Tabla 3. Características del conductor en propuesta.....	38
Tabla 4 . Hipótesis de Cálculo Mecánico de Conductores – Conductor de Fase AAAC.....	39
Tabla 5. Diseño Técnico del Conductor.....	39
Tabla 6. Conjetura del Cálculo Mecánico de Conductores – Cable de Guarda	40
Tabla 7. Niveles de Aislamiento de Líneas Primarias	45
Tabla 8. Selección de los aisladores	48
Tabla 9. Flameos (flashover) directos en la línea.....	58
Tabla 10. Número de salidas de la línea	59
Tabla 11. Armado GS1 (0-5º) y GA1 (5-30º) - conductor (Nº 01).....	60
Tabla 12. Armado GS1 (0-5º) y GA1 (5-30º) - conductor (Nº 02).....	60
Tabla 13. Armado GS1 (0-5º) y GA1 (5-30º) - conductor Nº 03	61
Tabla 14. . Aislamiento del conductor de fase en cruceta de 1,20 m.....	61
Tabla 15. Aislamiento del conductor de fase en cadena de aisladores	61
Tabla 16. Soporte Especial GS1-3.....	62
Tabla 17. Soporte Especial GR3-3.....	62
Tabla 18. Curvas de Esfuerzo Deformación del Conductor de AAAC.....	64
Tabla 19. Conductor de Fase AAAC	68
Tabla 20. Cálculo Mecánico de Conductores – Cable de Guarda.....	69
Tabla 21. Conductores amortiguadores.....	73
Tabla 22. Características de las Estructuras.....	75

RESUMEN

El presente trabajo de investigación se titula "MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN REDES DE DISTRIBUCION EN 22.9kV, IMPLEMENTANDO CABLE DE GUARDA EN LA REGION PUNO", que se basa en la mejora de la calidad de suministro eléctrico según la NTCS.

Tiene como problemática el alto índice de interrupciones en las líneas aéreas de distribución en la Región Puno, se considera las zonas geográficas y sus antecedentes como las lluvias vientos descargas atmosféricas, buscando las zonas más adecuadas para la construcción de una línea rural en 22.9kV y para dar una propuesta al problema, se realiza esta investigación que dará una alternativa de solución en la construcción de líneas de media tensión con la protección contra las descargas eléctricas de los rayos, mediante el empleo de cable de guarda en las zonas de alto índice de descargas atmosféricas. Lo cual tiene como objetivo reducir el índice de interrupciones, aumentando la protección contra las descargas atmosféricas mediante el cable de guarda para las líneas aéreas de media tensión.

Y tiene como propósito optimizar y diseñar la protección de las descargas atmosféricas mediante el cable de guarda en líneas de media tensión 22.9kv, entonces mejorara la calidad de servicio en las zonas rurales y con mayor índice de interrupciones. Ciertamente los costos de inversión se elevarán, pero los costos de mantenimiento disminuirán notablemente.

Palabras clave:

Cable de guarda para media tensión 22.9KV, línea de media tensión, línea de distribución.



ABSTRACT

The present research work is entitled "IMPROVEMENT OF QUALITY OF SUPPLY IN DISTRIBUTION NETWORKS IN 22.9kV, IMPLEMENTING CABLE OF GUARD IN THE REGION PUNO", which is based on the improvement of the quality of electricity supply according to the NTCS.

It has as problematic the high rate of interruptions in the distribution airlines in the Puno Region, it is considered the geographical areas and their antecedents as the rains, winds, atmospheric discharges, looking for the most suitable areas for the construction of a rural line in 22.9kV and to give a proposal to the problem, this research will give a solution alternative in the construction of medium voltage lines with the protection against electric discharges of the rays, by means of the use of guard wire in the zones of high rate of atmospheric discharges, which aims to reduce the interruption rate, increasing the protection against atmospheric discharges by means of the guard cable for medium voltage overhead lines.

And its purpose is to optimize and design the protection of atmospheric discharges by means of the cable of guard in lines of medium tension 22.9kV, and then it will improve the quality of service in rural areas and with higher index of interruptions. Certainly investment costs will rise, but maintenance costs will decrease dramatically.

Key word:

Storage cable for medium voltage 22.9KV, medium voltage line, distribution line.

INTRODUCCIÓN

Con este estudio se realizará el mejoramiento del sistema de distribución de energía eléctrica en media tensión con la protección contra las descargas atmosféricas y asegurando las líneas aéreas en 22.9KV que garanticen la continuidad de la energía, así la interrupción por descargas eléctricas atmosféricas lo que trae por consecuencia el costo extra de reparación y de equipos de la línea que no es beneficioso para la empresa de distribución.

A consecuencia de ello se realiza el trabajo de investigación sobre el diseño y mejoramiento del cable de guarda en líneas de media tensión, específicamente en el de 22.9kV.

En el trabajo de investigación se pudo desarrollar y subdividir en los siguientes capítulos.

- *En el Capítulo I*, se tiene el planteamiento del problema, antecedente y objetivo.
- *En el Capítulo II*, se tiene los antecedentes, justificaciones e hipótesis.
- *En el Capítulo III*, se tiene la metodología de la investigación.
- *En el Capítulo IV*, se tiene los cálculos justificativos.
- *En el Capítulo V*, se tiene la simulación digital (SIMULINK) y seguidamente las recomendaciones y conclusiones con los resultados de la investigación.



CAPÍTULO I
ASPECTOS GENERALES

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1. EL PROBLEMA

En el estudio de proyecto de las líneas aéreas se considera las zonas geográficas y sus antecedentes como las lluvias vientos descargas atmosféricas, buscando las zonas más adecuadas para la construcción de una línea de transmisión rural en 22.9kV y para dar una propuesta de solución se busca con esta investigación dar una alternativa de solución en la construcción de líneas de transmisión en media tensión con la protección contra las descargas eléctricas de los rayos mediante el empleo de cable de guarda en la zona de alto índice de descargas atmosféricas.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.2.1. PROBLEMA GENERAL.

1.2.1.1. Problema General.

PG: ¿En qué medida mejorará el cable de guarda, la calidad del suministro en redes de distribución de 22.9 kV?

1.2.1.2. Problemas Específicos.

PE1 ¿Cuál será la construcción adecuada para la instalación del cable de guarda?

PE2 ¿Mejorara el porcentaje de interrupciones en líneas de media tensión en la zona rural?

PE3 ¿Cuál será su ventaja a los sistemas actuales de transmisión de energía eléctrica en 22.9 kV?

1.2.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.

1.2.2.1. Objetivo General.

OG Reducir el índice de interrupciones, aumentando la protección contra las descargas atmosféricas mediante el cable de guarda para las líneas aéreas de media tensión en 22.9KV

1.2.2.2. Objetivos específicos.

OE1 Optimizar la línea de distribución incorporando el cable de guarda.

OE2 Optimizar el desarrollo normal del servicio haciendo el estudio y cálculo del cable de guarda para media tensión 22.9KV.

OE3 Evaluar el modelo desarrollado de la línea de media tensión con cable de guarda.

1.2.3. JUSTIFICACIÓN GENERAL.

La presente Investigación es para optimizar la transmisión de energía eléctrica en media tensión en 22.9 KV en las zonas alto andinas de la región de Puno protegiendo la línea con un cable de guarda contra las descargas atmosféricas como son los rayos, los cuales son perjudiciales para la transmisión de la energía porque producen interrupciones y hasta pérdida de material de la línea así mismo equipos de la línea siendo un costo extra para la empresa de distribución de energía, por esta razón es que se realiza esta investigación para optimizar las líneas aéreas rurales y que garanticen el buen funcionamiento como la continuidad de la energía eléctrica bajo las normas vigentes en la construcción de líneas rurales.

1.2.3.1. Justificación Del Proyecto.

Se propone resolver el problema implementando el cable de guarda en las líneas aéreas de media tensión mediante las técnicas descritas, de forma que el estudio realizado sea generalizable a otros problemas similares.

1.2.3.2. Justificación técnica.

Se pretende proteger las líneas aéreas de media tensión de distribución de energía en media tensión de 22.9kV con el fin de optimizar y garantizar la continuidad de la energía sin interrupciones que afectan a las poblaciones alejadas, dejándolas sin servicio por horas y días.

1.2.3.3. Justificación económica.

La consecuencia es una reducción de costos de reparación de líneas de media tensión y un buen servicio a los usuarios de las poblaciones alejadas como a la empresa de distribución.

1.2.3.4. Justificación social.

Se tiene que mejorar la calidad de servicio eléctrico en las poblaciones alejadas de la región Puno con una continuidad de la energía que es de mucha importancia.

1.2.4. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN.

1.2.4.1. Hipótesis general.

H_G Se optimiza la protección de las descargas atmosféricas mediante el cable de guarda en líneas de media tensión 22.9kv, entonces mejorara la calidad de servicio en las zonas alto andinas de la región Puno.

1.2.4.2. Hipótesis específicas.

H_{E1} Diseño del cable de guarda para las líneas aéreas de media tensión de 22.9KV. Modificando las estructuras existentes o nuevas.

H_{E2} Cálculo y sistemas de protección contra las descargas eléctricas atmosféricas (rayos). Para un buen funcionamiento de la energía transportada y estructuras e líneas

H_{E3} Mejores ventajas en el rendimiento y eficiencia de las líneas de media tensión. A diferencia de los existentes que tienen un nivel de protección muy bajo.

1.2.5. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.

VARIABLES INDEPENDIENTES:

- Interrupción de suministro a los clientes
- Inadecuado apoyo por parte de la Concesionaria para la modificación de las redes de media Tensión.

VARIABLES DEPENDIENTES:

- Mejoras en la Economía del servicio de mantenimiento de Media Tensión.
- Calidad de suministro en el servicio de Energía.

1.2.5.1. MATRIZ DE VARIABLES.

TIPO	VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	UNIDAD DE MEDIDA	TÉCNICAS
INDEPENDIENTE	Interrupción de suministro	<ul style="list-style-type: none"> • Norma Técnica de Calidad • Osinergmin 	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de suministro eléctrico 	Nominal	Información obtenida de la Norma Internet
DEPENDIENTE	Calidad de suministro en el servicio de Energía	<ul style="list-style-type: none"> • Norma Técnica de Calidad 	<ul style="list-style-type: none"> • SAIDI Y SAIFI • Duración y Frecuencia • Simulink/Matlab 	<ul style="list-style-type: none"> • kV. • kA 	Programas de software

Fuente: Elaborado por los autores de Tesis.



CAPÍTULO II
MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES DEL ESTUDIO

La empresa concesionaria de Puno tiene un índice alto en costos de mantenimiento en sus líneas de distribución en MT, las fallas más frecuentes se presentan por las descargas atmosféricas, por lo cual es necesario implementar la protección en las redes de distribución de 22.9 kV, específicamente para aquellas que están en zonas de mayor frecuencia de descargas eléctricas.

2.1.1. ANTECEDENTES LOCALES.

La empresa concesionaria Electro puno S.A.A, mediante documento Conformidad técnica de proyecto de sistema de utilización en media tensión Nro.- 089-2013/ELPU/G-PD de fecha 23 de setiembre del 2013, otorga la CONFORMIDAD TECNICA al estudio de utilización denominado “Línea Primaria Doble Terna 22,9 kV Ananea (Con cable de guarda) – Unidad Minera Untuca” *Fuente: (Oficina de obras ELPV)*

En las zonas altas de la región de Puno es bastante las descargas atmosféricas y como se ha incrementado las líneas de transmisión de media tensión de 22.9KV por ser zona rural, para optimizar la construcción de líneas de transmisión en esas zonas con esta investigación se busca dar una solución a la protección de líneas aéreas en estas zonas de descargas atmosféricas.

2.2. BASES TEÓRICAS

2.2.1. DESCRIPCIÓN DE LINEAS DE MEDIA TENSIÓN.

2.2.1.1. *Calidad de servicio.*

Según la Norma Técnica de Calidad en el Título quinto dice lo siguiente: “La calidad de suministro en cada SER se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio por deficiencias originadas en el mismo SER. Las interrupciones del servicio eléctrico en el SER que hayan ocurrido por fallas en las instalaciones de generación y/o transmisión del SEIN, serán tratadas conforme a lo establecido en el numeras 8.1.2, las mismas que no son consideradas en el cálculo de los indicadores definidos”. (2)

2.2.1.2. *Interrupciones.*

Según la Norma Técnica de Calidad en el Título quinto dice lo siguiente: INTERRUPCIONES: “Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un cliente, lo que incluye consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por el OSINERGMIN, tal como lo establece la Primera Disposición Final” (2).

2.2.1.2.1 *Información del Saidi y Saifi.*

La calidad del suministro a los clientes, se representa en los indicadores SAIDI Y SAIFI, los cuales comprenden la duración y frecuencia media de las interrupciones por usuarios del servicio eléctrico. Estas cifras han sido calculadas utilizando la información de las operaciones que fueron reportadas al OSINERGMIN, mediante una muestra representativa en un periodo determinado. (3)

Hasta el año 2015 el indicador SAIDI (Número de interrupciones semestrales por cliente) se incrementó en 25.46% con respecto al año anterior, mientras que el indicador SAIFI (Duración total ponderada de interrupciones

por cliente) se incrementó en 24.38% con respecto al año anterior. Estos datos fueron extraídos de las estadísticas de servicio de calidad de Osinergmin)

2.2.1.3. Niveles de Corto circuito.

Todo el equipamiento propuesto será capaz de soportar los efectos térmicos y mecánicos de las corrientes de cortocircuito equivalentes a 250 MVA, por un tiempo de 0,2 s; por lo que es suficiente la utilización de la sección mínima de los conductores de Aleación de Aluminio de 25 mm² y de los resultados del análisis de regulación de tensión de los sistemas eléctricos se pueden utilizar las secciones igual o mayor a 25 mm² AAAC. FUENTE: (PROYECTO UNIDAD MINERA UNTUCA)

2.2.2. CARACTERÍSTICAS DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN.

En las líneas de transporte de energía existen unas magnitudes, llamadas constantes kilométricas de las cuales se deducen una serie de cálculos para su desarrollo (4).

Estas constantes de las cuales estamos hablando, se llaman constantes características por kilómetro de línea y son las siguientes (4):

- Resistencia eléctrica (RK, en ohmios/km)
- Coeficiente de autoinducción o inductancia. (LK, en henrios/km)
- Capacidad. (CK, en faradios/km)
- Conductancia o perditancia. (GK, en siemens/km)
- Resistencia eléctrica

La resistencia eléctrica, es la encargada de determinar la diferencia de potencial que se necesita para mantener la corriente que circula por el conductor. La resistencia eléctrica viene dada por la siguiente fórmula (4):

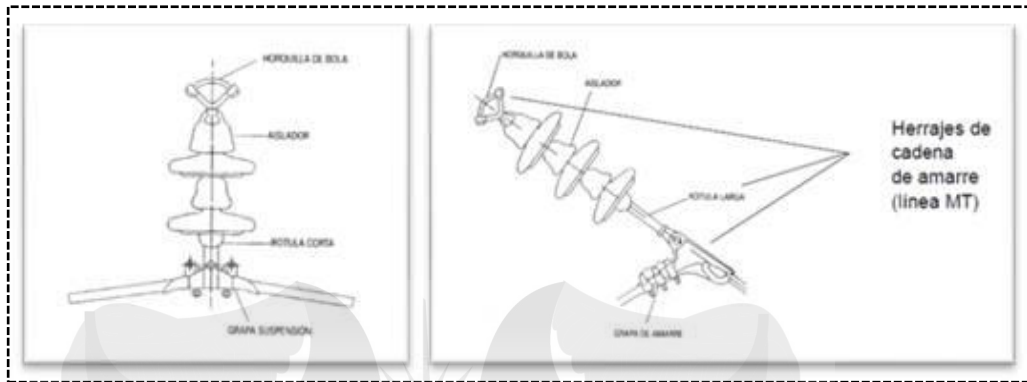


Figura 1. Instalación de aisladores en Media Tensión. Fuente: (www.monografia.com) (4)

- **R** (resistencia eléctrica): (resistividad del conductor), se exprese en microhmios/cm² por centímetro.
- **L** (longitud del conductor): en kilómetros.
- **S** (sección del conductor), en mm².

Como la resistencia de los conductores varía con los cambios de temperatura, en los cálculos, se aplican una resistividad media a 20° de temperatura ambiental. (4)

2.2.2.1. Coeficiente de autoinducción

La inductancia, es la capacidad de producción de inducción electromagnética. Deriva del flujo magnético conectado a un conductor con corriente y la intensidad que lo recorre. Su unidad es el Henry. (4)

Las variaciones de corriente en un circuito, generan una fuerza electromotriz de inducción sobre sí mismo; ese tipo de corrientes, se denominan como corrientes de autoinducción. (4)

El coeficiente de autoinducción se da por el flujo F , que se crea gracias a la corriente que circula en dicho circuito y la intensidad (I) de la misma. (4)

Este coeficiente de autoinducción, se representa con la letra L y se deduce de la siguiente fórmula (4):

$$R = \frac{\rho L}{S}$$

Ecuación 1

Este coeficiente, siempre se halla en función del circuito y del medio en que se sitúe y viene dado por la siguiente fórmula (4):

$$L = \frac{\Phi}{i}; \quad \Phi = Li$$

Ecuación 2

$$e_a = -\frac{d\Phi}{dt} = -\frac{dLi}{dt}$$

Ecuación 3

Y si L es constante, que da lugar a la definición de que "si el coeficiente de autoinducción es la relación, con signo cambiado, entre la f.e.m. de autoinducción y la velocidad de variación de la intensidad de corriente". (4)

La fórmula para esta expresión es la siguiente:

$$e_a = -L \frac{di}{dt}$$

Ecuación 4

Si extrapolamos esta función a unidad por kilómetro de línea, viene dada con la siguiente fórmula:

$$L = \left[\frac{\mu}{2n} + 2 \log_e \frac{D}{r} \right] L \times 10^{-4} H$$

Ecuación 5

2.2.2.2. Capacidad.

La capacidad, es la relación entre la carga eléctrica del conductor y la diferencia de potencial eléctrica que produce este. Su unidad es el Faraday. (4)

Con la capacidad, se puede realizar la comparativa con un condensador, en el cual los conductores serían la armadura del condensador y la distancia entre ellos el dieléctrico ya que varía la corriente en su recorrido y la desfase respecto a la tensión de la línea. (4)

D: Distancia entre conductores.

r: Radio del conductor.

2.2.2.3. Conductancia o perditancia.

La conductancia o perditancia, es la conducción de la corriente eléctrica que ofrece un circuito, digamos que es lo contrario a la resistencia eléctrica. (4)

Debido a las fugas de corriente que tienen los aisladores (corrientes de fuga), aunque sean mínimas, son un valor a tener en cuenta para un cálculo preciso de la misma y se deduce de la ley de Ohm (4)

$$C_k = \frac{24.2}{D} 10^{-9} F / km$$
$$\lg \frac{r}{r}$$

Ecuación 6

I: intensidad de corriente

V: diferencia de potencial, entre el conductor y tierra (apoyos de la línea)

R: resistencia del aislamiento en ohmios.

Al paso de estas corrientes se opone unas resistencias: resistencia volumétrica y resistencia superficial. Estas resistencias se conectan en paralelo por lo que la resistencia resultante será:

$$I = \frac{V}{R}$$

Ecuación 7

La conductancia o perditancia, se deduce del valor inverso de la resistencia anterior, es decir:

$$R_{eq} = \frac{R_v \times R_s}{R_v + R_s}$$

Ecuación 8

La intensidad

$$G = \frac{1}{R} = \frac{I}{V}$$

Ecuación 9

La corriente de pérdida estará en fase con la tensión y, dará lugar a una pérdida de potencia (perditancia) que será igual a:

$$I = GV$$

Ecuación 10

Donde

$$p = IV = GV^2$$

Ecuación 11

Expresión en la que si p = Watios y V =Voltios obtenemos que G =Siemens.

La pérdida p se producirá por 1 fase, por lo tanto, en un circuito trifásico será $3 p$.

La unidad de conductancia es el siemens y se representa S.

El siemens es igual a la conductancia correspondiente a una resistencia de 1 ohmio.

A un aislamiento de un megohmio (1MO) corresponde una conductancia de 10^{-6} S.

El valor de la conductancia G varia con el grado de humedad atmosférica.

Dada una línea aislada, con una humedad relativamente seca, prácticamente es nula. (4)

Para la ejecución de cálculos, p se determina en KW/Km de fase y la tensión V se expresa en Kv. Según estos datos, la conductancia kilométrica por fase, viene dado por la siguiente fórmula:

$$G = \frac{p}{V^2}$$

Ecuación 12

La determinación del valor de G ofrece serias dificultades, ya que es función del tipo de los aisladores, del número de éstos por cadena de los mismos, del de apoyos por kilómetro de línea, de la tensión de ésta, y de las condiciones meteorológicas. (4)

$$G_k = \frac{pkW/km}{V^2kV} 10^{-3} S/km$$

Ecuación 13

Para la conductancia hemos visto los siguientes valores:

- Con tiempo Seco P= de 1 a 3
- Con tiempo Húmedo P= de 5 a 20
- Radio equivalente

Este radio a tener en cuenta en los cálculos para fases múltiples no es el radio del conductor, sino el llamado "radio equivalente", que designado por *req*. Este radio equivalente es el del conductor único por fase, que tendría el mismo gradiente unitario máximo que la configuración real de conductores que formen el haz de fase. (4)

Valor del radio equivalente *req* para n subconductores por fase. (4)

Esfuerzos transversales: Este tipo de esfuerzos se deben a la acción del viento sobre los apoyos y a la tracción de los conductores solo en el caso de estar en un apoyo de ángulo tal y como se muestra en la siguiente figura. (4)

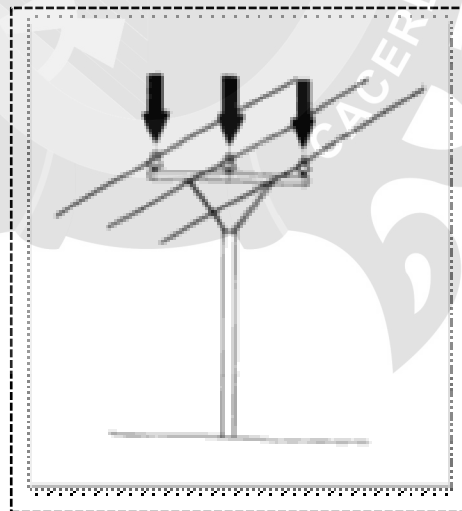


Figura 2. Instalación de una línea pasante en armado tipo ATI -

Fuente: (www.monografias.com) (4)

Esfuerzos longitudinales: estos tipos de esfuerzos se dan sobre todo en los apoyos de principio y de fin de línea, o en su defecto en el supuesto de rotura de los conductores tal y como se muestra en la siguiente figura. (4)

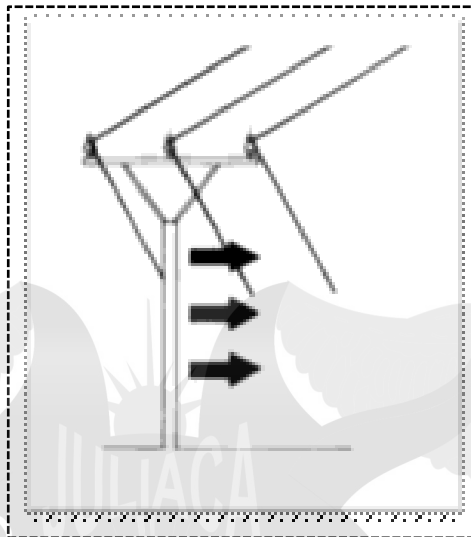


Figura 3. Instalación de una línea en Angulo, armado AT2 -

Fuente: (www.monografias.com). (4)

2.2.3. FRANJA DE SERVIDUMBRE.

Servidumbre es “el gravamen impuesto sobre el predio en utilidad de otro predio de distinto dueño” y tendrá calidad de “predio sirviente” aquel que sufre el gravamen y de “predio dominante” aquel que reporta la utilidad. Importante es señalar que, de acuerdo a derecho administrativo, SERVIDUMBRE es un gravamen impuesto soberanamente por el Estado, sobre la propiedad particular, en beneficio del interés público. (5)

En palabras simples, servidumbre es un derecho, que se grava sobre una propiedad o superficie de terreno, donde se construirá una línea de transporte de electricidad, y cuyo valor de indemnización es pactado entre el propietario del suelo sirviente y la empresa eléctrica que desarrolla el proyecto. (5)

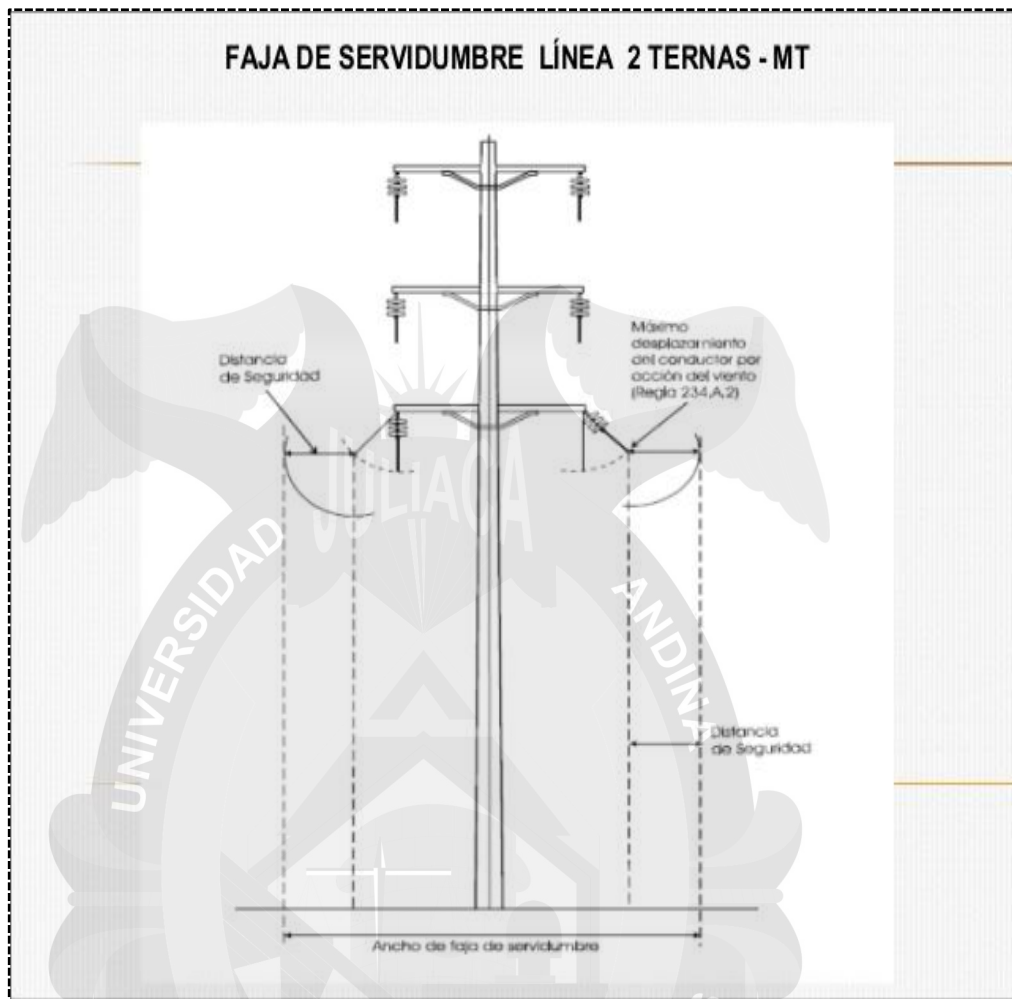


Figura 4. Representación de un armado y la faja de servidumbre en su trayectoria - **Fuente:**
(ELECTRO SURESTEE-ABANCAY-<https://www.slideshare.net/andrexsi/aplicacion-de-reglas-del-codigo-nacional-de-electricidad-en-distribucion-electrica-2>, Pag. 20)

En la figura 5 se muestra la flecha que es la distancia medida verticalmente desde el conductor hasta una línea recta imaginaria que une sus dos puntos de soporte. La flecha siempre se medirá en el punto medio del claro. Y como ya se ha hecho mención la flecha dará el derecho de vía dependiendo del voltaje de transmisión. (6)

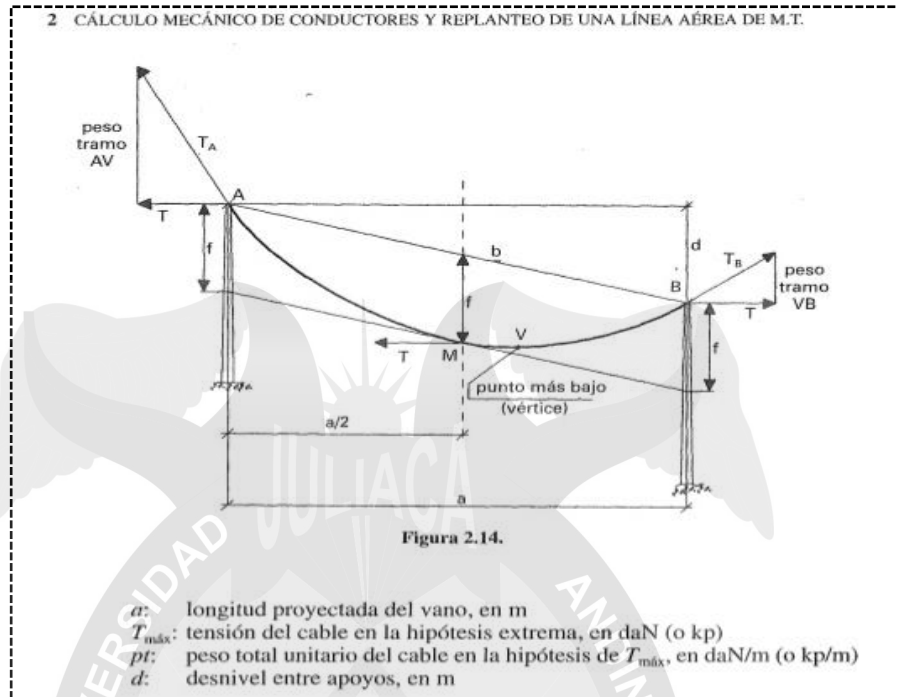


Figura 5. Se muestra el punto medio y el cálculo mecánico - Fuente: (LIBRO: CÁLCULO MECANICO-MEXICO AUTOR: FERNANDO BACIGALUPE CAMARERO, Pag.38)

Existe un concepto poco conocido que es la compactación de líneas, esto consiste en transportar mayor energía eléctrica al menor costo. Los objetivos primordiales de la compactación de líneas de transmisión es la reducción del derecho de vía, la modernización de las líneas de transmisión, cambiar la configuración por fase, la reducción de costos de obra, el impacto visual, aumento de niveles de tensión y como ya se mencionó el transporte de mayor energía. (6)

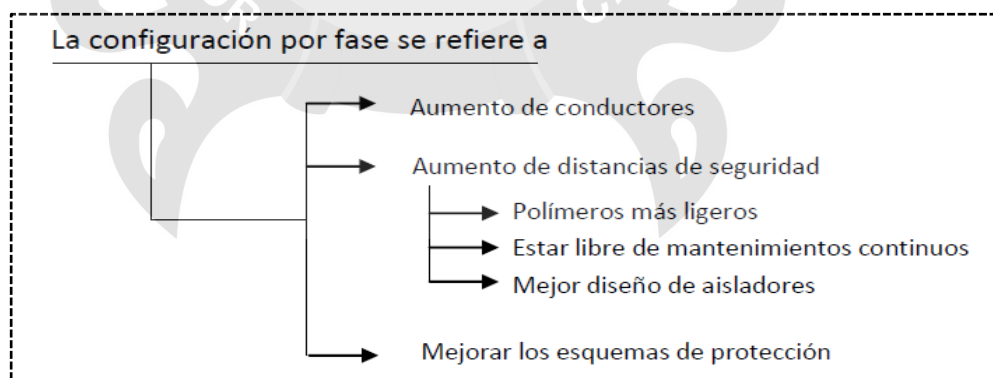


Figura 6. Ilustración de conductores - Fuente: Tema. Blindaje en líneas de transmisión, Tesis Autor: José Roberto Duarte Gómez.

Un problema de gran importancia en los sistemas eléctricos de potencia es el tener un flujo de carga en las líneas de transmisión tal que el voltaje en los diversos nodos se mantenga dentro de los límites especificados. (6)

2.2.4. ASPECTOS DE DISEÑO ELÉCTRICO.

Los cálculos de Caída de tensión se realizan de la siguiente manera

Las pérdidas de energía, se basan en la pérdida de energía Reactiva: La tensión de salida en 22,9 kV es definida por la SE en estudio (SE de transformación)

- El porcentaje de caída de tensión no deberá exceder $\pm 5,0\%$
- El porcentaje de pérdida de energía no deberá exceder 3,0%
- Se utilizará el sistema 3Ø
- Con las premisas indicadas resulta una máxima demanda de 3,33 MW

2.2.5. DIFERENCIAS ENTRE EL ALUMINIO Y EL COBRE.

A continuación, se muestra un cuadro comparativo entre las diferencias entre ambos elementos, usados para la protección de sobre tensiones.

Tabla 1.
Cuadro comparativo de los conductores Cobre y Aluminio

COBRE		ALUMINIO	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
Es segundo mejor conductor después de la plata y tiene mejor resistividad	Su costo es caro	El peso es menos que el del cobre y es fácil de manipular	Se transforma en óxido y esto genera con pérdida de contacto a la corriente en conexión
El aleado con otros conductores es muy buena		Altamente resistente a la corrosión atmosférica	No se debe hacer conexiones con otros metales porque produce corrosión galvánica
Es dúctil para su transformación		Se suelda con equipo especial	Menor conductividad que el cobre
Tiene Buena Resistencia mecánica			

COBRE		ALUMINIO	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
Tiene buena conductividad térmica			
Resiste la oxidación			

Fuente: (www.monografias.com). (4)

2.2.6. TIPOS DE DESCARGAS.

Se entiende que existen dos tipos de descargas eléctricas los cuales son:

- Flameo
- Perforación
- Arqueo
- Internas
- Externas
- Superficiales

Cuando se inicia la descarga parcial, aparecen pulsos transitorios de corriente de alta frecuencia cuya duración oscila entre los pocos nanosegundos y el microsegundo; luego desaparecen y vuelven a aparecer repetidamente. Las corrientes procedentes de descargas de tipo PD son difíciles de medir a causa de su pequeña magnitud y corta duración. El evento puede detectarse como un cambio muy pequeño en la corriente consumida por la muestra sometida a prueba. Uno de los métodos que permiten medir tales corrientes es colocar una pequeña resistencia de medida de corriente en serie con la muestra, y ver en un osciloscopio la tensión generada utilizando un cable coaxial del calibre adecuado. La salida de esta prueba se detecta generalmente como un cambio en la carga, y se expresa en pC. Esta es la base de la metodología descrita en la norma IEC 60270, en ocasiones denominada "medida de carga aparente". (7)

Las medidas que describe la norma IEC son ideales para medidas de laboratorio, en las que el sistema puesto a prueba se puede alimentar con una fuente de laboratorio limpia, se dispone de accesorios de prueba y el sistema se sitúa en el interior de una jaula de Faraday. Las medidas de campo no pueden realizarse con una jaula de Faraday y la fuente de alimentación suele distar mucho de una fuente ideal en tales casos. Son medidas expuestas a ruido y, en consecuencia, menos sensibles. (7)

Existen, no obstante, otros métodos que permiten realizar medidas en campo y, aunque no resultan tan sensibles como las medidas que describe la norma IEC, son notablemente más apropiados. Las medidas en campo deben ser, por necesidad, rápidas, seguras y sencillas si están destinadas a su aplicación por propietarios y operadores de equipos MT y AT. (7)

En este caso las descargas Parciales, estas influyen considerablemente en las líneas de distribución en Media Tensión, peor aún en trayectos del medio rural y con mayor cantidad de descargas.

A continuación, se muestra un gráfico de una descarga Eléctrica:

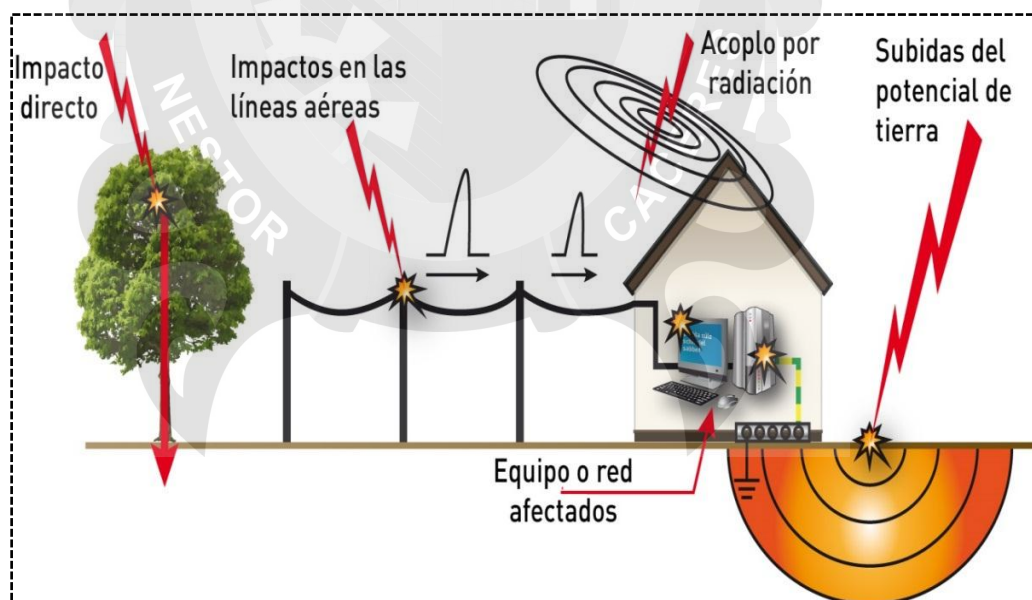


Figura 7. Ilustración de sobre tensión en viviendas Domesticas - **Fuente:** (Fotografía de presentación de Sobretensiones Grupo CITEL, Pag. 31)

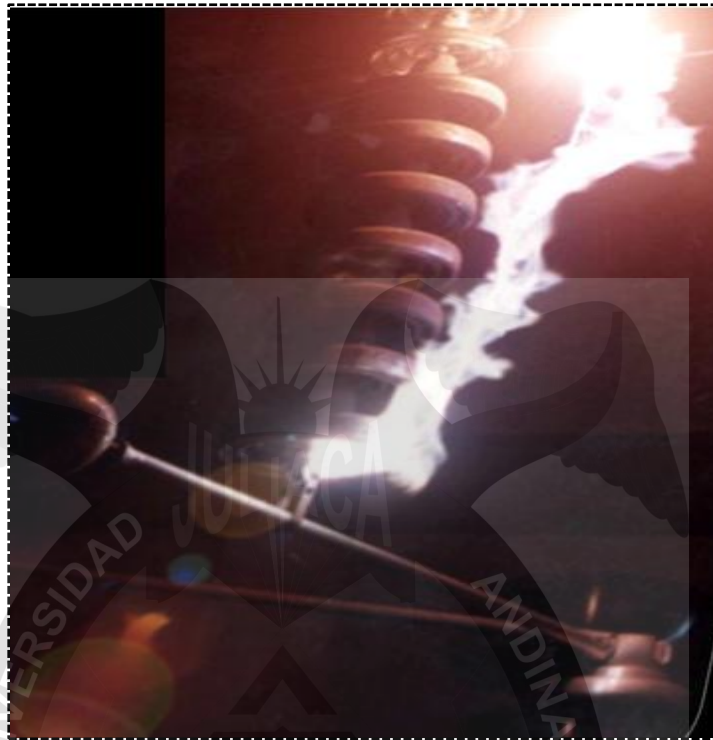


Figura 8. Descarga en aisladores de media tensión - Fuente: (fotografías de descargas eléctricas). (6)

Mientras haya más intensidades de campo eléctrico habrá fenómenos asociados a la descarga, como la mostrada en la figura anterior. (6)

Uno de estos fenómenos son las "descargas incandescentes", las cuales son de muy corta duración, tal vez por su corta longitud de estas descargas no se pueda ionizar el aire lo suficiente, pero es un paso previo a lo que es la descarga corona, pero lo que produce esta descarga incandescente, son las condiciones de ionización suficientes para las descargas tipo "streamer" o "efluvios" los cuales se presentan si el conductor o el aislador siguen bajo condiciones de humedad, esto producirá que haya descargas de mayor longitud y duración. (6)

Las descargas streamer producen la ionización justa de la atmosfera para que se pueda producir el arco eléctrico puesto que los periodos de corriente exceden los 2 ms y estas descargas son las que intervienen en la radio interferencia. (6)

En general, los modos de streamer tipo trichel y de inepción ocurren durante los semiciclos negativo y positivo de la onda de voltaje, respectivamente. Estos 2 modos de corona generan pulsos de corriente con tiempo de frente de onda rápido y corta duración. Los pulsos de corriente de corona negativos en general tienen

tiempos de frente de onda más rápidos y duraciones más cortas que los pulsos positivos, mientras que las amplitudes de los pulsos positivos son regularmente mayores que las de pulsos negativos. (6)

Los factores que afectan las pérdidas por efecto corona son: el diámetro del conductor, la rugosidad de la superficie del conductor, la humedad del ambiente y la altura sobre el nivel del mar, a la que están instalados los conductores. (6)

Las pérdidas en los cables durante tiempo lluvioso llegan a ser 12 veces mayores que en tiempo seco. La altitud de 3000 m reduce el nivel de voltaje al cual inicia el efecto corona, en 32%. (6)

2.2.7. ONDAS VIAJERAS.

Para comprender las sobretensiones, en nuestro caso las sobretensiones que se presentan en las líneas de media tensión, debemos de tener en cuenta el concepto claro y el funcionamiento de las ondas pues de estas erradica el problema de las sobretensiones. (6)

Una línea de transmisión se puede considerar hecha de varios elementos, entre los cuales podemos mencionar, capacitores, resistencias e inductores. Sin embargo, si despreciamos la resistencia, la línea de transmisión se puede representar por varios elementos distribuidos a lo largo de este (modelo distribuido), tal como se muestra en la figura (6):

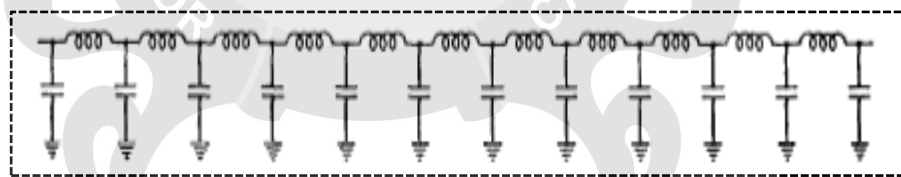


Figura 9. Diagrama de elementos distribuidos a lo largo de una línea de 22,9kV -

Fuente: Sobretensiones en líneas (6)

Si se aplica un voltaje, el primer capacitor se cargará inmediatamente al valor del voltaje aplicado, sin embargo, debido al primer inductor conectado en serie, el segundo capacitor sufre un retardo para cargarse, similarmente el capacitor tres se retarda su carga aún más debido al segundo inductor.

Si la tensión aplicada es una onda transitoria, es decir comienza en cero alcanza un máximo y retorna de nuevo a cero, entonces se observará el mismo

efecto en los capacitores intermedios, creando así una onda que viaja desde el inicio al final en un tiempo t .(6)

Las ondas viajeras de sobretensión por rayo o por maniobra de interruptores se desplazan sobre los conductores y llegan a los equipos en las subestaciones eléctricas o bien cambian de medio dieléctrico en su desplazamiento. (6)

En cada medio se tiene una impedancia característica distinta, de manera que cuando una onda viajera pasa de un medio a otro con diferente impedancia, una parte de la onda pasa al otro medio y otra se refleja. En el punto de transición la energía de la onda incidente debe ser igual a la suma de las energías de las ondas reflejada y transmitida. (6)

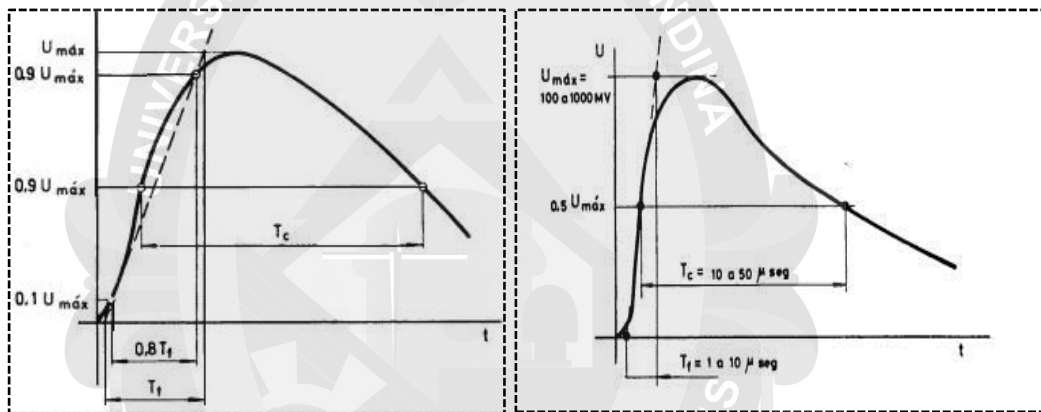


Figura 10. Se muestra ambos tipos de ondas de sobretensiones - Fuente: (Sobretensiones en líneas) (6)

Dónde:

- $V_I(t)$ = onda incidente
- $V_R(t)$ = onda reflejada
- $V_T(t)$ = onda transmitida
- $I(t)$ = onda incidente
- $I_R(t)$ = onda reflejada
- $I_T(t)$ = onda transmitida

Las ondas se desplazan en el aire (conductores en aire) a una velocidad de 300 m/μseg, de manera que las distancias se recorren en tiempos de microsegundos y esto da lugar a un fenómeno de reflexiones sucesivas que produce efectos

acumulativos de tensión en los puntos de transición. Esto hace que se presenten mayores esfuerzos dieléctricos en estos puntos, la magnitud de estas sobretensiones y la energía acumulada se debe determinar para especificar los pararrayos. (6)

2.2.8. SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

Las descargas originadas por las tormentas se originan por la separación de cargas en las nubes y a gran escala.

El rayo es un destello originado en las nubes tipo cumulonimbos y es originado mayormente en tormentas, esto se debe a que las nubes tienen muchas cargas y no encuentran donde descargar.

2.2.8.1. Algunos tipos de descargas.

En las siguientes figuras se muestran algunos tipos de descargas atmosféricas como son: Nube a tierra (6)



Figura 11. Descargas de nube a tierra - Fuente: Duarte Gomes (6)



Figura 12 . Nube a tierra con tornado - Fuente: Duarte Gomes (6)



Figura 13. Descarga durante un tornado Intra-nube - Fuente: Duarte Gomes (6)



Figura 14. Descargas de nube a nube - Fuente: Duarte Gomes (6)

2.2.8.2. Datos de las descargas atmosféricas.

- La velocidad de una descarga supera los 60000 metros por segundos.
- El punto más caliente de una descarga eléctrica llega a más de 300000 °C, más caliente que el sol
- El alcance en metro durante su destello llega a medir 190 Km y una circunferencia de 5 cm de diámetro
- La capacidad de un rayo es suficiente para encender varios focos durante 95 años.
- Una descarga eléctrica tiene más potencia que una bomba atómica

2.2.8.3. Formación de las descargas atmosféricas.

Se origina mediante la interacción entre las partículas de agua y los vientos en nubes y estas colisionan y se fracturan separándose y conjuntamente con la gravedad se forman en la parte inferior de las nubes

Una vez que el campo eléctrico alcanza una rigidez dieléctrica crítica ocurre una descarga formándose un canal líder que es un canal súper caliente por el cual viajan electrones de la nube a tierra, este canal líder comienza en la base de la nube, cambia su dirección en intervalos; cuando el canal líder se acerca a tierra se empieza a formar un canal líder positivo, este líder es originado desde tierra a la nube y viaja hasta encontrarse con el canal líder negativo proveniente de la nube, figura 8. (6)



Figura 15. Formación de la descarga nube a tierra -

Fuente: Duarte Gomes (6)



Figura 16. Canal rayo negativo y positivo - Fuente: Duarte Gomes (6)

2.2.9. CORRIENTE DEL RAYO.

La corriente de la descarga también conocida como corriente pico o de cresta, siendo el valor máximo de una corriente, seguidamente se origina una segunda corriente pico y casi siempre esta es más que la primera.

Estos datos son utilizados en los dimensionamientos de los aisladores en líneas de distribución y transmisión.

La siguiente tabla resume los tipos de sobretensiones por norma.

Tabla 2.
Tabla comparativa - Tensiones normalizadas

Clases	BAJA FRECUENCIA		TRANSITORIOS		
	Permanente	Temporal	Frente lento	Frente rápido	Frente rápida
Forma de tensión					
Limites de formas de tensión	$f = 60 \text{ Hz}$ $T_d \geq 1h$	$50 \leq T_f < 500 \text{ Hz}$ $0.03 < T_d < 3600 \text{ s}$	$30 < T_f < 3000 \mu\text{s}$ $0.3 < T_d < 30 \text{ ms}$	$0.3 < 30 \mu\text{s}$ $3 < T_d < 300 \text{ s}$	$3 < T_d < 300 \text{ ns}$ $0.3 < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 < f_2 < 300 \text{ KHz}$ $0.03 < T_d < 3 \text{ ms}$
Formas de tensión normalizadas	$f = 60 \text{ Hz}$ T_d	$48 \leq f \leq 62$ $T_d = 1 \text{ min.}$	$T_f = 250 \mu\text{s}$ $T_d = 2500 \mu\text{s}$	$T_f = 12 \mu\text{s}$ $T_d = 50 \mu\text{s}$	Bajo consideración
Sistema de aguante	Ensayo de frecuencia del sistema en largo tiempo	Ensayo de frecuencia en corto tiempo	Ensayo de impulso por maniobra	Ensayo de impulso por rayo	Consideración

En la *tabla anterior* se muestran los ensayos y sobretensiones y se subdividen como:

Las sobretensiones permanentes son aplicadas con mayor frecuencia al sistema, en terminales de los aisladores.

Las sobretensiones temporales se oscilan durante un tiempo alto con respecto a las Frecuencias y siendo así, es porque tiene un débil amortiguamiento.

Las sobretensiones transitorias se oscilan en muy corta duración de tiempo, como también no se oscilarían, creando así una sobre tensión temporal, teniendo también otros significativos:

Sobretensión de frente lento: Estas sobretensiones son normalmente en maniobra, originando una descarga unidireccional con una velocidad de los $30\mu\text{s}$ a $3000\mu\text{s}$, menos que en él sistema.

Sobretensión de frente rápido: Estas sobretensiones se originan normalmente en rayos y que tiene una duración de $0.1\mu\text{s}$ y $30\mu\text{s}$, siendo el rango de mayor duración en la cola de los circuitos.

2.2.10. INDUCCIÓN POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

La ionización entre la nube y la tierra, esto sucede durante la descarga eléctrica, producto de eso existen tensiones inducidas en el trayecto de la línea de distribución de media tensión y estas causan fuertes daños si el sistema de protección no está debidamente trabajado, mucho más es para baja sistemas de distribución en baja tensión y telecomunicaciones

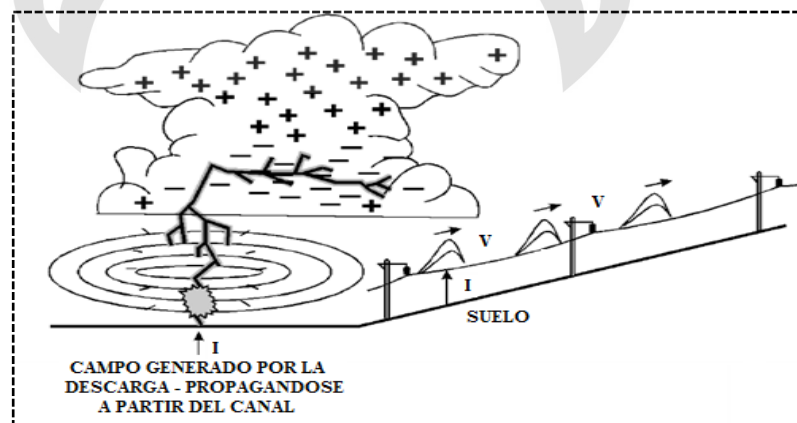


Figura 17. Representación del establecimiento de la tensión inducida en línea próxima al punto de incidencia de una descarga - Fuente: (descargas atmosféricas). (6)

En épocas de lluvia se queman muy a menudo los transformadores de distribución y a consecuencia de eso se queman artefactos, estas sobretensiones son causadas por las sobretensiones atmosféricas.

Se llaman ondas de transmisión a las ondas de corriente ($v=ZI$), conjuntamente a las ondas de tensión y las ondas se desplazan en todo el trayecto de la línea ($v=ZI$), seguidamente se produce las descargas en los puntos más débiles.

Alcanzando muy altos valores de corriente y de esta manera producir rupturas de aisladores en media y baja tensión, de esta manera se muestra en la siguiente figura con fase y neutro:

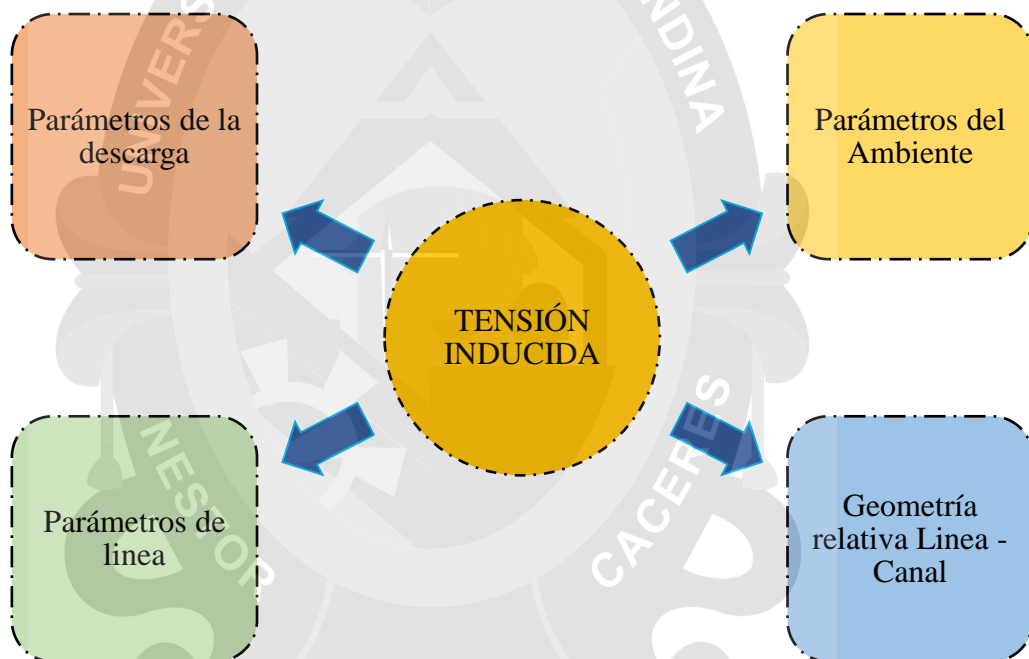


Figura 18. Parámetros de influencia en la amplitud de onda en una tensión inducida - **Fuente:** (Sobretensiones en líneas) (6)

2.2.11. SOBRETENSIONES EN MANIOBRAS.

A medida que la población va creciendo aumenta la demanda por la energía eléctrica seguidamente también aumentan las cargas por potencia, siendo así que los interruptores de potencia es un factor muy importante para los diseños de los aislamientos.

Toda maniobra representa un peligro de sobretensión según sea la carga instantánea en su momento y su tensión nominal.

2.2.11.1. trabajo de interruptores.

- Abierto y cerrado
- Interrupción en capacitivas
- Interrupción en inductivas
- Interrupción en corto circuito

Todos los casos presentados anteriormente son interrupciones por maniobra.

Sobretensiones en maniobra.

- Las ondas producidas por sobretensiones por maniobra, normalmente su influencia es por la impedancia de la línea y su elevación de tensión es lento y puede ser muy peligroso.

2.2.11.2. Extinción del arco eléctrico por interruptores.

Como reducir los arcos eléctricos por interruptores y son los siguientes métodos:

- Interrupción por resistencia
- Interrupción en baja resistencia
- Interrupción en vacío

2.2.12. SOBRETENSIONES TEMPORALES.

Son oscilaciones entre tierra y fase o de fase a fase y el tiempo que dura estas son largas, y tiende a amortiguarse ligeramente, son clasificados según la frecuencia de oscilación y pueden ser mayor, menor o igual que la frecuencia del sistema.

Estas sobretensiones se definen de varias maneras según sea el voltaje del sistema.

Los factores más conocidos son:

- El efecto ferranti
- Rechazo de carga

- Ferro resonancia
- Fallas de fase a tierra (cortocircuito)
- Las armónicas

2.2.12.1. *Sobretensiones por efecto Ferranti.*

Las líneas de transmisión de grandes longitudes sin compensación, producen elevadas tensiones en el lado de la carga. La tensión del lado de la carga está dada por la siguiente ecuación:

$$V_2 = \frac{V_1}{\cos \beta l}$$

Ecuación 14

Dónde:

V_1 = tensión de envío o del lado de la fuente

l = Longitud de la línea de transmisión

β = Constante de fase de la línea de transmisión

Este efecto es debido a la inductancia y capacitancia de la línea. El efecto Ferranti será más acentuado cuanto más larga sea la línea, y mayor el voltaje aplicado. La sobretensión es proporcional al cuadrado de la longitud de la línea. Debido a su alta capacitancia, este efecto es mucho más pronunciado en cables subterráneos, incluso en líneas cortas. (6)

2.2.12.2. *Rechazo por carga.*

Las desconexiones de una carga inductiva elevan las tensiones a los extremos posteriores, elevando considerablemente la tensión, pero dura muy poco tiempo, pero este fenómeno puede ser una sobretensión temporal.

2.2.12.3. *Ferro resonancia.*

El transformador sufre oscilaciones producto de la capacitancia en las líneas de distribución en media tensión.

Estas anomalías normalmente se presentan en líneas con distancias largas y se dan por la capacitancia, lo cual produce el Ferro resonancia.

2.2.12.4. Fallas de tierra a fase.

La tierra o neutro según sea el sistema de conexión, estas no permiten que se eleve la tensión sin embargo si lo hubiera, la fase se elevaría considerablemente incluso alcanzando valores de fase a fase y originando sobretensiones en las tres fases.

Por eso el tratamiento de la tierra y su mantenimiento es muy importante para evitar fallas por tierra o sobretensiones.

2.2.12.5. Armónicos.

La magnetización se eleva rápidamente produciendo gran cantidad de armónicos en las líneas y esto se produce en los sistemas eléctricos de potencia, seguidamente se generan cargas no lineales y estas se producen periódicamente

Por ese motivo todos los transformadores transmiten armónicos cada cierto tiempo.

2.2.13. SOBRETENSIONES EN ESTADO ESTABLE.

Una sobre tensión de estado estable es dependiente de la estructura y diseño de las líneas, pero los cambios bruscos de carga, neutros rotos y las malas maniobras en las líneas, por este motivo realizar un mantenimiento preventivo o cambiadores de Taps automáticos en cada transformador de potencia.

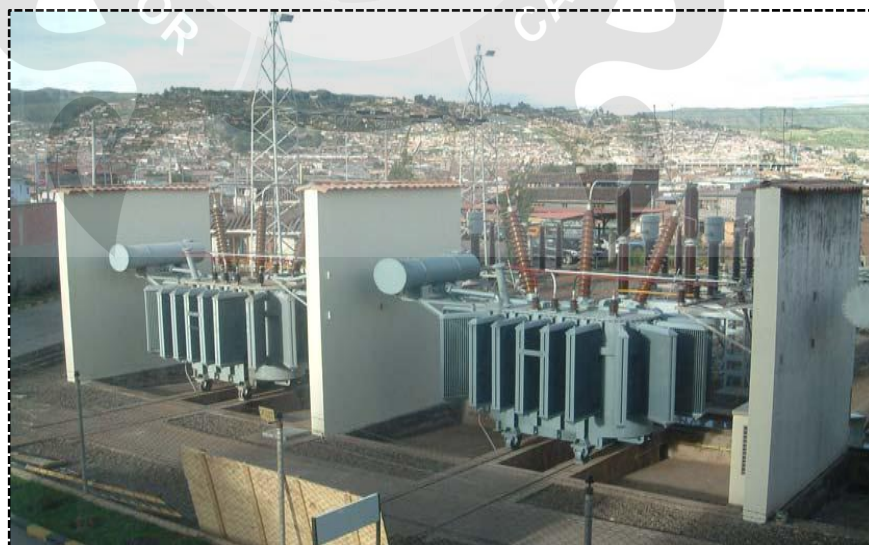


Figura 19. Subestación eléctrica con capacidad de transformación de 22,9, 60kV.- **Fuente:** (Imágenes de transformadores de reducción Tensión, en la región Arequipa – Patio de llaves)



CAPÍTULO III
METODOLOGÍA
DE LA INVESTIGACIÓN

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. PROCEDIMIENTO METODOLOGICO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. METODOLOGÍA TEÓRICO CUASI EXPERIMENTAL.

La aplicación de esta metodología en donde se aplica el modelamiento matemático partiendo de las variables y parámetros obtenidos de los datos tomados reales de conductores de cables de guarda y deduciendo de las ecuaciones para aplicar en el cálculo.

3.1.2. PRODUCTOS DEL PROYECTO.

Las aportaciones realizadas se resumen en los siguientes puntos:

- Optimización de las líneas de media tensión de 22.9KV en zonas con alto índice de descargas atmosféricas.
- Diseño del cable de guarda para líneas de media tensión de 22.9KV
- El análisis de la investigación del problema, nos permite entender mejor las dificultades que se plantea.
- Los resultados serán para su inmediata aplicación en forma general a los que lo requieran.

3.1.3. ALCANCES DE LA INVESTIGACIÓN.

Debido a la restricción de equipos de medición complejos no existentes, la evaluación no entrara en algunos detalles de pruebas.

3.1.4. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN.

El presente trabajo corresponde a un *enfoque cuantitativo* de investigación aplicada con una variable sin manipulación, observamos los fenómenos tal como ocurren en su contexto natural y luego lo analizamos, considerando los alcances dados por HERNÁNDEZ SAMPIERI, Roberto, en su libro “Metodología de la Investigación”.

3.1.5. TIPO DE INVESTIGACIÓN.

El presente trabajo de investigación es de tipo no experimental, dado que se no se manipula o controla la variable independiente.

3.1.6. NIVEL DE INVESTIGACIÓN.

El presente estudio es de un nivel *aplicativo* y pertenece a la ciencia pura o básica, según los alcances dados por (SAMPIERI & F COLLADO, 2014), en su libro “Metodología de la Investigación”

Ya que en este presente estudio se pretende resolver problemas para posteriormente mejorarlas.

3.1.7. POBLACIÓN Y MUESTRA.

3.1.7.1. Población.

(SAMPIERI & F COLLADO, 2014) “La población viene a ser el todo (universo)”, entonces basándose en ello para este estudio viene a ser *las líneas de media tensión en la zona rural*.

3.1.7.1. Muestra.

(SAMPIERI & F COLLADO, 2014) “La muestra es la parte del todo (universo)”, entonces para este presente estudio están conformadas por las *redes de distribución en 22,9kV*

3.1.8. PLAN DE RECOLECCIÓN DE DATOS.

Plan de recolección de datos:

Se realizará el presente trabajo usando:

La técnica de la observación simple e indirecta, esto se refiere a la recolección de datos informáticos con un pleno análisis.

Se utilizará:

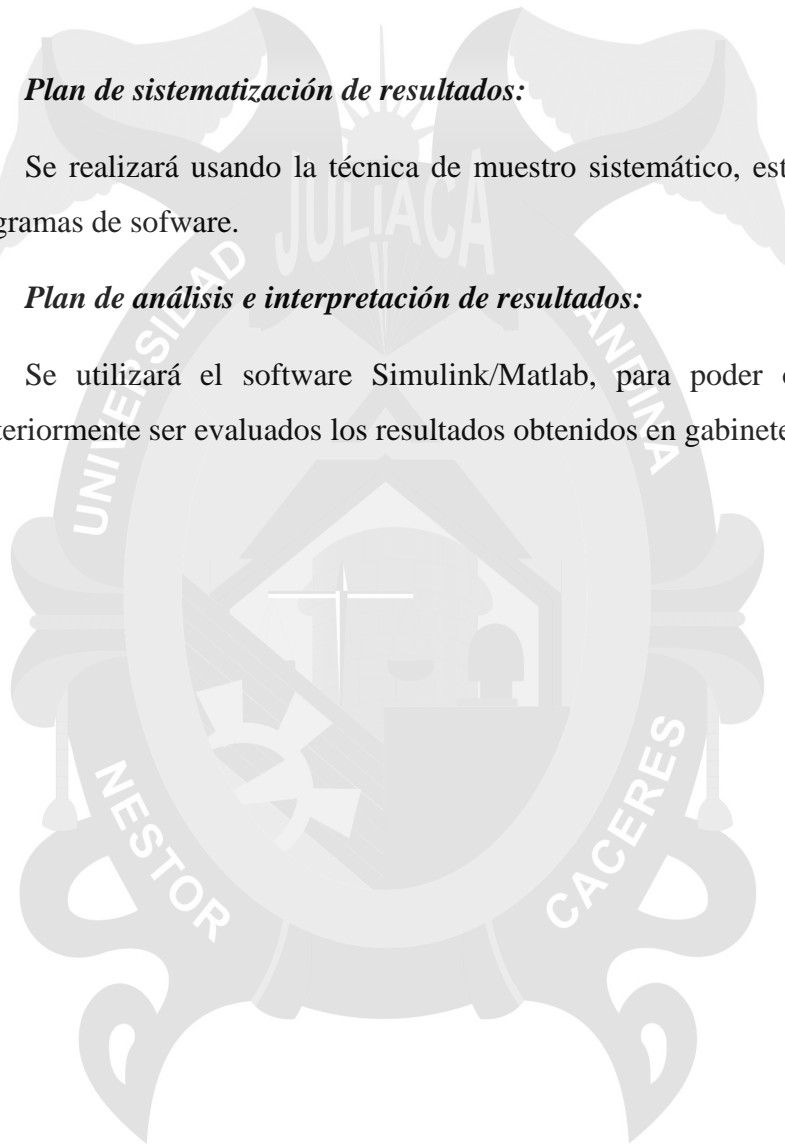
Archivos procedentes del servicio web como libros, tesis, fotos, expedientes, etc.

Plan de sistematización de resultados:

Se realizará usando la técnica de muestro sistemático, establecido por los programas de software.

Plan de análisis e interpretación de resultados:

Se utilizará el software Simulink/Matlab, para poder obtener datos y posteriormente ser evaluados los resultados obtenidos en gabinete.





CAPÍTULO IV
CÁLCULOS JUSTIFICADOS

CAPÍTULO IV

CÁLCULOS JUSTIFICADOS

4.1. ASPECTOS DE DISEÑO MECÁNICO

- Cálculo Mecánico de Conductores
- Conductor de fase

Las líneas aéreas de distribución serán diseñadas de aluminio AAAC, estas deben ser fabricadas según normas ASTM B398, ASTM B399 o IEC 1089.

La sección a utilizar en los diseños de la Línea Primaria es 120 mm² AAAC, esto se determina según el análisis del sistema eléctrico en propuesta.

Las características en propuesta es la siguiente:

Tabla 3.
Características del conductor en propuesta

Nombre	Material	Sección mm ²	Diámetro mm	Coefficiente de dilatación 1°C	Masa Unitaria daN/m	Tiro de rotura kN	Módulo de elasticidad Final N/mm ²	Nº de hilos
Al 120 mm²	AAAC	120	14,25	0,0000230	0,333	35,55	60801,23	19

Fuente: (Cálculo según el Proyecto Unidad Minera Untuca)

Asimismo, se considera lo siguiente:

La fuerza EDS no es constante, eso puede variar según la longitud del vano, y su diseño depende a su elasticidad y deformación (permanent set) y el efecto Creep.

Por lo que, las Hipótesis de Cálculo Mecánico de conductores determinadas, son lo siguiente:

Tabla 4.
Hipótesis de Cálculo Mecánico de Conductores – Conductor de Fase AAAC.

Hipótesis	Und.	I	II	III	IV	V
		Condición de Mayor Duración	Mínima Temperatura y Hielo	Máxima Carga de Viento	Combinación Hielo y Viento	Temperatura Máxima
Temperatura	°C	5	-5	0	-5	40
Velocidad de Viento	km/h	0	0	90	45	0
Espesor de Hielo	Mm	0	10	0	5	0
Esfuerzo del Tiro de Rotura.	%	Inicial=18% final=16%	60	60	60	60

Fuente: (Según proyecto unidad Minera untuca)

Las líneas se harán el templado a EDS inicial de 19%, haciendo la partición de estructuras a un EDS final de 16% del tiro de rotura, para garantizar la distancia de seguridad al terreno al final del horizonte del proyecto.

4.2. DISEÑO DEL CABLE DE GUARDA

La propuesta del cable de guarda será de acero galvanizado del tipo EHS-23 (6,27 mm de Ø), cuyas características, serán las siguientes:

Tabla 5.
Diseño Técnico del Conductor

Nombre	Tipo	Sección mm ²	Diámetro mm	Dilatación 1/°C	Masa Unitaria daN/m	Tiro de rotura Kn	Módulo de elasticidad Final N/mm ²	Nº de hilos
EHS-23	A°G°	22,7	6,35	0,0000115	0,180	29,62	186326,35	7

Fuente: (Cuadro según Proyecto Unidad Minera Untuca)

Asimismo, la relación de flechas con respecto al conductor de fase será de un mínimo de 0,8 a 0,9.

Las hipótesis de cálculo a aplicarse, son los siguientes:

Tabla 6.
Conjetura del Cálculo Mecánico de Conductores – Cable de Guarda

Conjetura	Unidades	I	II	III	IV	V
		Condición de Mayor Duración	Mínima Temperatura y Hielo	Máxima Carga de Viento	Combinación Hielo y Viento	Máxima Temperatura
Temperatura	°C	5	-5	0	-5	40
Velocidad de Viento	km/h	0	0	90	45	0
Espesor de Hielo	Mm	0	10	0	5	0
Esfuerzo de Rotura.	%	16	59	59	59	60

Fuente: (Proyecto Unidad Minera Untuca)

4.2.1. DISEÑO MECÁNICO DE LAS ESTRUCTURAS.

Para el cálculo mecánico mostrado se tiene que considerar los siguientes tipos de cargas:

Cargas horizontales: Se mide debido a los vientos que chocan con los conductores y estructura y también las estructuras en ángulos produciendo tracciones fuertes según la topografía del terreno.

Cargas verticales: Se mide con el peso de conductores y ferretería de cada armado de estructura, también se suman las retenidas.

Cargas longitudinales: Se mide por la carga de los vanos de ambas partes y para lado el diseño es:

En el caso de esfuerzo del conductor, se considera cargas longitudinales con una igualdad del 50 % del tiro de esfuerzo del conductor.

Los factores de seguridad considerados son:

- En condiciones normales 1,5
- En condiciones de falla 1,2

4.3. TIPOS DE ESTRUCTURAS

Las estructuras de las líneas primarias pueden ser conformadas por postes de madera de pino importado 60' (18,3 m) - Clase 3, Postes de concretos 15/400, torretas metálicas de 17,6 m, 25,5 m, 26,6 m y 28,5 m y las funciones que cumplirá según a su configuración.

Las condiciones que definen el diseño de estructuras y sus esfuerzos mecánicos:

- Distancia mínima en condiciones de temperaturas máximas.
- Distancia mínima de fases en temperaturas máximas.
- Angulo según la topografía de los terrenos
- Vano con respecto al viento
- Vano con respecto al peso

Se tomará como base la DGE/MEM, todas las estructuras de postes.

Regular el voltaje en líneas de media tensión.

La elevación se dice a regular el voltaje elevándolo de la alimentación hasta el final de línea, esto se expresa en (%) con carga y también cuando se desconecta la carga a un factor de potencia. Así:

$$\text{Regulación porcentual} = \frac{|V_{R0}| - |V_{RL}|}{|V_{RL}|} \times 100$$

Ecuación 15

Dónde:

$|V_{R0}|$ = Voltaje sin carga en el extremo

$|V_{RL}|$ = Voltaje con carga en el extremo (receptor)

Porcentaje de regulación de una línea corta, $|V_{R0}| = |V_S|$, $|V_{RL}| = |V_R|$, es la siguiente:

$$\text{Regulación porcentual} = \frac{|V_S| - |V_R|}{|V_R|} \times 100$$

Ecuación 16

Para una carga en atraso:

$$\text{Regulación porcentual} = \frac{|I|R \cos \phi_R + |I|X \sin \phi_R}{|V_R|} \times 100$$

Ecuación 17

Para una carga en adelanto:

$$\phi_R(\text{en adelanto}) = \frac{\pi}{2} - \theta$$

Ecuación 18

$$\theta = \frac{R}{X}$$

Ecuación 19

θ ángulo de su impedancia de líneas de transmisión = $\cot \theta$

4.4. CARACTERÍSTICAS METEOROLÓGICAS

El área del proyecto en estudio cuenta con un clima frío con constantes heladas, debido a la altura en que se encuentra. Las características ambientales son la siguiente:

- *Temperatura promedio* : 4,5 °C
- *Temperatura Máxima* : 11,8 °C
- *Temperatura mínima* : -5,2 °C
- *Altitud sobre el nivel del Mar* : Entre 3900 y 4944 msnm
- *Velocidad Máxima del Viento* : 28,8 km/h

Fuente: (Estación Meteorológica del SENAMHI – 000826/Ananea/DRE-13)

4.5. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL SISTEMA

En este estudio de los cálculos justificativos, se consideran las siguientes características:

- *Tensión nominal en el sistema* : 22,9 kV
- *Fases* : 3 ϕ
- *Factor de potencia* : 0,90
- *Máxima tensión* : 25 kV

- Frecuencia nominal : 60 Hz

Fuente: (Proyecto Unidad Minera Untuca, el factor de potencia se sacó según a la carga que utilizara la Minería)

4.6. PARÁMETROS DE CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDA DE POTENCIA

- Máxima caída de tensión $\Delta V\%$: $\pm 5,0\%$
- Máxima pérdida de potencia $\Delta P\%$: 3,0 %
- Tensión nominal (Vn) : 22,9 kV

Fuente: (Requerimientos mínimos para un estudio de proyecto según las Concesionaria)

4.7. DISTANCIA MÍNIMA VERTICAL DE DOS CONDUCTORES DE UN MISMO CIRCUITO Y EN MEDIO VANO

Las distancias entre conductos y conductor deberán ser:

- Vanos de 100 m : 0,70 m
- Vanos entre 101 y 350 m. : 1,00 m
- Vanos entre 351 y 600 m. : 1,20 m
- Vanos mayores a 600 m. : 2,00 m

Se tiene que tomar en cuenta la separación horizontal de conductores, si es que este supera el conductor medio superior y está a una distancia vertical de 1 m o 1.2 m (con respecto a otros conductores)

4.8. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

4.8.1. CÁLCULO DE RESISTENCIA ELÉCTRICA.

Los conductores estarán a una resistencia con respecto de la temperatura y se calcula con formula siguiente.

$$R_1 = R_{20}(1 + 0,0036(T - 20^\circ\text{C}))$$

Ecuación 20

$R_{20} =$ Resistencia en ohmios C.C. a 20°C, en ohm/km

T = Máxima temperatura de operación, en °C.

En el Anexo se muestran valores de conductores a 20°C y 40°C.

4.8.2. CÁLCULO DE LA REACTANCIA INDUCTIVA

La reactancia inductiva para sistemas trifásicos equilibrados.

La fórmula es el siguiente:

$$X_L = 377 \left(0,5 + \frac{4,6 \log DMG}{r} \right) \times 10^{-4} \text{ en ohm/km}$$

Ecuación 21

DMG = Distancia media geométrica, iguala a 1,2 m

r = conductor en radio, en m

4.8.3. CALCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN.

Las fórmulas a aplicar en el cálculo de caída de tensión en las líneas primarias son:

Para sistemas trifásicos:

$$\Delta V\% = \frac{PxL}{10V_L^2} (R_1 + X_{3\phi} \tan \phi)$$

$$\Delta V\% = K_1 \times P \times L$$

$$K_1 = \frac{(R_1 + X_{3\phi} \tan \phi)}{10V_L^2}$$

Ecuación 22

Dónde:

$\Delta V\%$ $\Delta V\%$ = Caída de tensión.

P = La Potencia, en kW

L = Longitud de la línea, en km

V_L = Tensión entre fases, en kV

- X_l = Factor de caída de tensión
- R_l = Resistencia en el conductor, en ohm / km
- $X_{3\phi}$ = Reactancia inductiva en el sistema trifásico en ohm/km
- ϕ = Angulo de factor en la potencia

Se ha efectuado el análisis de la regulación de tensión de la Línea Primaria Ananea – Unidad Minera Untuca,

Se precisa que se ha considerado una tensión de 1,0 pu en la celda de salida en 22,9 kV de la SE Ananea. Fuente: (Electro Puno S.A.A.)

Resultado:

- El resultado en el punto más alejado denominado SE Untuca resulta 3,0%, para una carga transmitida de 3,333 Kw, con un factor de potencia de 0,95

4.8.4. DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO Y SELECCIÓN DE AISLADORES.

Las condiciones para una selección mejor de los aisladores con los siguientes:

- Contaminación en el ambiente
- Sobretensión en la atmosfera
- Sobretensión en frecuencias industriales (seco).

Se muestran en el cuadro el nivel de aislamiento que trabaja en la línea primaria:

Tabla 7.
Niveles de Aislamiento de Líneas Primarias

TENSIÓN NOMINAL EN FASE	TENSIÓN MÁXIMA EN FASES	Tensión de sostenimiento en la onda 1,2/50 entre fases y fase con tierra (kVp)	Tensión de sostenimiento entre fases y fase-tierra (kV)
(kV)	(kV)		
22,9	25	125	50

Fuente: (Según Proyecto Unidad Minera Untuca)

4.9. FACTOR EN CORRECCIÓN DE ALTITUD

Según las recomendaciones de la Normativa IEC 71-1, para conexiones que sobrepasen las altitudes superiores a 1000 m.s.n.m., el factor de corrección será multiplicada con la tensión máxima y es la siguiente:

$$F_{CH} = 1 + 1,25(H - 1000) \times 10^{-4}$$

Ecuación 23

Dónde:

H = Altitud con respecto al mar.

Aislación Necesaria por Sobretensiones Atmosféricas

Las descargas atmosféricas son la mayor causa de fallas ocasionadas por los flameos por tensiones directas y también en las inducidas, dándose en la distribución pero dependen en diferentes factores.

Intensidad, constancia de descargas eléctricas y atmosféricas (nivel isocerámico): Dicha intensidad varía en función a la altitud.

Las líneas evaluadas consideran una altura libre de 15,9 m (poste de 18,3 m), lo que mejora el comportamiento ante las descargas atmosféricas.

Las caída de la carga por cada 100 km/año tienden a eliminarse cuando se logra una tensión crítica de flameo, (CFO) en la línea, de 300 kV valor que es posible lograrlo con el uso de postes de madera, crucetas de madera y el aislamiento de los aisladores, en el caso de sobretensiones inducidas.

Asimismo, no se tiene que aumentar considerablemente los 300 kV, esto perjudicaría a los aisladores y a la vez los equipos del domicilio. Se ha observado que cuando la longitud de la madera excede los 600 mm (Distancia de la fase viva al aterramiento), el camino de descarga del arco tiende a ser interno, lo cual es la causa de daños severos en la madera.

Los aislamientos en estructuras presentan una gran importancia en la línea de estructuras de líneas de media tensión y se compone con postes, crucetas y aisladores, se tiene que mejorar el aislamiento sobre los puntos más críticos y se da con la combinación del CFO.

A los CFO a 1000 msnm, se toma en cuenta la norma IEEE y estructuras son la siguiente:

Aisladores de línea – Primer Componente: CFO1

- Aislador pin ANSI 56-2 150 kV
- 2 aisladores campana 53-2 165 kV
- Aire 600 kV/m
- Poste de madera 330 kV/m
- Crucetas de madera 360 kV/m

Segundo Componente: CFO2

- Cruceta de madera con aislador pin 250 kV
- Poste de madera con aislador pin 235 kV

Tercer Componente: CFO3

- Poste de madera 65 kV

Nota:

Los valores CFO son para madera mojada, $CFO2=0,45CFO1$ y $CFO3=0,20CFO1$

Todos los componentes de las estructuras tales como seccionadoras, crucetas, pines entre otros, estas deben ser protegidos con pararrayos o aterrados a tierra.

Los explosores o gaps entre la ferretería punta de poste con el conductor de puesta a tierra reduce drásticamente el CFO de la estructura, motivo por el cual los armados RUS han eliminado la utilización de explosores a partir de noviembre de 1998.

En líneas primarias los aisladores tienen un requerimiento según a las descargas atmosféricas y se realiza una selección del BIL de los equipos de protección del transformador de distribución (seccionador fusible tipo cut-out).

Las altitudes (msnm) influyen en el requerimiento del aislamiento, por lo que la altitud de 4 944 msnm presenta mayores descargas atmosféricas.

La mayor altitud a la que se encuentra la línea primaria es 4944 msnm, calculándose el requerimiento de aislamiento por sobretensiones atmosféricas para seleccionar el BIL de los equipos a instalar.

A continuación, se describe el procedimiento de cálculo del aislamiento requerido por descargas atmosféricas:

$$V_i = \frac{NBI}{(1 - N \times \sigma) \times \delta}$$

Ecuación 24

Dónde:

- NBI** : Nivel Básico de Aislamiento (125 kV-BIL)
- N** : Número de desviaciones estándar alrededor de la media (1,2)
- σ** : Desviación estándar (2%)
- δ** : Densidad relativa del aire

$$\delta = \frac{3,92xb}{273 + t}$$

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

Ecuación 25

Para $t = 5^\circ\text{C}$

Para $m.s.n.m. = 4\ 944\ \text{m}$ ($\delta = 0,594$)

Obteniéndose una aislación necesaria por sobretensiones de impulso de 215,6 KV.

En el siguiente cuadro se muestran el resultado de los accesorios seleccionados:

Tabla 8.
Selección de los aisladores

REQUERIMIENTOS	VALORES CALCULADOS	PORCELANA ANSI	
		Pin 56-4	3x52-3
Altitud <i>m.s.n.m.</i>	4 944 msnm		
Distancia del conductor de fuga <i>L</i> (mm)	585	686	876

Aislador que se requieren para sobretensiones V_{fi} (kV)	46,71	140	215
Aislaciones que se requiere para sobretensiones con impulso V_i (kV)	215,6	225	341

Fuente: (Según Proyecto Unidad Minera Untuca)

Del cuadro anterior se concluye que se utilizará los siguientes aisladores:

- Pin Ansi 56-4
- Suspensión Ansi 3x52-3

Finalmente se concluye que esta línea primaria al contar con accesorios de madera, garantiza superar los 300 kV, conjuntamente con el aislador ANSI 56-4 y 3x52-3.

4.10. CAIDA DE TENSIONES EN SISTEMAS DE TRES FASES

La potencia que transmite una línea es proporcional a la caída de tensión de un conductor y este tiene un coeficiente que es el factor de caída (K_1).

$$\Delta V\% = \frac{PxL}{10V_L^2} (R_1 + X_{3\phi} \tan \phi)$$

$$\Delta V\% = K_1 \times P \times L$$

$$K_1 = \frac{(R_1 + X_{3\phi} \tan \phi)}{10V_L^2}$$

Ecuación 26

Dónde:

$\Delta V\%$ = Caída de tensión en porcentajes. da de tensión.

P = Potencia

L = Distancia del conductor, en km

V_L = Tensión entre fases, en kV

X_I = Caída de tensión

R_I = Resistencia en línea, en ohm / km

$X_{3\phi}$ = Reactancia inductiva en tres fases en ohm/km

ϕ = Factor en la potencia

La caída de tensión en el transformador primario de distribución es el $\pm 5\%$ (según normas)

Los resultados obtenidos son:

Caída de Tensión con 120 mm² : 2,93% (Untuca)

Por lo que el conductor AAAC de 120 mm² considerado cumple con la caída de tensión menor al 5%

Cálculo de Pérdida según el efecto Joule

Las pérdidas se calculan con la siguiente fórmula:

$$P_J = \frac{P^2 \times R_1 \times L}{1000 \times V_L^2 \times \cos^2 \phi}$$

Ecuación 27

De los cálculos efectuados para el punto más alejado se obtiene lo siguiente:

Pérdida con 120 mm² : 3,17% (Untuca) Máxima pérdida de potencia recomendable: 5%

Dónde:

P = Potencia

R_1 = Resistencia de la línea en temperaturas de trabajo, en Ohm/km

L = Distancia del circuito en distancias cortas, en km

V_L = Tensión de fases, en kV

ϕ = Factor de potencia según el ángulo

Referencia de estudio: (Proyecto Unidad Minera Untuca)

Por lo que el conductor AAAC de 120 mm² considerado está en el margen de pérdida recomendado, dado que el resultado es a plena carga lo que ocurrirá temporalmente.

4.11. SELECCIÓN DEL CABLE DE GUARDA

La línea primaria tiene una tensión de 22,9 kV

Las corrientes de cortocircuito en la barra 22,9 kV de la SE Ananea son:

$$I_{CC3 \phi} = 992 \text{ A}$$

$$I_{CC1 \phi} = 1220 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito que debe soportar el cable de guarda debe ser superior a

$$I = \frac{S}{\sqrt{t}} \sqrt{\left[\frac{c\gamma}{\rho\alpha k p} \ln(1 + \alpha(t_2 - t_1)) \right]}$$

Ecuación 28

Estos valores lo cual se verifica la capacidad térmica cable de guarda frente a I en cortocircuito y es según a los siguientes datos:

Dónde:

I =	1,2	kA	Corriente admisible en amperios
S =	22,7	mm ²	Sección mm ²
C =	481	J/kg C	Calor específico en J/kg C
G=	0,0078	N/m ³	Peso específico en N/mm ² m
r=	0,16		Resistividad del metal a la temperatura inicial t1
a=	0,006	1/°C	Coefficiente incr. Resistencia c/ temperatura 1/°C
T1 =	20	°C	Temperatura en el instante t1 de inicio en °C
T2 =	200	°C	Temperatura en el instante t2 en °C
t =	0,5	°C	Tiempo duración del cc o sea t2-t1 en segundos
Kp =	1,18		Coefficiente pedicular o Rca/Rcd

Estos valores de cortocircuito según el tiempo es 0,5 segundos son del orden de 1581,06 A para el cable de guarda, lo cual confirma su capacidad ante las corrientes de cortocircuito; y tenemos que considerar que los equipos de protección pueden eliminar

la falla en menos de 0,1 s (100 ms). Con estos resultados se obtiene un factor de seguridad de 2, ante una falla monofásica a tierra.

El material seleccionado es el acero galvanizado grado HS de 6,35 mm (1/4") de diámetro, esta sección permite coordinar las relaciones de flechas (con un EDS de 16%) con el conductor de 120 mm² de aleación de aluminio que serán utilizados en la línea en 22,9 kV.

Así mismo se ha verificado que soportan los niveles de cortocircuito presentes en la zona del proyecto.

Sección nominal (mm ²)	22,7
Diámetro exterior (mm)	6,35
Masa teórica unitaria (kg/m)	0,183
Carga de rotura (kN)	2 159

4.12. PUESTA A TIERRA

Requerimiento Mínimo.

Las puestas a tierra para el buen funcionamiento con el cable de guarda, deberá ser menor a 25 ohm

Fuente: (Recomendación del Standart 1410-199 "IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines")

El valor de la puesta tierra depende del tratado de la tierra y de su resistividad eléctrica en el terreno, estos valores fueron según los resultados a lo largo de la línea de media tensión.

4.13. CÁLCULO DE RESISTIVIDAD APARENTE

Se ha usara el método de estratificación de 2 capas, en el cual se asume que el terreno se compone de 2 capas la superior de resistividad ρ_1 y una profundidad h_1 definida y una segunda capa de resistividad ρ_2 de una profundidad infinita.

Para este caso se ha realizado el cálculo del modelo matemático con el software CYMGRD de Cyme, para encontrar los valores de la resistividad ρ_1 , espesor h_1 y la resistividad ρ_2 para todas las mediciones de campo realizadas.

La resistividad aparente es igual a:

$$\rho_a = \frac{L\rho_1\rho_2}{\rho_2 h_1 + \rho_1(L - h_1)}$$

Ecuación 29

Dónde:

- P_a = Resistividad aparente, en ohm.m
 P_1 = Resistividad en el lado de primera camada, en ohm.m
 P_2 = Resistividad de la segunda camada, en ohm.m
 L = Longitud en la varilla de Cu, en m
 h_1 = profundidad en la primera camada, en m

4.14. CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA

La Línea Primaria será un sistema 22,9 kV "efectivamente puesto a tierra sin neutro corrido", que partirá de la subestación Ananea, con neutro en 22,9 kV conectado a la malla de puesta a tierra de la subestación.

Para la línea primaria se utilizarán puestas a tierra tipo PAT-3 de acuerdo al análisis realizado.

El conductor de bajada de PT deberá estar sujetado por grapas en U y el pozo de tierra contará con varillas de acero recubierto con cobre con una longitud de 2,40 m y 16 mm de diámetro con tierra cernida o de cultivo.

Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra tipo PAT-3:

Para un sistema de jabalinas en anillo tenemos la siguiente formula, la cual podemos aproximar para el sistema PAT-3 con $n=3$

$$R_n = \frac{\rho_a}{2\pi \times L \times n} \left(Ln \frac{4L}{b} - 1 + \frac{L}{D} \sum_{i=1}^{n-1} \frac{1}{\text{sen} \frac{\pi i}{n}} \right)$$

Ecuación 30

Dónde:

- P_a = Resistividad aparente, en ohm.m

$L =$ Longitud de la jabalina, en m

$b =$ Radio de jabalina, en m

$D =$ Distancia entre jabalinas, en m

4.15. ANÁLISIS DEL AISLAMIENTO ELÉCTRICO DE LA LÍNEA PRIMARIA

La línea primaria doble terna 3 ϕ -22,9 kV parte de la SE Ananea y llegara a la unidad minera Untuca con altitudes de 4500 a 4744 msnm. Dicha zona está propensa a intensas descargas atmosféricas (rayos), principalmente en zonas desprotegidas, como aquellas donde no existan cerros o bosques cercanos que la protejan.

Para incrementar la confiabilidad del servicio eléctrico, se deberá tomar medidas correctivas en el aislamiento de la línea, que estén dirigidas a la obtención de blindajes a un costo razonable.

La forma de realizar ese blindaje es valiéndose de la tierra como conductor integrante del mismo adicionando, superiormente, cables (llamados de guarda) conectados entre si al conductor de tierra en forma eficaz, es decir mediante frecuentes interconexiones de baja resistencia. En consecuencia, la técnica respectiva consistirá en determinar el tipo y ubicación de los cables de guarda, además de lograr que la tierra se comporte como conductor aceptable.

A continuación, se hace un análisis de probabilidad de flameo (flashover) de la línea que pueda provocar su salida fuera de servicio, Fuente: (de acuerdo al Standart 1410-199 "IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines").

4.16. ANÁLISIS DE PROBABILIDAD DE SALIDAS DEBIDO A RAYOS SOBRE LA LÍNEA

Las salidas de la línea debido a las sobretensiones de rayo son causadas en su mayoría por rayos que caen directamente en la línea, pero también pueden ser producidas por tensiones inducidas originadas por rayos que caen en zonas próximas a la línea.

Se hace necesario estimar el número o la probabilidad de la ocurrencia de estos fenómenos para elegir la configuración adecuada en el sistema de protección ante

descargas eléctricas y atmosféricas (cable de guarda, puesta a tierra y aislamiento), el procedimiento se describe a continuación:

4.17. DESCARGAS A TIERRA Y SU CALCULO DE DENSIDAD (NG)

La confiabilidad de una línea de distribución es dependiente de su grado de exposición a las descargas atmosféricas, para determinarlo es necesario conocer el número anual de rayos por unidad de área y unidad de tiempo, este valor puede ser estimado por la siguiente ecuación:

$$N_g = 0,04T_d^{1,25}$$

Ecuación 31

Dónde:

N_g = Numero de descargas/km²/año

T_d = Nivel ceraunico (días de tormentas por año)

Se ha considerado un nivel ceráunico (número de tormentas/días/año) para la zona estimado en 30 días/año, tomado del mapa isoceráunico de ISE-CIER, el que se muestra en el Anexo, por lo tanto $N_g = 4,02$ descargas/km²/año.

Numero de descargas directas en línea (N)

Para estimar el número de descargas directas en la línea se usa la ecuación de Eriksson:

$$N = N_g \left(\frac{28h^{0,6} + b}{10} \right)$$

Ecuación 32

Dónde:

N_g = número de descargas/km²/año

H = altura del cable de guarda en el poste

B = ancho de la estructura

Para el caso analizado, según los soportes propuestos, tenemos $h=10,9$ m y $b=2,4$ m, del ítem anterior $N_g = 4,02$ descargas/km²/año,

Entonces:

$$N = 48,15 \text{ descargas}/100 \text{ km/año}$$

Este es el numero descargas directas para la línea desprotegida, razón por la cual se hace necesario instalar un sistema de blindaje adecuado (cable de guarda, puesta a tierra y aislamiento)

Flameos (flashovers) por tensiones inducidas

De acuerdo a la ecuación de Rusck, la máxima tensión inducida en una línea de transmisión puede ser estimada con:

$$V_{\max} = 38,8 \frac{I_o h_a}{y}$$

Ecuación 33

Dónde:

I_o = Corriente pico de la descarga

h_a = altura promedio de la línea sobre el nivel del terreno

y = distancia entre la línea y el punto de caída del rayo

La magnitud de corriente de la descarga es un valor variable y se estima con cálculos probabilísticos, puede tomarse un rango de 20 kA a 50 kA, Según el estandar IEEE 1410, para un sistema aterrado un nivel de aislamiento de 275 kV nos brinda una baja probabilidad de descargas por tensiones inducidas, alrededor de 0,001 flameos (flashover)/100km/año, lo cual quiere decir que con ese aislamiento la línea es prácticamente inmune a las sobre tensiones inducidas por descargas atmosféricas.

4.18. ANÁLISIS DE LAS PUESTAS A TIERRA

Se optara por utilizar sistemas de puesta tierra en todos los postes en donde se coloque el cable de guarda, a fin contar con un adecuado sistema de blindaje que permita reducir el número de descargas que produzcan flameos en la línea.

De las mediciones tomadas en campo, tenemos una resistividad promedio del terreno de 160 ohm-m, en la zona del proyecto.

Efecto del aterramiento y el nivel de aislamiento en el número de flameos (flashovers)

Según el Standart IEEE 1410-2004, establece que para que un sistema de protección con cable de guarda sea efectivo, la resistencia puesta a tierra debe ser menor a 10 ohm si el nivel de aislamiento, CFO (Critical impulse flashover voltage) es menor que 200 kV, para un CFO de 300 kV da una resistencia de puesta tierra de 40 ohm provee igual rendimiento.

Podemos estimar el número de flameos (flashover) de acuerdo al nivel de aislamiento y a la resistencia de puesta tierra, según la figura 8 del Standart IEEE referido anteriormente.

El mínimo nivel de aislamiento (CFO) de los soportes diseñados es de 395 kV (sin considerar la altitud de instalación, considerando la altitud de de la zona afectada el factor de corrección es 1,4625 para 4300 msnm en promedio, el cual reduce el nivel de aislamiento mínimo de los soportes a 275 kV, valor con el cual haremos el cálculo de la tasa de salidas de servicio de la línea.

En la figura siguiente se muestra la influencia del aterramiento en la tasa de ocurrencia de flashover debido a descargas atmosféricas, en el cual se ha trazado una curva aproximada para un nivel de aislamiento de 275 kV con el cual se determina el porcentaje de rayos causantes de flameos.

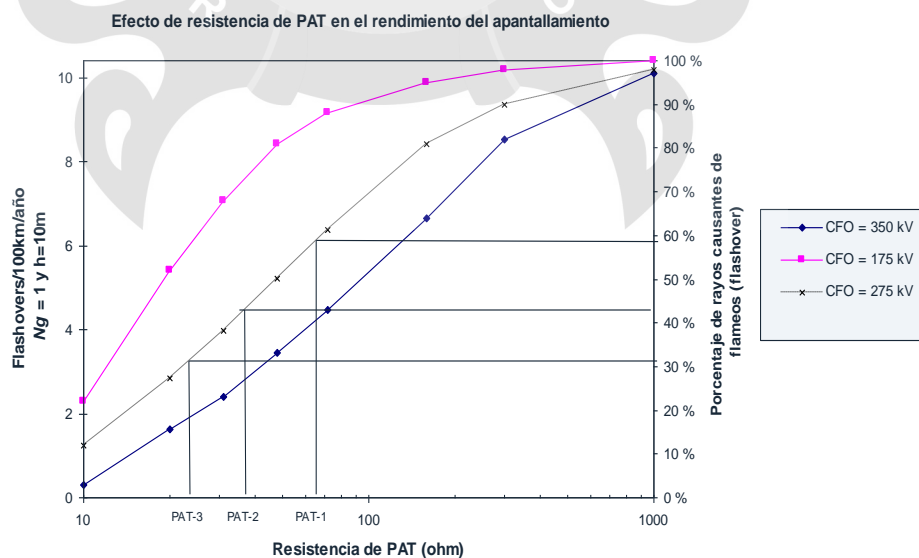


Figura 20. Influencia del aterramiento en la tasa de ocurrencia de flashover – Fuente: Elaborado por los autores de Tesis

Del gráfico anterior tenemos el porcentaje descargas que producen flameos (flashovers), los cuales se multiplican al número de descargas.

Tabla 9.
Flameos (flashover) directos en la línea

Sistema P.T.	Porcentaje de flashover	Flashover/100 km/año
PAT-1	58%	19,4
PAT-2	43%	14,8
PAT-3	32%	10,7

Fuente: (Según Proyecto Unidad Minera Untuca)

De lo anterior tenemos que el número de descargas directas es $N=48,15$ descargas/100 km/año (para una línea desprotegida), con el efecto del aterramiento y el nivel de aislamiento el número flameos (flashover) por descargas directas es de 19,4; 14,8 y 10,7 flashover/100 km/año respectivamente. Luego el total de fallas en la línea es debido tanto a los flameos producidos por descargas directas o tensiones inducidas por estas.

Total de fallas/100 km/año = flashover directos + flashover inducidos

Los flameos producidos por tensiones inducidas a causa de rayos son prácticamente despreciables según se indicó en el ítem 2.6.1

Estos flameos pueden producir salidas fuera de servicio de la línea si no se cuenta con una adecuada protección, Asimismo debe tener en cuenta que el procedimiento de cálculo que se especifica en el Standart IEEE 1410-2004, especifica el número de salidas por cada 100 km de línea por año, esto nos da un margen amplio de seguridad debido a que el tramo afectado por descargas atmosféricas solo es de 14 km, por lo cual podemos aplicar un factor de reducción por longitud de línea, los resultados los vemos en el siguiente cuadro:

Número de salidas de la línea

Tabla 10.
Número de salidas de la línea

SISTEMA	RESISTENCIA DE	N° DE SALIDAS/100 KM/AÑO	N° DE SALIDAS/AÑO
<i>P.T.</i>	<i>PAT promedio(ohm)</i>		<i>(9km)</i>
<i>PAT-1</i>	66,5	19,4	8,1
<i>PAT-2</i>	37,25	14,8	6,21
<i>PAT-3</i>	23,5	10,7	4,49

Fuente: (Según Proyecto Unidad Minera Untuca)

4.19. CÁLCULO DEL NIVEL DE AISLAMIENTO EN LOS SOPORTES CON CABLE DE GUARDA

Los soportes de línea trifásica usados se muestran en las láminas 01 al 09 del Volumen IV, las cuales se encuentran contenidas en la memoria descriptiva de la parte 1 de este informe.

Según el estándar IEEE 1410-2004, para asegurar que todos los rayos terminen en el cable de guarda y no en los conductores de fase recomienda un ángulo de apantallamiento no mayor a 45°, esto solo es válido para líneas con soportes menores a 15 metros de alto y un espaciamiento entre conductores menor a 2 metros. En nuestro caso según la geometría de los soportes diseñados el mayor ángulo de apantallamiento logrado es de 30°, en el soporte de alineamiento GS1, de ángulo GA1 y de retención GR-3, en los otros soportes el ángulo de apantallamiento es aún menor.

El tramo con cable de guarda se encuentra sobre los 4944 msnm, por lo cual es necesario aplicar un factor de corrección por altitud, según la Norma IEC 71-1, para instalaciones eléctricas en alturas a mayor de 1000 msnm, igual ha:

$$F_c = 1 + 1,25(h - 1000) * 10^{-4}$$

Ecuación 34

Dónde:

$h =$ Altitud con respecto al nivel del mar, en metros

Para una altitud promedio de 4300 tenemos un factor de corrección de 1,4375

El procedimiento para el cálculo del nivel de aislamiento de hace de acuerdo al estándar IEEE 1410-2004, en el cual se indican los valores de aislamiento según la configuración de los elementos del soporte.

En el Armado GSI (0-5°) y GAI (5-30°)

Del conductor (N° 01) más próximo al cable de guarda al cable de cobre que baja para la puesta a tierra,

Tabla 11.
Armado GSI (0-5°) y GAI (5-30°) - conductor (N° 01)

COMPONENTE	CFO
Aislador Pin ANSI 56-4	200 kV
Cruceta de madera (2,40 m)	250 kV/m x 1,2 m=300 kV
CFO Total	500 kV
CFO Total (corregido por altitud)	347 kV

Fuente:Elaborado por los autores de Tesis

Del conductor (N° 02) ubicado en la cruceta de 2,40 m al cable de cobre que baja para la tierra (Recorrido por la cruceta)

Tabla 12.
Armado GSI (0-5°) y GAI (5-30°) - conductor (N° 02)

COMPONENTE	CFO
Aislador Pin ANSI 56-4	200 kV
Cruceta de madera (2,40m)	250 kV/m x 1,2 m=300 kV
CFO Total	500 kV
CFO Total (corregido por altitud)	347 kV

Fuente:Elaborado por los autores de Tesis

Del conductor N° 03 ubicado en la cruceta de 2,40 m - cable de cobre que baja para la puesta a tierra (Recorrido por la riostra de madera)

Tabla 13.*Armado GS1 (0-5°) y GA1 (5-30°) - conductor N° 03*

COMPONENTE	CFO
Aislador Pin ANSI 56-4	200 kV
Cruceta de madera (2,40m)	250 kV/m x 0,6 m=150 kV
Riostra de madera	65 kV/m x 0,7 m=4.5 kV
CFO Total	396 kV
CFO Total (corregido por altitud)	275 kV

Fuente:Elaborado por los autores de Tesis

Soporte de Retención GR-3L

Se están usando tres aisladores de suspensión tipo 52-3 para cada cadena

Aislamiento del conductor de fase en cruceta de 1,20 m sobre el pin más próximo al cable de guarda—conductor de cobre para puesta a tierra.

Tabla 14.*. Aislamiento del conductor de fase en cruceta de 1,20 m*

COMPONENTE	CFO
Aislador Pin ANSI 56-4	200kV
Cruceta de madera (2,40 m)	250 kV/m x 1,2 m=300 kV
CFO Total	500 kV
CFO Total (corregido por altitud)	347 kV

Fuente:Elaborado por los autores de Tesis

Aislamiento del conductor de fase en cadena de aisladores más próximo al cable de guarda – conductor de cobre para puesta a tierra

Tabla 15.*Aislamiento del conductor de fase en cadena de aisladores*

COMPONENTE	CFO
Cadena de aisladores 52-3	355 kV
Cruceta de madera	295 kV/m x 0,6 m=177 kV

<i>CFO Total</i>	532 kV
<i>CFO Total (corregido por altitud)</i>	370 kV

Fuente: Elaborado por los autores de Tesis

Soporte Especial GS1-3

Aislamiento del conductor de fase en pin sobre cruceta de 2,40 y 4,30 al conductor de cobre para puesta a tierra

Tabla 16.
Soporte Especial GS1-3

COMPONENTE	CFO
<i>Aislador Pin ANSI 56-4</i>	200 kV
<i>Cruceta de madera (2,40m)</i>	250 kV/m x 1,0 m=250 kV
<i>CFO Total</i>	450 kV
<i>CFO Total (corregido por altitud)</i>	313 kV

Fuente: Elaborado por los autores de Tesis

Soporte Especial GR3-3

Aislamiento del conductor de fase en cadena de anclaje al conductor de cobre para puesta a tierra

Tabla 17.
Soporte Especial GR3-3

COMPONENTE	CFO
<i>Cadena con tres aisladores 52-3</i>	355 kV
<i>Cruceta de madera</i>	295 kV/m x 1,0 m=295 kV
<i>CFO Total</i>	650 kV
<i>CFO Total (corregido por altitud)</i>	452 kV

Fuente: Elaborado por los autores de Tesis

En todos los casos se hizo el cálculo para las rutas más críticas, esto quiere decir en las rutas con menor distancia de aislamiento.

4.20. COORDINACION DE LA PROTECCION

Coordinación Interruptor de Potencia - Fusible

La curva A de la figura N° 21 es la característica equivalente de dos aperturas instantáneas (A) y se compara con la curva de daño para el fusible, lo cual es el 75% de la curva de tiempo de fusión del mismo. Con esto se establece el límite de corriente alta de coordinación satisfactoria, indicada por el punto de intersección b' . Para establecer el límite de corriente baja de coordinación con éxito, se compara la entrada total de calor al fusible, representada por la curva B, la cual es igual a la suma de dos operaciones instantáneas (A) más dos diferidas (B), con la curva de tiempo total de eliminación de la falla del fusible. El punto de intersección está indicado por d' . Sobre la base de todas las correcciones agregadas, el fusible estará bien coordinado con el interruptor de potencia, entre los límites a' y b' . Este procedimiento ha sido utilizado para la coordinación entre el interruptor de potencia y los fusibles seleccionados de la línea primaria.

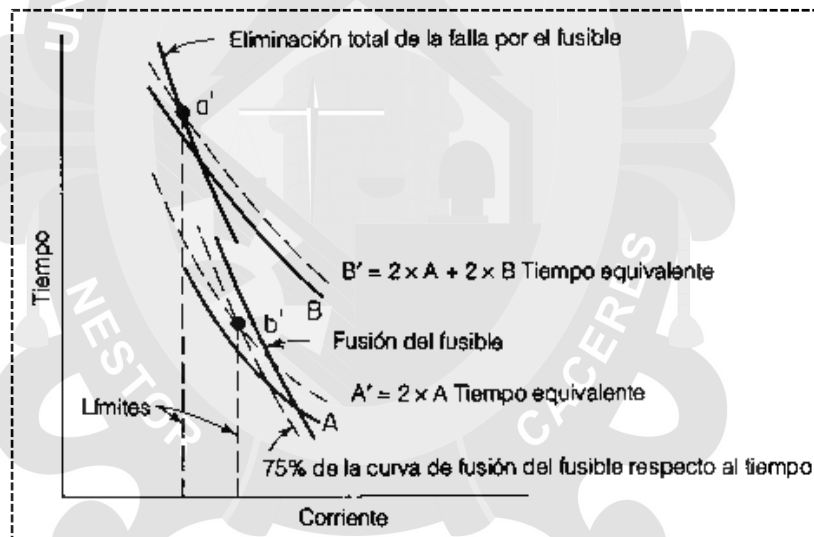


Figura 21. Trabajo de un fusible en sobretensiones eléctricas.

En general, se obtiene máxima coordinación para el interruptor de potencia para una operación rápida seguidas por tres lentas, despejándose de 90 a 95% de las fallas transitorias.

4.21. DISEÑO MECÁNICO

Estos cálculos se basan según a lo indicado en la Normas EM/DGE, Código Nacional de Electricidad y se considera según a la condición ambiental del proyecto, que son las específicas con las zonificaciones del CNE.

4.21.1. CALCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES.

Objetivo

Todos los esfuerzos que se dan en las estructuras según las siguientes hipótesis:

Premisas Generales

Sin duda todos los cálculos mecánicos están indicados en la Norma EM/DGE, esto se según a la condición ambiental de la zona sustentadas con los obtenidos de SENAMHI y de las zonificaciones consideradas en el Código Nacional de Electricidad

Características de los Conductores

Material de los Conductores

Los conductores según sus especificaciones técnicas es de aluminio, fabrica según normas ASTM B398, ASTM B399 o IEC 1089.

Características Mecánicas del Conductor Aleación de Aluminio Normalizado

Tabla 18.

Curvas de Esfuerzo Deformación del Conductor de AAAC.

Secc.	N°	Diámetro	Diámetro de alambre	Masa	Módulo de Elasticidad Final	Coefficiente	Rotura
<i>mm²</i>	<i>Hilos</i>	<i>Mm</i>	<i>mm</i>	<i>kg / m</i>	<i>N /mm²</i>	<i>(1/°C)</i>	<i>N/mm²</i>
120	19	14,25	2,85	0,333	60760	2,3x10-5	295,8

Fuente: (Según Proyecto Unidad Minera Untuca)

Cada conductor cuando trabaja sin carga está en su estado normal pero cuando aumenta la carga esta se alarga y aumenta la longitud y se encoje cuando desaparece.

El aumento de la carga origina que la longitud aumente a lo instalado por primera vez.

Además, los aumentos de la carga generan el efecto Joule dilatación térmica en el conductor.

A consecuencia de lo antedicho el Módulo de Elasticidad se modificará respecto a su valor en el estado inicial.

Las especificaciones técnicas en elasticidad en condiciones finales, calculamos la deformación total ($X + \Delta$) a un esfuerzo de 40% de la rotura del conductor:

$$X + \Delta = \frac{40\% * Q_{rot}}{E_o} \qquad X = \frac{40\% * Q_{rot}}{E_f}$$

Ecuación 35

Dónde:

Δ = Deformación final = 0,075% de la longitud del conductor.(*)

Q_{rot} = Esfuerzo Unitario de rotura del Conductor = 295,8 [N/mm²].

E_f = Modulo de Elasticidad Final= 60 760 [N/mm²].

Obteniendo: $X = 0.00194733$

La Deformación Total será: $X + \Delta = 0,00269733$

La Deformación Total Porcentual será: $X + \Delta = 0,269733\%$

Luego de un análisis del conductor mediante la siguiente expresión:

$$E_o = \frac{40\% * Q_{rot}}{X + \Delta}$$

Ecuación 36

Obteniendo:

$$E_o = 43865 \frac{N}{mm^2}$$

CONCLUSIÓN

De los análisis realizados se obtiene:

$$E_o = 43865 \frac{N}{mm^2}$$

Módulo de Elasticidad Inicial, empleado en el cálculo Mecánico de estructuras y la tabla de templado de los conductores

$$E_f = 60760 \frac{N}{mm^2}$$

Módulo de Elasticidad Final, utilizado junto a la máxima temperatura y nos permitirá verificar el comportamiento de las flechas y compararlas con las flechas máximas a calcularse a partir de la tensión inicial sin carga.

Obtención del EDS Inicial y Final.

Considerando la característica elástica del conductor, se puede representar en la siguiente gráfica el comportamiento del conductor con la aplicación de cargas externas.

Para determinar el EDS Final, se debe utilizar las curvas características de esfuerzo elongación del conductor, los cuales pueden ser cargados al software como un dato de entrada, sin embargo para el caso de los conductores de aleación de aluminio es aplicable.

La ecuación se presenta de la siguiente manera:

$$Y = A + BX + CX^2 + DX^3 + EX^4$$

Para el caso de Conductores de Aleación de Aluminio es aplicable la información publicada por "TheAluminumAssociation" (curvas esfuerzo deformación para conductores de 7 y 19 hilos)

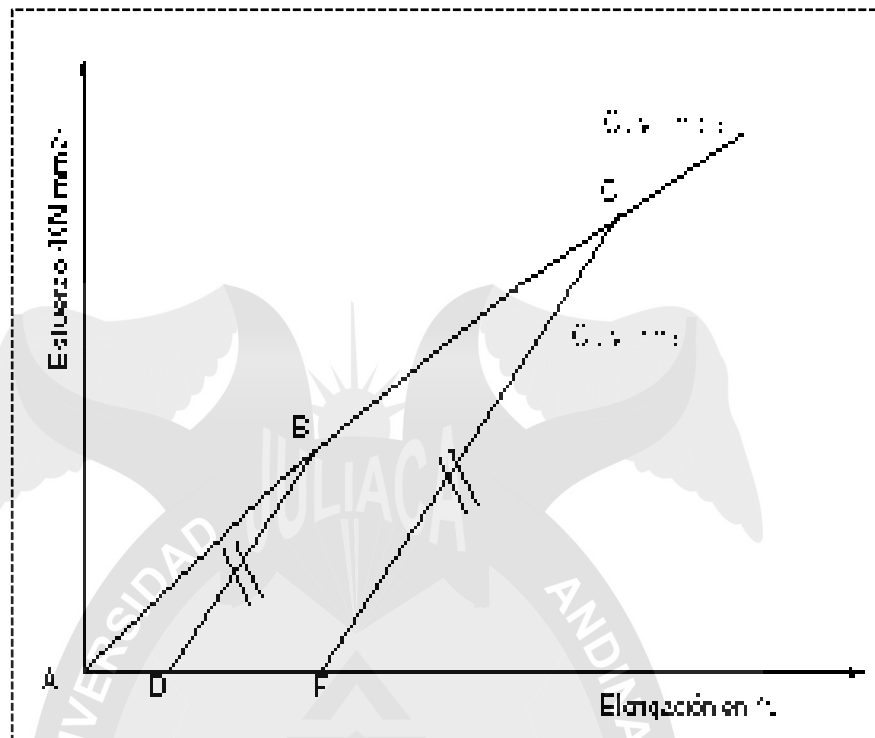


Figura 22. curvas esfuerzo deformación para conductores de 7 y 19 hilos

Fuente: (Libro "The Aluminum Association")

Esta información presenta la formulación de la curva inicial mediante la siguiente expresión:

$$Y = 0,063 + 55,613X + 25,381X^2 - 85,774 X^3$$

Dónde: Y; Esfuerzo en KN/mm² y X; Elongación en %

El Software DLT-CAD Ver 2005, incluye los cálculos del EDS Final, tomando como datos las curvas típicas del conductor o los coeficientes de la ecuación

$$Y = A + BX + CX^2 + DX^3 + E X^4$$

La secuencia de cálculo que aplica el DLT-CAD es la siguiente:

1. De la distribución de estructuras se determina la máxima carga a la cual será sometido el conductor según las hipótesis de carga, considerando el EDS Inicial y el módulo de elasticidad inicial del conductor.

2. En base al análisis anterior se define un límite de máxima carga, para el caso del presente proyecto se ha establecido el 40% del tiro del rotura del conductor, como la máxima carga al cual será sometido el conductor.

3. Conociendo la máxima carga se tiene el esfuerzo para esa Carga y con se calcula el porcentaje de elongación X, que corresponde a esta carga, para lo cual se resuelve la ecuación de esfuerzo-Elongación del conductor aplicando cálculos numéricos.

4. Teniendo los valores "X ,Y" en el punto B se calcula la ecuación de la recta BD, cuya pendiente está representado por el Módulo de Elasticidad final del conductor.

5. Se calcula el Valor del segmento AD en la intersección de la recta con el eje X.

6. Con el cálculo del Segmento AD se obtiene el % de elongación final de conductor.

7. Conociendo la elongación final se desarrolla un cambio de estado desde la hipótesis de máxima carga hacia una Hipótesis de EDS final, con lo cual se determina el esfuerzo Inicial requerido para alcanzar la máxima carga, utilizando en este caso el módulo de elasticidad Final del Conductor.

Hipótesis de Cálculo

Tabla 19.
Conductor de Fase AAAC

Hipótesis	Unidades	I	II	III	IV	V (*)
		Condición de Mayor Duración	Mínima Temperatura y Hielo	Máxima Carga de Viento	Combinación Hielo y Viento	Máxima Temperatura
Temperatura	°C	5	-5	0	-5	40
Velocidad de Viento	Km/h	0	0	90	45	0
Espesor de Hielo	Mm	0	10	0	5	0
Esfuerzo del Tiro de Rotura.	%	Inicial=18%; final=16%	60	60	60	60

Fuente:Elaborado por los autores de Tesis

Tabla 20.
Cálculo Mecánico de Conductores – Cable de Guarda

Hipótesis	Unidades	I	II	III	IV	V (*)
		Condición de Mayor Duración	Mínima Temperatura y Hielo	Máxima Carga de Viento	Combinación Hielo y Viento	Máxima Temperatura
Temperatura	°C	5	-5	0	-5	40
Velocidad de Viento	Km/h	0	0	90	45	0
Espesor de Hielo	Mm	0	10	0	5	0
Esfuerzo del Tiro de Rotura.	%	Inicial=14%; final=14%	60	60	60	60

Fuente:Elaborado por los autores de Tesis

(*) Esta incluye los 10°C como temperatura producida por el fenómeno CREEP

(*) La Temperatura Máxima de Ambiente considerado es de 30 °C, considerando el fenómeno CREEP (10 °C) obtenemos 40°

4.22. ESFUERZOS PERMISIBLES MAXIMOS

El esfuerzo EDS determinado sobre la base de las consideraciones y metodología señaladas, se muestran en los Anexos de Cálculos Mecánicos del Conductor (Anexo - 4.4 y 4.5) , en el cual el EDS final varia con la longitud del vano y las condiciones propias meteorológicas propias de la zona, que para nuestro proyecto se aplicara los siguientes módulos:

- $E_o = 43,86 \text{ N/mm}^2$
- $E_f = 60,76 \text{ N/mm}^2$
- Para Conductores de 120 mm^2
- EDS Inicial = 18%
- EDS Final= 16%

4.23. FÓRMULAS CONSIDERADAS

Ecuación de cambio de estado:

$$T_{02}^2 - \left(T_{01} - \frac{d^2 E W_{R1}^2}{24 S^2 T_{01}^2} - \alpha E (T_2 - T_1) \right) T_{02}^2 = \frac{d^2 E W_{R2}^2}{24 S^2}$$

Ecuación 37

Esfuerzo del conductor en el extremo superior derecho:

$$T_0 = T_0 \cosh\left(\frac{X_D}{P}\right)$$

Ecuación 38

Esfuerzo del conductor en el extremo superior izquierdo

$$T_1 = T_0 \cosh\left(\frac{X_I}{P}\right)$$

Ecuación 39

Angulo del Conductor Respecto a la Línea Horizontal, en el Apoyo derecho:

$$\theta_D = \cos^{-1}\left(\frac{T_0}{T_D}\right)$$

Ecuación 40

Angulo del Conductor Respecto a la Línea Horizontal, en el Apoyo izquierdo:

$$\theta_I = \cos^{-1}\left(\frac{T_0}{T_I}\right)$$

Ecuación 41

Distancia del Punto más bajo de la catenaria al Apoyo Izquierdo.

$$X_I = -p \left[\operatorname{senh}^{-1} \frac{\frac{d}{h/d}}{\left(\operatorname{senh}^2\left(\frac{d}{p}\right) - \left(\operatorname{cosh}\left(\frac{d}{p}\right) - 1 \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}}} - \operatorname{tgh}^{-1} \left(\frac{\operatorname{cosh} p - 1}{\operatorname{senh}\left(\frac{d}{p}\right)} \right) \right]$$

Ecuación 42

Distancia del Punto más bajo de la catenaria al apoyo derecho

$$X_D = d - X_I$$

Ecuación 43

Longitud del Conductor

$$L = \sqrt{\left(2p \operatorname{senh}\left(\frac{d}{2p}\right)\right)^2 + h^2}$$

Ecuación 44

Flecha del Conductor en terreno sin desnivel

$$f = p \left(\operatorname{cosh}\left(\frac{d}{2p}\right) - 1 \right)$$

Ecuación 45

Flecha del Conductor en terreno desnivelado:

$$f = p \left(\operatorname{cosh}\left(\frac{X_I}{p}\right) - \operatorname{cosh}\left(\frac{d}{2} - X_I\right) / p \right) + \frac{h}{2}$$

Ecuación 46

Saeta del Conductor

$$s = p \left(\operatorname{cosh}\left(\frac{X_I}{p}\right) - 1 \right)$$

Ecuación 47

Carga Unitaria Resultante en el Conductor

$$W_R = \sqrt{(W_C + 0,0029(\emptyset + 2c))^2 + \frac{(P_V(\emptyset + 2c))^2}{1000}}$$
$$P_V = 0,042(V_V)^2$$

Ecuación 48

Vano - Peso

$$V_p = X_{D(i)} + X_{I(i+1)}$$

Ecuación 49

Vano - Medio (Vano - Viento)

$$V_M = \frac{d_i + d_{i+1}}{2}$$

Ecuación 50

Vano del conductor Equivalente

Según se las estructuras:

Todo vano del conductor tiene diferentes esfuerzos lo cual es a diferentes armados y esfuerzos horizontales (T_0).

La fórmula:

$$V_{eq} = \sqrt{\frac{d_i^3 \cos \varphi}{d_i / \cos \varphi}}$$

Ecuación 51

Para Elaboración de Tabla de Tensado:

Se aplicará la fórmula consignada para líneas con cadenas de aisladores tipo suspensión.

Para hallar la longitud real del conductor se aplicaron las fórmulas exactas de la catenaria, este cálculo se realizó en el programa computacional DLT CAD ver 2010.

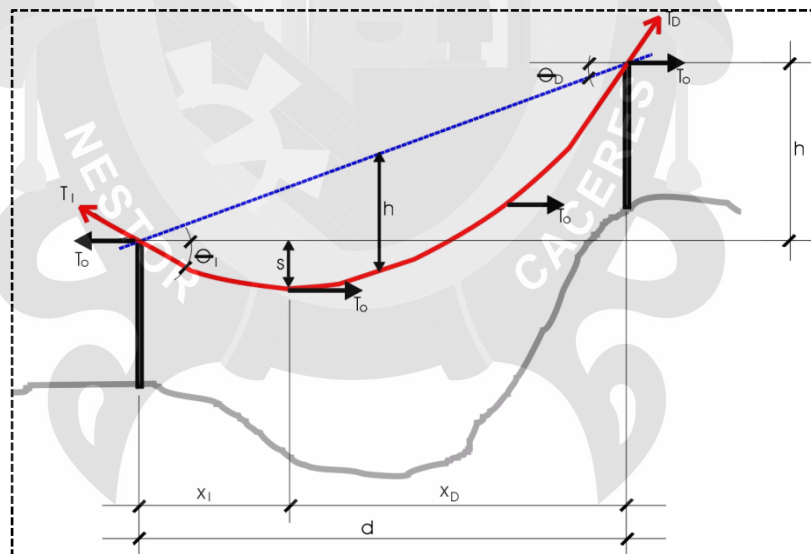


Figura 23. Elaboración de Tabla de Tensado - Fuente: (Cálculo realizado en el software DLTCAD)

4.23.1. CONCLUSIONES.

- Todo cálculo realizado es según al planteamiento del Código Nacional de Electricidad - Suministro, los conductores de Aleación de Aluminio y el terreno desnivelado.

- Los esfuerzos mecánicos de los conductores permiten hallar la máxima elasticidad del conductor y en máximas temperaturas.

4.24. CONDUCTORES-AMORTIGUADORES

El flechado de conductores y los vanos largos son casos que aumentan la vibración y estabilidad en los conductores como la vibración eólica, estas pueden generar fallas en puntos flojos o mal diseñados.

Cada viento que se produce en estas zonas producen vibraciones resonantes hasta mayores de 25 km/.

Las vibraciones resonantes se reducen por el uso de:

Varillas de armar: Estos accesorios se colocan en cada armado de estructuras de postes y mejora en reducir las vibraciones en un 10% a 20%.

Amortiguadores: Los amortiguadores tipo stockbridge son las mas recomendadas, la distancia que se debe colocar estos accesorios son la siguiente:

$$S1 = 0,0013 * D * \sqrt{C}; \quad S2 = 0,0026 * D * \sqrt{C}; \quad S3 = 0,0039 * D * \sqrt{C}$$

Tabla 21.
Conductores amortiguadores

CONDUCTOR	DISTANCIAMIENTO		
	S1 (m)	S2 (m)	S3 (m)
AAA 120 mm ²	0,60	1,10	1,60

Fuente: (Sistemas de Amortiguamiento)

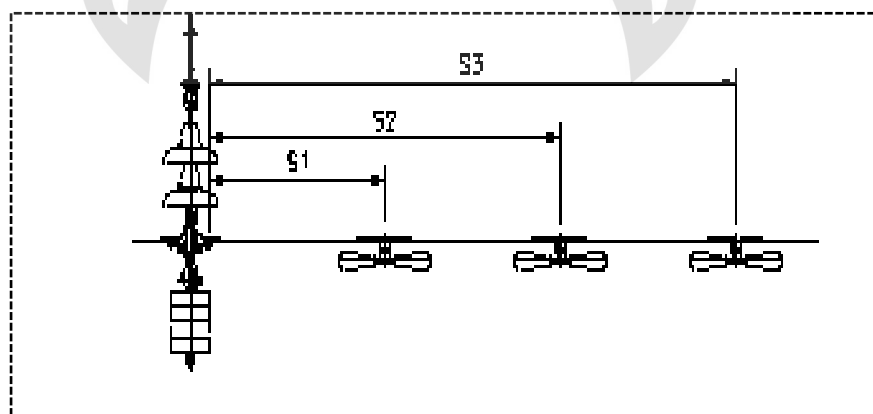


Figura 24. Sistemas de Amortiguamiento - Fuente: (Libro "The Aluminum Association")

Donde D es el diámetro del conductor y las S_1 , S_2 y S_3 son las distancias que separan entre los amortiguadores en una distancia mínima de la grapa anclaje.

Selección de Amortiguadores de Vibración:

Se utilizarán amortiguadores para minimizar las vibraciones en los conductores por efecto del viento. Mucho tiene que ver la fuerza del viento en la zona para que se pueda dimensionar los amortiguadores tales como su ubicación y marca.

Para la sección utilizada para el conductor de línea (120 mm^2) se recomienda el uso de amortiguadores del tipo STOCKBRIDGE estos son los más utilizados y más conocidos en el mercado.

Actualmente la tecnología ha llegado al diseño de estos amortiguadores con cuatro grados de libertad que permite ampliar la protección a rangos mayores de frecuencia, evitando el daño del conductor en el punto de sujeción de éstos amortiguadores.

Para el proyecto se ha determinado el uso de 6 amortiguadores stockbrigde por cada vano de la línea de sub transmisión.

En el caso de ejecución, la empresa que ejecute deberá definir las distancias según a las características del terreno.

4.25. CÁLCULO MECÁNICO DE LAS ESTRUCTURAS DE MADERA Y RETENIDAS

Todo calculo que se realiza son previas a las condiciones en el Código Nacional de Electricidad y estas determinan los esfuerzos mecánicos en las estructuras y retenidas.

Vanos Máximos

En cada vano se realizará su cálculo para que sea admisible por cada lugar que estén las estructuras, sección del conductor y los cuales son los siguientes:

- Vano Máximo para distancias entre estructuras.
- Vano máximo en medio vano
- Vano máximo por empuje contra las estructuras

Cálculos Mecánicos de las Estructuras

Características de las Estructuras

Con este proyecto se instalará postes de madera que cumplan con lo establecido en las especificaciones técnicas.

La cruceta debe ser madera tipo tornillo y debe ser de 3 kilos como mínimo.

Los accesorios de estructuras de media tensión son: Pernos maquinados, perno-ojo, tuerca-ojo, perno tipo doble armado tirafondo y arandelas.

Tabla 22.
Características de las Estructuras

N°	CARACTERÍSTICAS	VALOR
		<i>Requerido</i>
1	<i>Longitud de la estructura</i>	18,3 m –60`
2	<i>Longitud de empotramiento</i>	2,4 m
3	<i>Clase</i>	3

Fuente: (Sistemas de Amortiguamiento)

4.25.1. ÁNGULO DE ESTRUCTURAS.

- Esfuerzo de vientos en conductores y estructuras
- Esfuerzo entre el ángulo de postes de diferentes direcciones.

4.25.2. ESTRUCTURAS Y ESFUERZOS.

- Vientos en postes y demás estructuras en media tensión, como también durante el trayecto de los conductores (tiro máximo).

En el siguiente figura se muestra las fuerzas que interactúan sobre el poste o estructura, esto debido al tiro de cada lado.

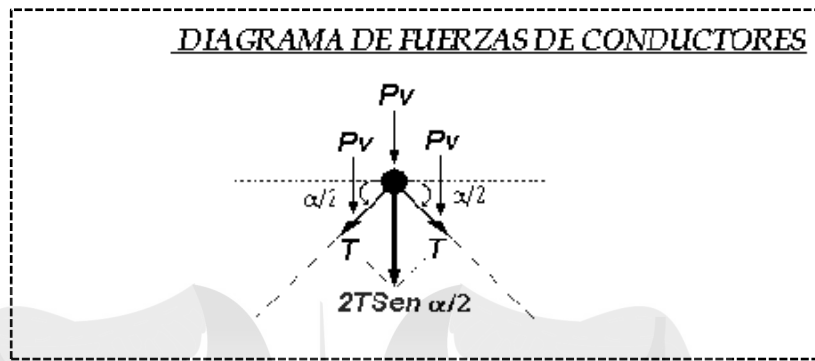


Figura 25. Fuerzas que interactúan sobre el poste o estructura - Fuente: (Sistemas de Amortiguamiento)

4.25.3. FÓRMULAS APLICADAS.

Esfuerzos ejecutados sobre el conductor:

$$MVC \equiv P_v * d * \phi_c * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) * \left(\sum h_i\right)$$

Ecuación 52

Peso en el conductor

$$MTC \equiv 2 * T_c * \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) * \left(\sum h_i\right)$$

Ecuación 53

Esfuerzos en el conductor al término de una línea

$$MTR \equiv T_c * \left(\sum h_i\right)$$

Ecuación 54

Esfuerzo aplicado directamente del viento al poste

$$MVP \equiv C * (V^2 / 16) * A * h_g$$

Ecuación 55

Torsión al extremo de la cruceta en el momento de ruptura

$$M_t \equiv \left(R_c * T_c * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) * B_c$$

Ecuación 56

Momento flector debido a la rotura del conductor en extremo de cruceta

$$M_f \equiv \left(R_c * T_c * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right) * h_A$$

Ecuación 57

Momento total equivalente por rotura del conductor

$$MTE \equiv \frac{M_f}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{M_f^2 + M_t^2}$$

Ecuación 58

Carga equivalente en la punta de la estructura, en hipótesis de condiciones normales

$$Q_N = \frac{MRN}{hl - 0,10}$$

Ecuación 59

Simbología

Dónde:

Pv = Presión del viento y se simboliza Pa

d = Distancia del vano m

Tc = Peso del conductor, en N

ϕc = Diámetro del conductor, en m

α = Angulo entre estructuras, en grados

C = Coeficiente Aerodinámico del Viento

V = Velocidad del Viento en m/s

A = Área efectiva de impacto del viento de la estructura metálica modular

hg = Altura al Centro de Gravedad de la Estructura

hl = Altura libre de la estructura, en m

h_i	=	Distancia de la estructura con el nivel del suelo, en m
h_A	=	Altura del conductor roto, respecto al terreno, en m
B_c	=	Cruceta, en m
R_c	=	Reducción de la carga del conductor según rotura: 0.5 (según CNE)
W_c	=	Peso en el conductor, en N/m
W_{CA}	=	Peso de los aisladores tipo Suspensión, en N
W_{AD}	=	Peso de un trabajador con sus respectivas herramientas, igual a 800 N

4.26. CÁLCULOS MECÁNICOS DE RETENIDAS

Cuando las cargas que se aplican a los postes sean mayores a las que éstos puedan resistir, entonces se empleará retenida(s) quedando así el poste sujeto únicamente a esfuerzos de compresión. El cálculo de retenidas verifica que el esfuerzo que se presenta en éstas no sobrepase el máximo tiro permitido afectado por el factor de seguridad.

Para las retenidas se emplearan cables de acero galvanizado de 10 mm \varnothing (3/8"), grado Siemens Martín, que tiene un tiro de rotura mínimo de 30 920 N.

Factores de Seguridad

- El factor de seguridad en Condiciones Normales: 2,0
- El factor de seguridad en Condiciones Anormales: 1,5

El ángulo entre retenida y la estructura tiene que ser menos de 37°.

El esfuerzo que se diseñe para el tiro de la retenida no debe ser menor que el esfuerzo que interactúe en los conductores.

4.26.1. RETENIDAS Y SUS DISEÑOS.

En diseños de vanos largos o ángulos según la topografía que se muestre los terrenos, es así que se debe emplear retenidas para que los esfuerzos sean equivalentes y se muestran en las siguientes tiempo.

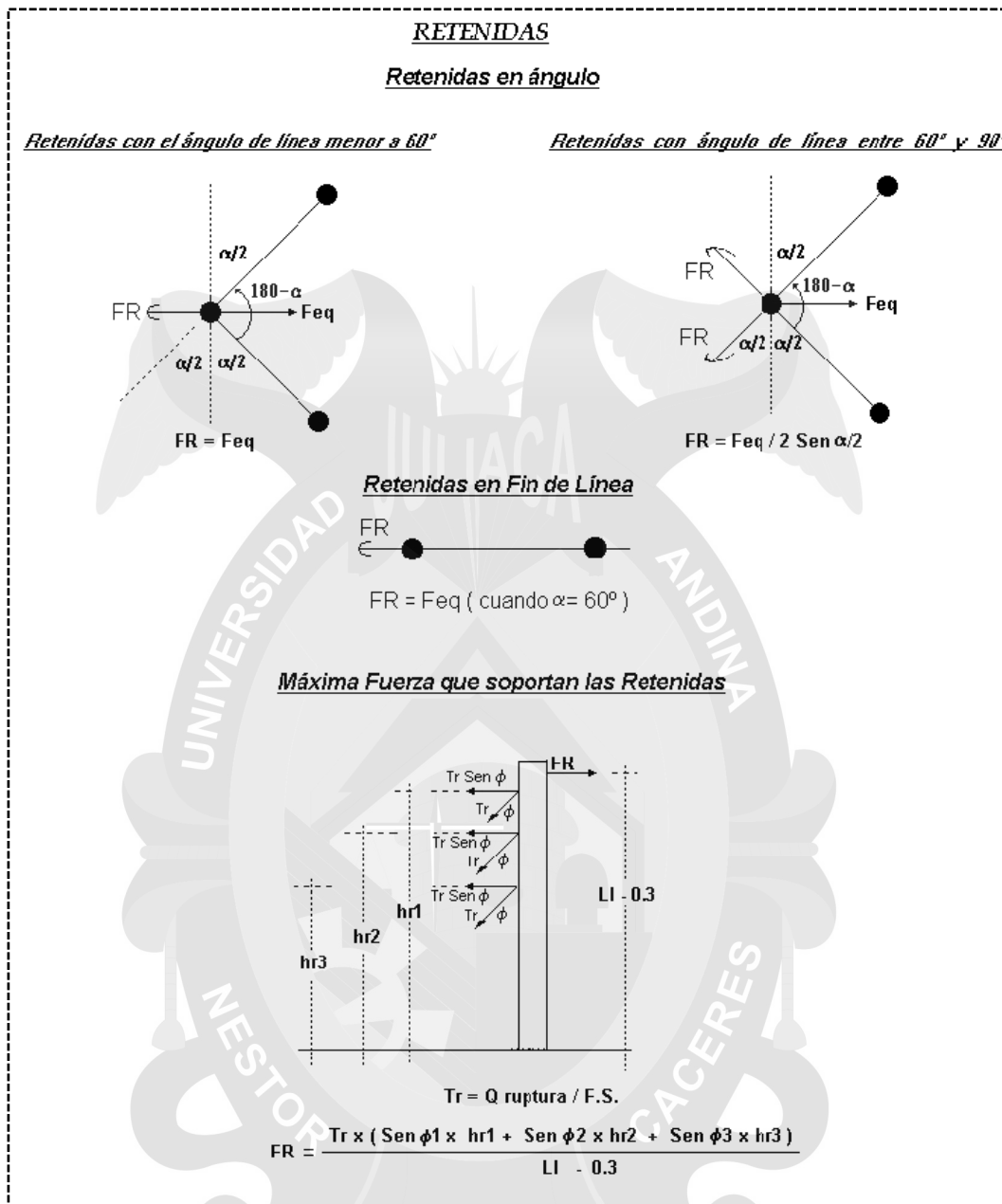


Figura 26. Retenidas y sus diseños – Fuente: Elaborados por los Autores de tesis

4.26.2. CONCLUSIONES

El número de retenidas a utilizar para los diferentes armados se indican en los cuadros resumen de Prestaciones de Estructuras anexo 4.9, donde se indica a su vez el ángulo mínimo de trabajo del cable de retenida.



CAPÍTULO V
**SIMULACIÓN DIGITAL
(SIMULINK/MATLAB)**

CAPÍTULO V

SIMULACIÓN DIGITAL (SIMULINK/MATLAB)

Las herramientas del software Simulink/Matlab serán usadas en el capítulo para evaluar el funcionamiento del sistema de protección atmosférica. En este capítulo se usará Simulink para calcular las sobretensiones producidas en las líneas por descargas directas

5.1. DESCARGAS DIRECTAS AL CONDUCTOR DE FASE

Las descargas directas al conductor de fase se pueden producir por dos razones:

El sistema no está apantallado (sin cable de guarda), o

El sistema está apantallado y presenta fallas en el apantallamiento (con cable de guarda)

5.2. SIN CABLE DE GUARDA

Descripción de los Componentes Representados en Simulink

POSTES: Estos se pueden modelar como elementos metálicos y se pueden mostrar como un tramo de línea:

$$Z_T = 60 \ln \left(\sqrt{2} \frac{h}{r} \right) - 60$$

Ecuación 60

Dónde:

h = altura promedio del conductor

r = radio de la base del cilindro

En el sistema estudiado:

$$Z_T = 200\Omega$$

Ecuación 61

La velocidad de propagación puede ser considerada como la de la luz. El poste se sub divide en tramos para las características de la impedancia 200Ω según la distancia que se emplee se ha considerado el modelo CLARKE en caasos de sistemas monofásicos y que no se tenga pérdidas, se muestra de la siguiente manera

Figura. Modelo de Clarke para simular los tramos del poste

La estructura final del poste se muestra en la figura 7.1, donde cada tramo de línea representa una parte de la estructura metálica.

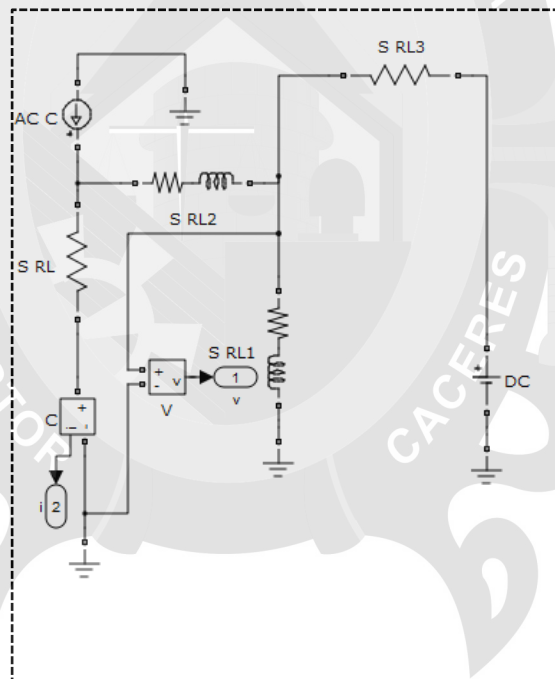


Figura 27. Modelo del poste en Simulink - Fuente:

Conductores.

los conductores de fase se modelan como tres fases acopladas entre sí, mediante el modelo de LCC, a una frecuencia de 100 kHz (lo que se denomina el modelo Bergerón). La longitud promedio del vano es de 100 m. La figura muestra el modelo de línea utilizado y en la figura 5.4 se muestran las características de las líneas.

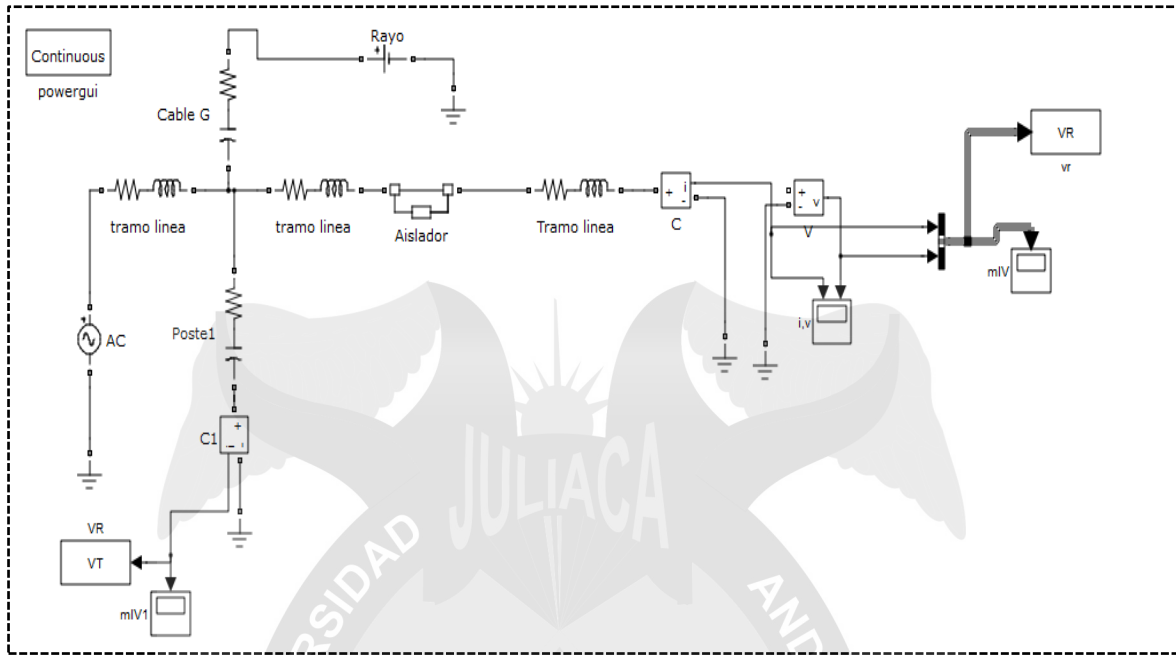


Figura 28. Modelo de línea para conductores de fase - Fuente: Elaborado por los autores de la Tesis

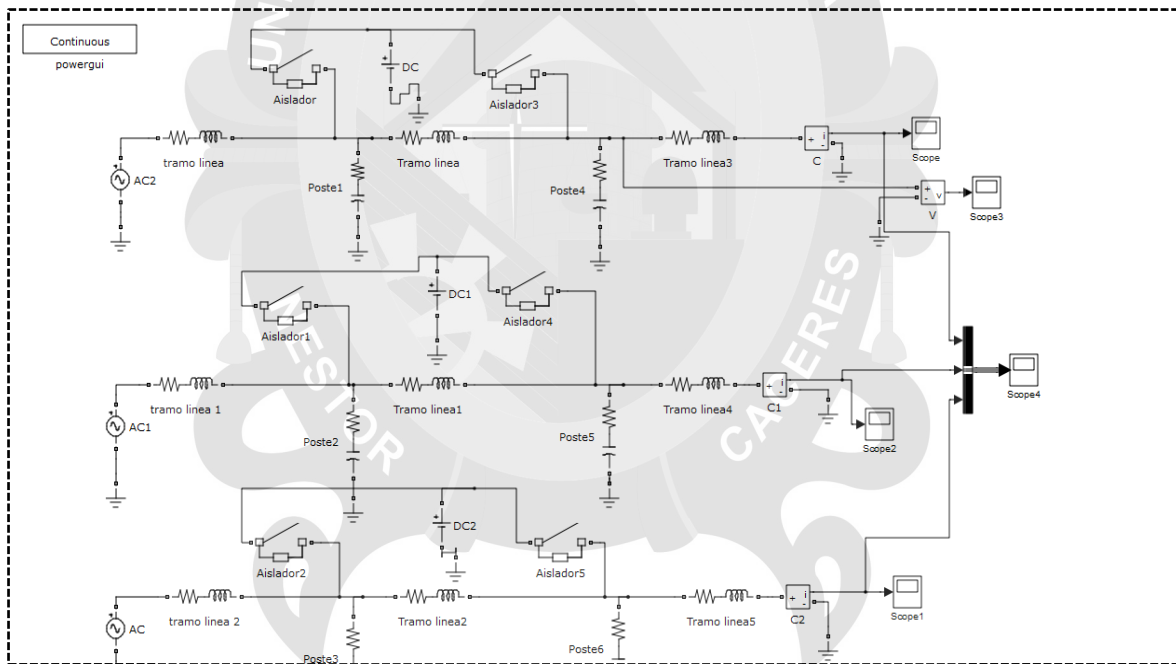


Figura 29 . Características del modelo de conductores utilizado Fuente: Elaborado por los autores de la Tesis

Aisladores.

Los aisladores se modelan como suiches tipo “gap” controlados por voltaje. Para una mejor presicion en la medición del voltaje en los aisladores, se tiene que insertar un voltaje de flameo con respecto en los mismos (50 MV por ejemplo).

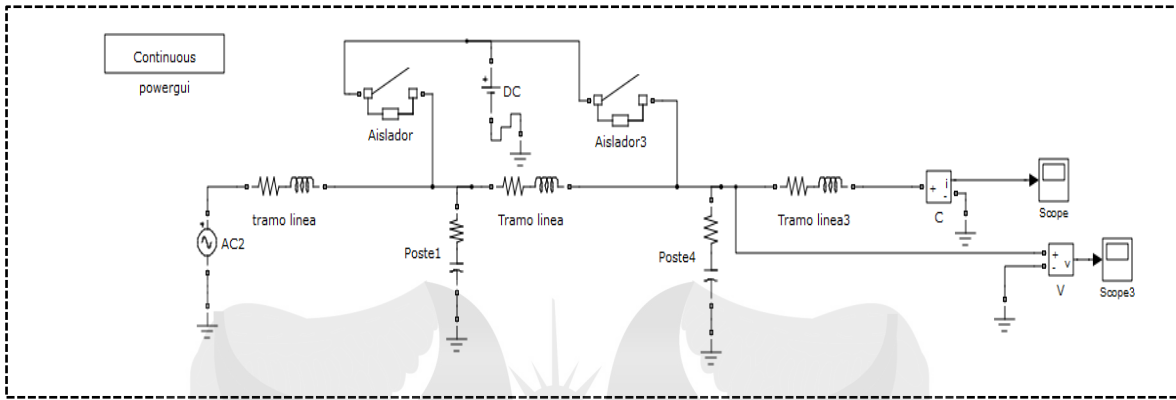


Figura 30. Modelo utilizado para simular los aisladores en Simulink - **Fuente:** Elaborado por los autores de la Tesis

Resistencia de puesta a tierra:

La resistencia de puesta a tierra se modela como una del tipo concentrado con el valor correspondiente de 15 Ω.

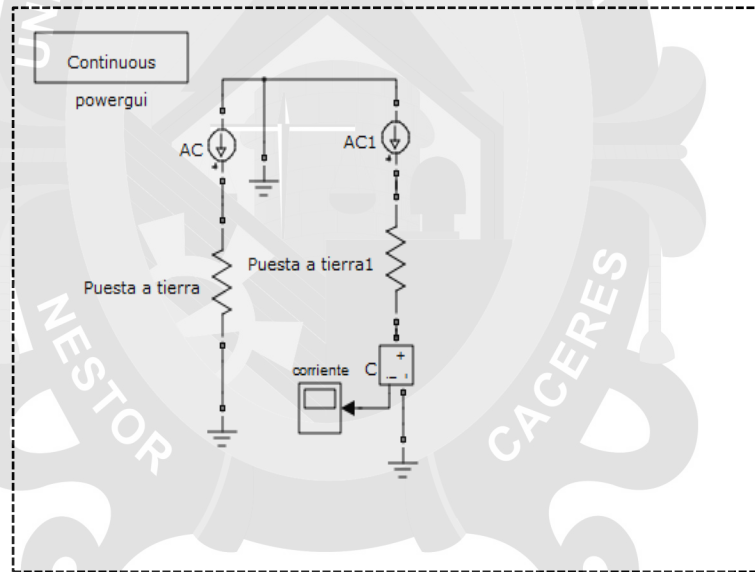


Figura 31. Modelo de resistencia de puesta a tierra en Simulink - **Fuente:** Elaborado por los autores de la Tesis

Corriente del rayo:

Una alteración atmosférica como los rayos se puede simular con una fuente de pendientes. En este estudio se utilizó la fuente de corriente con una amplitud de 30.000 A y una onda de 1.2/50 μs.

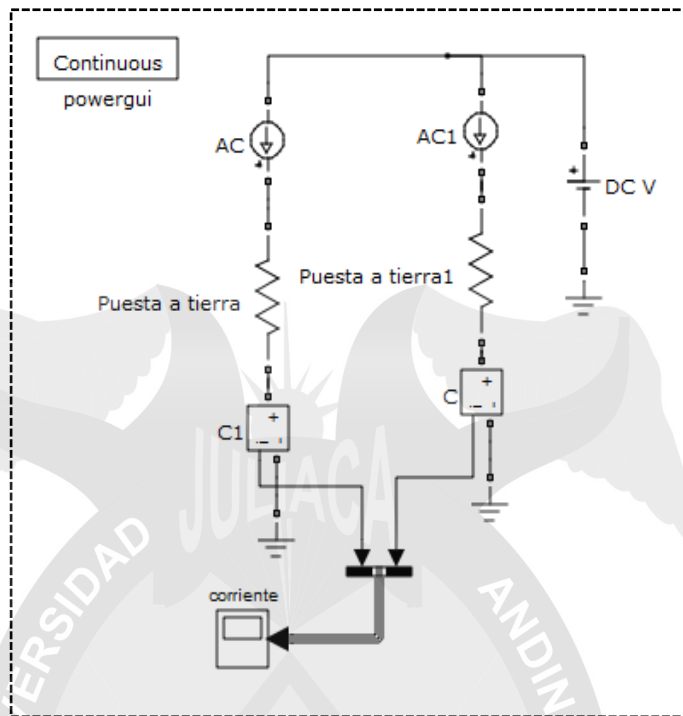


Figura 32. Modelo de la Corriente del Rayo en Simulink -
Fuente: Elaborado por los autores de la Tesis

Diagrama general del sistema en Simulink:

En la figura se presenta un tramo del sistema estudiado, compuesto por cuatro postes y cuatro vanos de línea, lo que representa una longitud aproximada de 400 m.

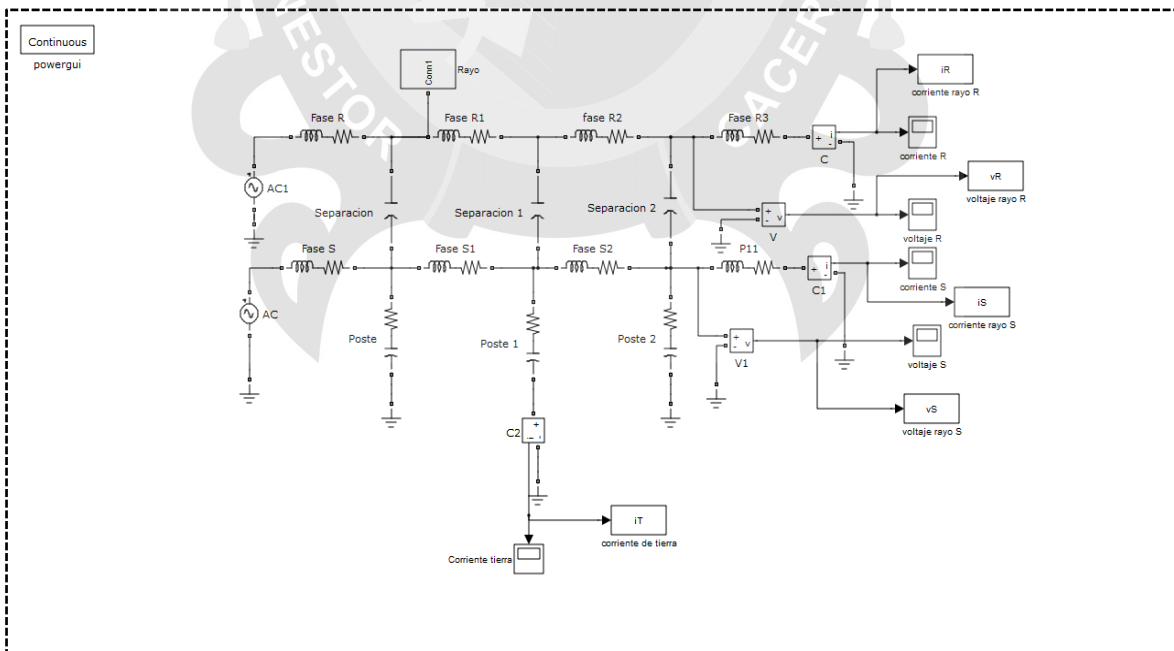


Figura 33. Diagrama de un tramo de 400 m del sistema simulado en Simulink - *Fuente:* Elaborado por los autores de la Tesis

Cálculo de Sobretensiones

La figura se muestra la sobretensión que aparece en la fase impactada por el rayo y la figura se muestra la sobretensión inducida en la fase más cercana a ésta por acoplamiento entre líneas, ambas simuladas mediante Simulink.

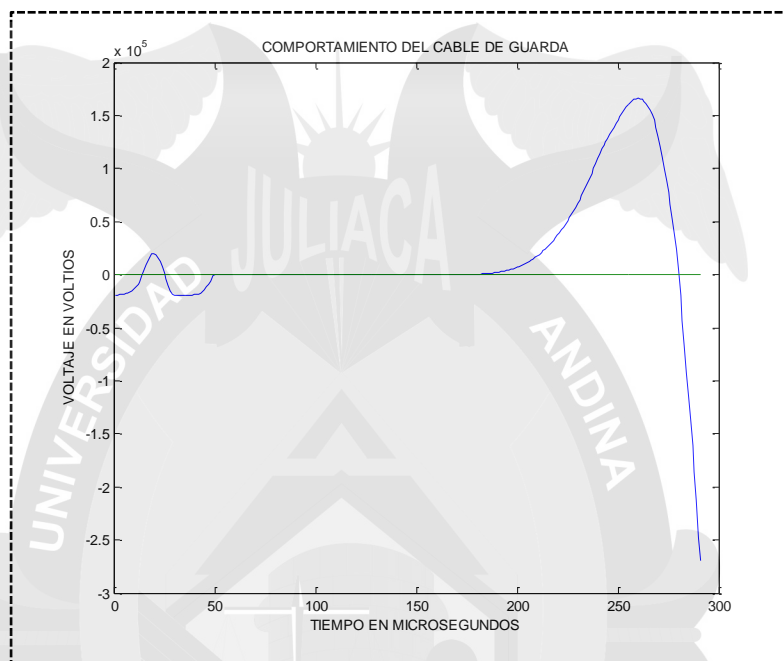


Figura 34. Sobretensión en la fase impactada por el rayo - **Fuente:** Elaborado por los autores de la Tesis

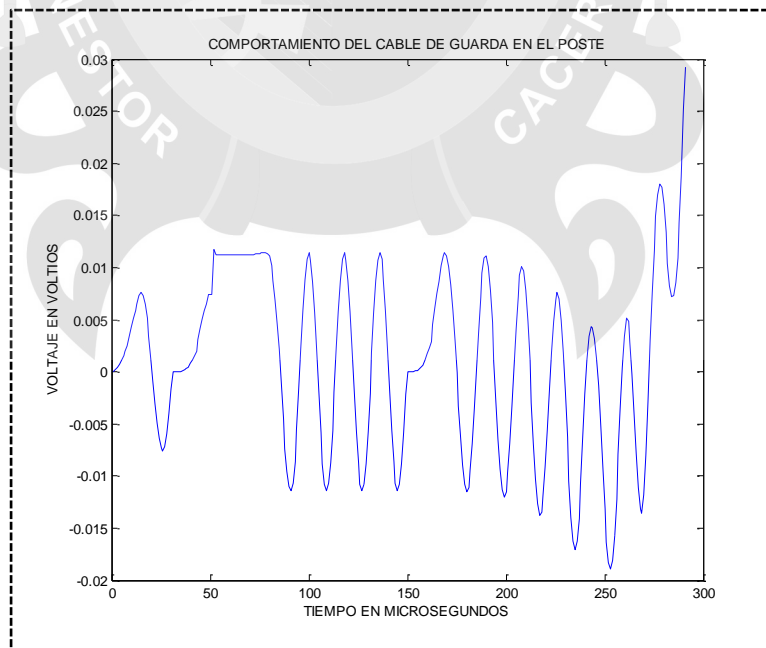


Figura 35. Sobretensión inducida en el poste más cercana a la fase impactada por el rayo - **Fuente:** Elaborado por los autores de la Tesis

En la figura se puede observar que el impacto directo al conductor de fase por un rayo con una intensidad de corriente de 30 kA, produce una sobretensión máxima cercana a los 8.000 kV en la fase impactada. En la figura 7.11 se observa que la sobretensión inducida en la fase más cercana casi alcanza los 3.500 kV.

5.3. CON CABLE DE GUARDA

Como se explicó en el capítulo 4, para que una descarga atmosférica impacte al conductor de fase cuando el sistema está apantallado, deben existir fallas en el apantallamiento. En las líneas estudiadas las fallas de apantallamiento se dan por debajo de los 5 kA de intensidad de la corriente de retorno del rayo; para intensidades superiores el sistema está perfectamente apantallado.

Descripción de los Componentes Representados en el Simulink

Las únicas variaciones existentes respecto al sistema anterior, de los componentes utilizados para representar este caso en el Simulink, se dan en los conductores y en la corriente del rayo.

Conductores: los conductores de fase conjuntamente con el de guarda se modelan como cuatro fases acopladas entre sí, mediante el modelo de LCC, a una frecuencia de 100 kHz (lo que se denomina el modelo Bergerón en el Simulink). La longitud promedio del vano es de 100 m. La figura 5.12 muestra el modelo de línea utilizado se muestran las características de las líneas.

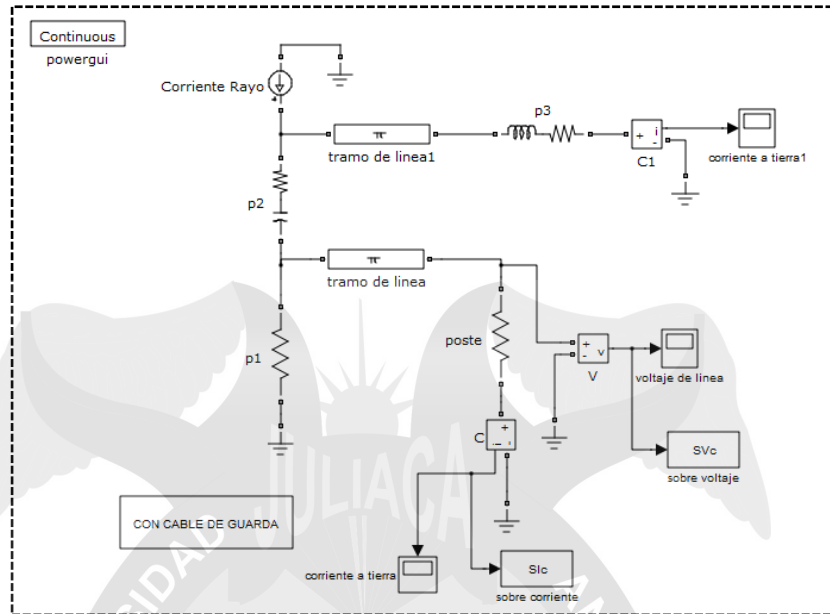


Figura 36. Modelo de línea para conductores de fase y guarda - Fuente: Elaborado por los autores de la Tesis

Corriente del rayo: Como ya se ha dicho, la máxima intensidad que puede causar fallas en el apantallamiento es de 5 kA. Para este estudio se usará la misma fuente de corriente que para el caso anterior, ahora con una amplitud de 5 kA.

Diagrama general del sistema en simulink: En la figura se presenta un tramo del sistema estudiado, ahora con cable de guarda, compuesto por cuatro postes y cuatro vanos de línea, lo que representa una longitud aproximada de 400 m.

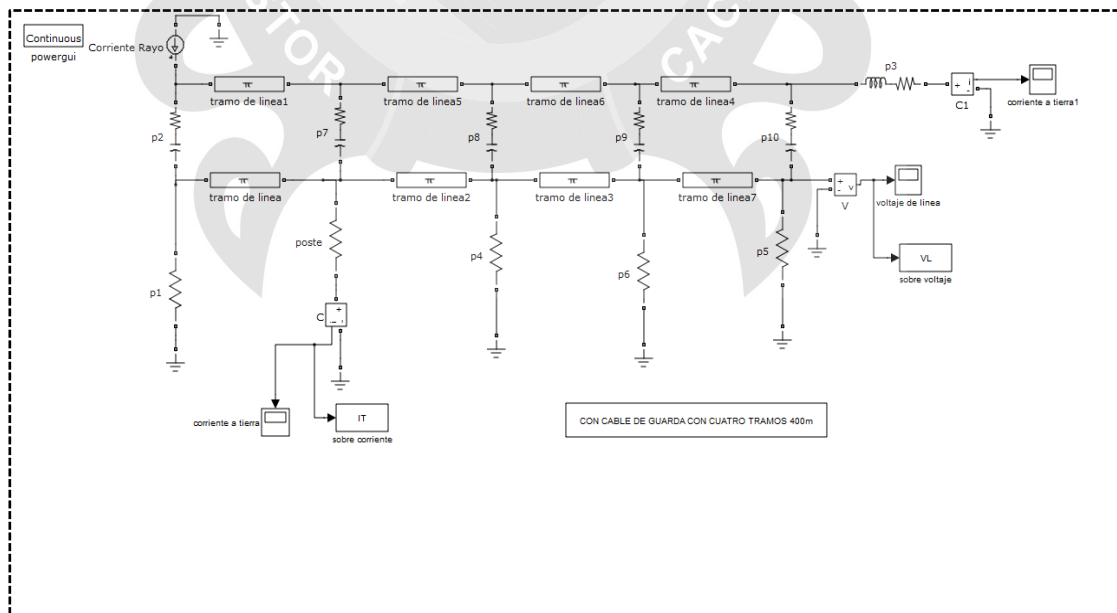


Figura 37. Diagrama de un tramo de 400 m del sistema con cable de guarda, simulado en Simulink - Fuente: Elaborado por los autores de la Tesis

Cálculo de sobretensiones: Al igual que para el caso anterior, el estudio se hará en la línea impactada por el rayo y en la línea más cercana a ésta (figura 5.16), ahora para una intensidad de corriente de retorno del rayo de 5 kA.

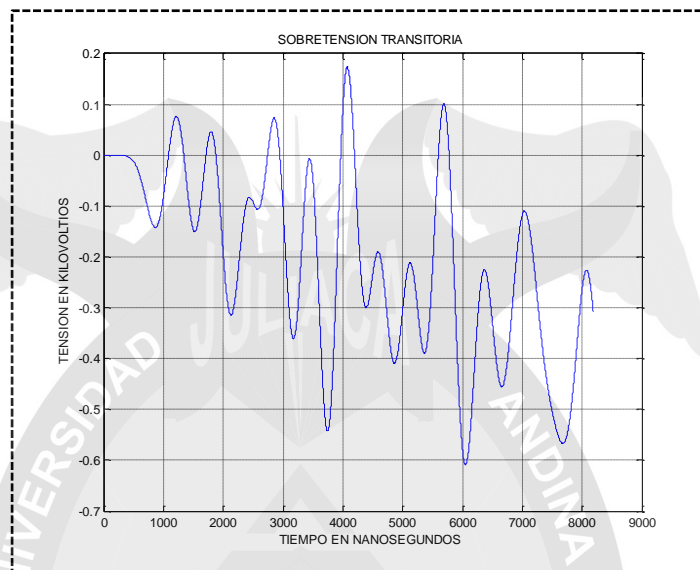


Figura 38. Sobretensión en la fase impactada por el rayo -

Fuente: Elaborado por los autores de la Tesis

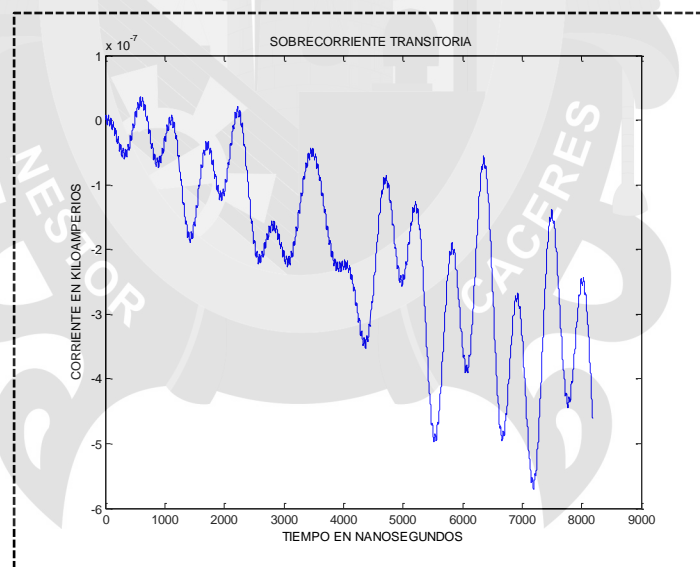


Figura 39. Sobretensión inducida en la fase más cercana -

Fuente: Elaborado por los autores de la Tesis

5.4. DESCARGAS DIRECTAS AL CONDUCTOR DE GUARDA

Descripción de los Componentes Representados en el Simulink

Los componentes utilizados para este estudio son los mismos descritos en el caso anterior, ahora con una fuente de corriente del rayo de 30 kA de intensidad.

5.5. DESCARGA EN MEDIO DEL VANO

Para este caso se divide un vano de 100 m en dos vanos de 50 m y se simula la descarga entre ambos vanos, la figura se muestra el diagrama utilizado en Simulación para esta simulación.

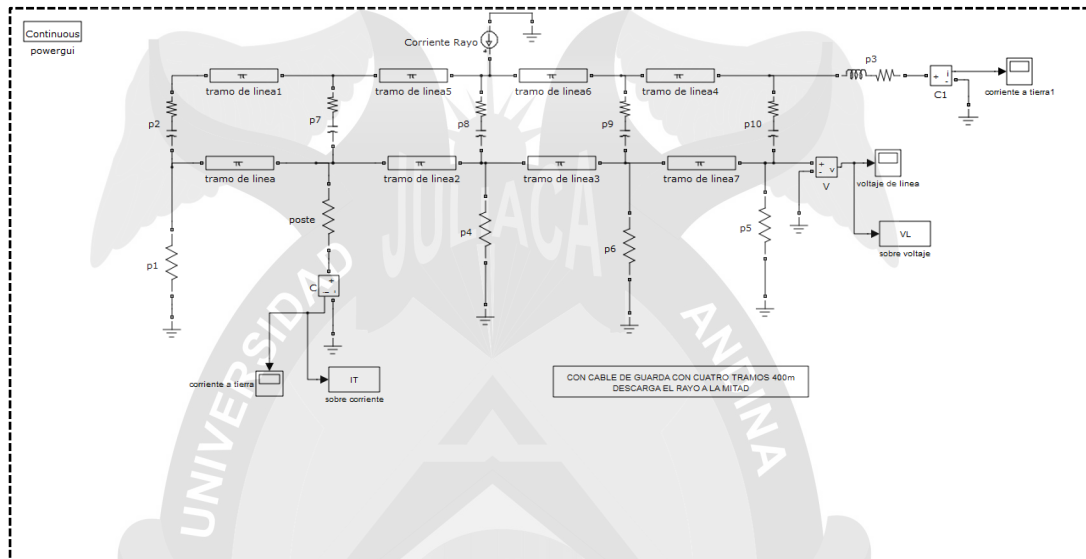


Figura 40. Descarga directa al conductor de guarda en medio del vano simulada en Simulink -

Fuente: Elaborado por los autores de la Tesis

En la figura se muestra la sobretensión producida en el conductor de guarda.

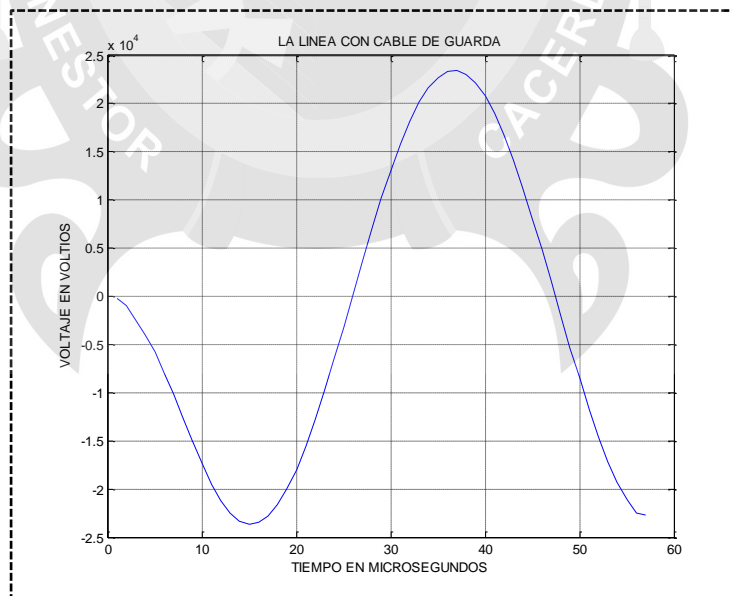


Figura 41. Sobretensión producida en el conductor de guarda -

Fuente: Elaborado por los autores de la Tesis

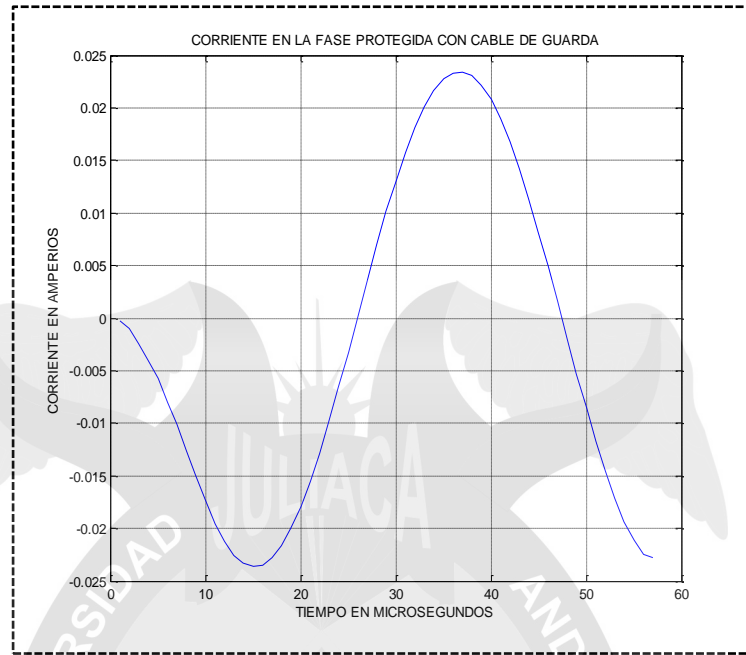


Figura 42. Sobretensión inducida en el conductor de fase por descargas directas al conductor de guarda en medio del vano - **Fuente:** Elaborado por los autores de la Tesis

Aquí se observa que la sobretensión máxima inducida en el conductor de fase más cercano al conductor de guarda impactado, supera los 2.500 kV.

5.6. DESCARGA EN EL POSTE

La figura muestra el diagrama de este tipo de descargas simulada en Simulink.

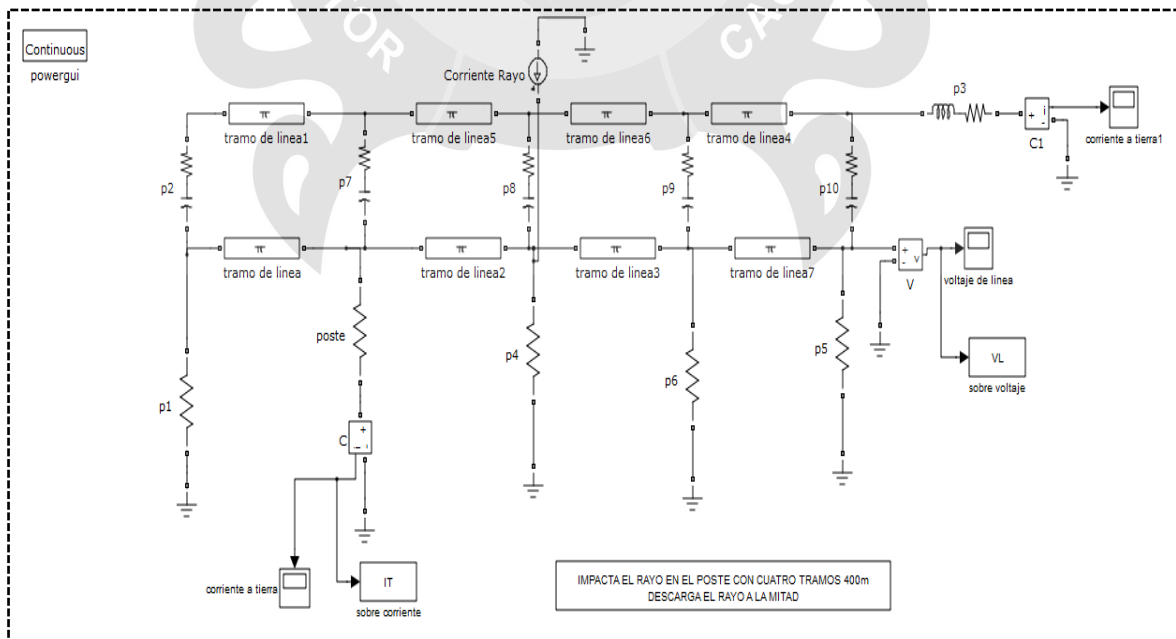


Figura 43. Descarga sobre el poste, simulada - **Fuente:** Elaborado por los autores de la Tesis

La figura muestra la sobretensión inducida en la fase como consecuencia de una descarga atmosférica sobre el poste, esta sobretensión se aproxima a los 300 kV.

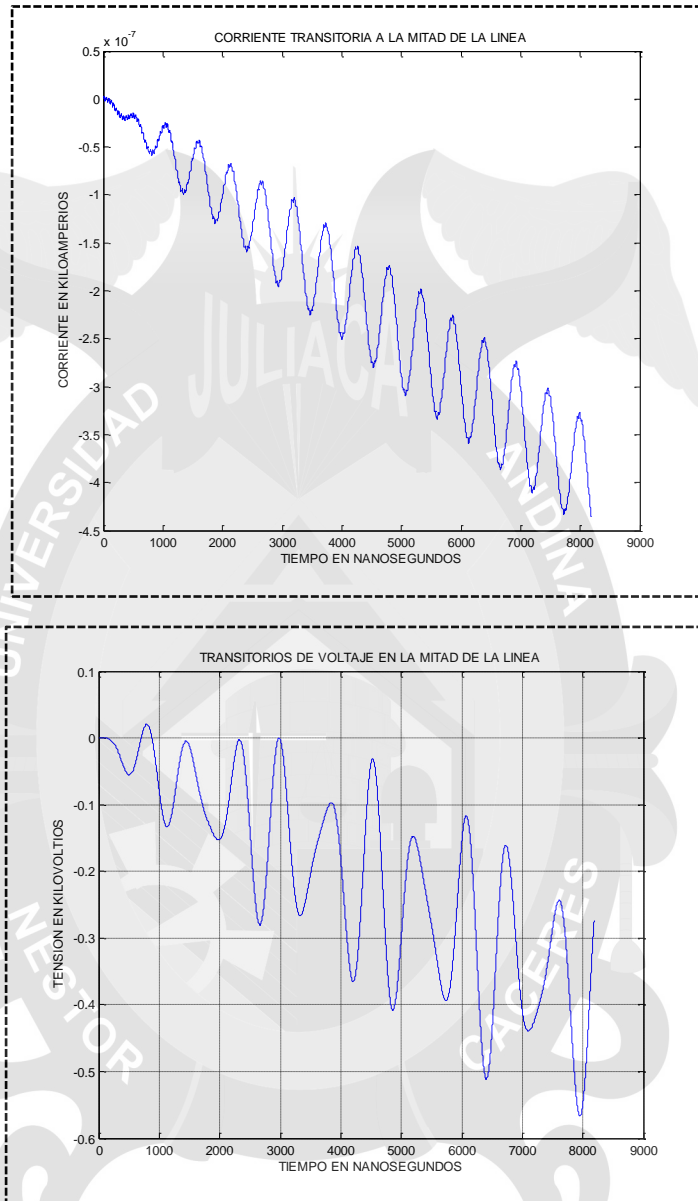


Figura 44. Sobretensión inducida en el conductor de fase por descargas directas al poste, simulada en Simulink. - Fuente: Elaborado por los autores de la Tesis

5.7. COMPARACIÓN ENTRE LOS SISTEMAS APANTALLADOS Y SIN APANTALLAR

En la figura se muestra la comparación entre el sistema que incluye cable de guarda para las líneas y el sistema sin cable de guarda, simulados en Simulink. Puede observarse una disminución de aproximadamente 5.5 MV, en la sobretensión máxima del sistema apantallado, respecto al sistema sin cable de guarda.

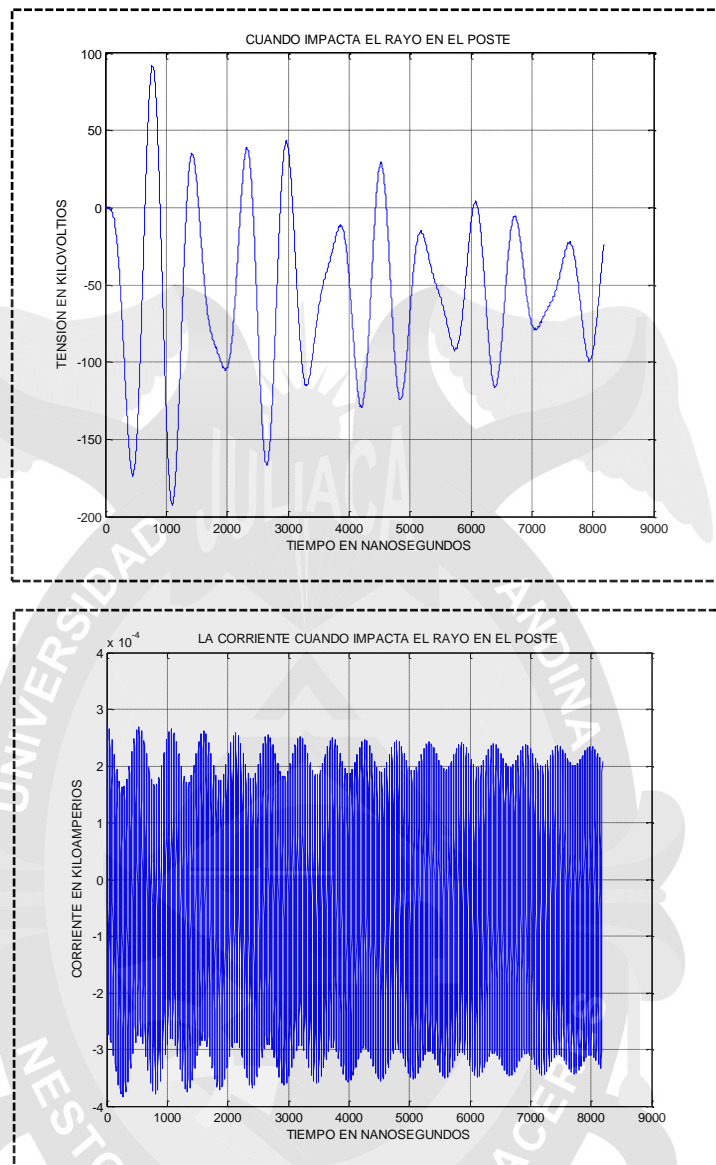


Figura 45. Comparación entre sistemas apantallados y sin apantallar, simulados en Simulink - Fuente: Elaborado por los autores de la Tesis

5.8. COMPARACIÓN GRÁFICA ENTRE EL MÉTODO TEÓRICO Y LA SIMULACIÓN DIGITAL

En este apartado se realizará una comparación gráfica de las sobretensiones por descargas atmosféricas directas, calculadas mediante el método teórico y la simulación digital. La comparación se hará para líneas apantalladas y sin apantallar, para una intensidad máxima de corriente de retorno del rayo de 30 kA.

5.9. LÍNEAS SIN CABLE DE GUARDA

La figura se muestra la sobretensión producida en la fase impactada por el rayo, calculada mediante el método teórico y en la figura 5.23.b) se presenta la misma sobretensión calculada mediante la simulación digital. Puede observarse que en ambos métodos la sobretensión máxima encontrada en la fase es aproximadamente de 7.000 kV.

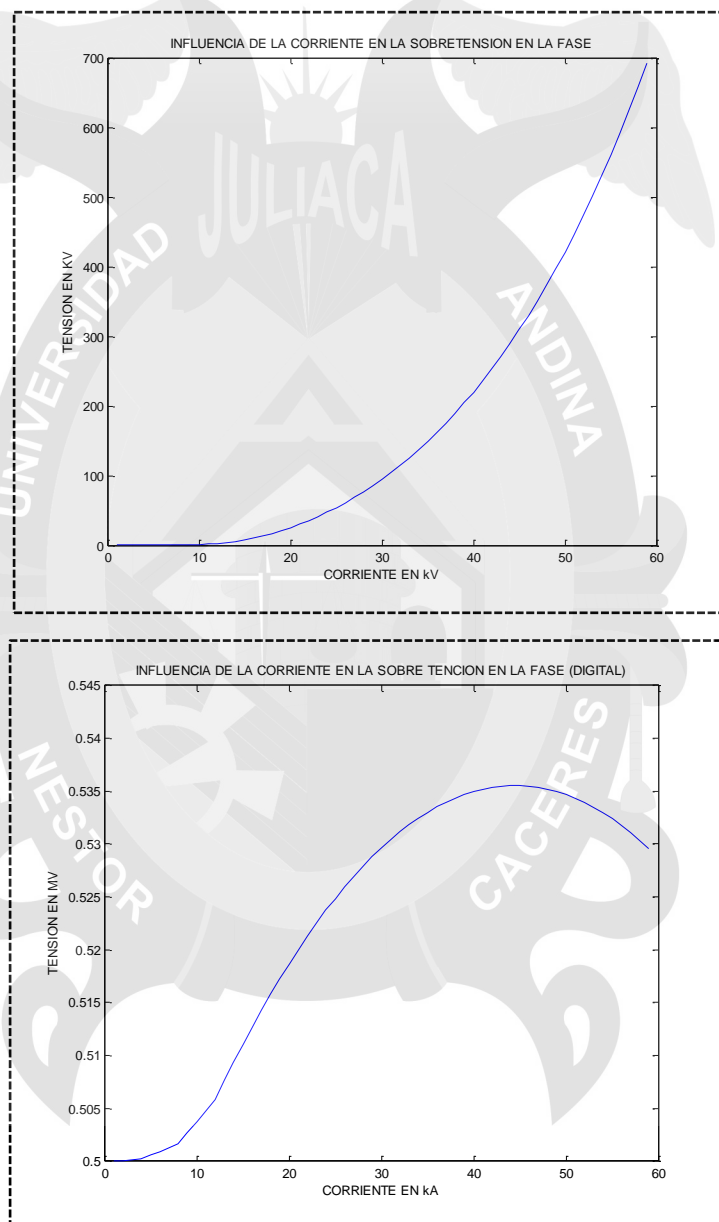


Figura 46. Sobretensión máxima en la fase impactada por el rayo. **a)** Método teórico. **b)** Simulación digital - **Fuente:** Elaborado por los autores de la Tesis

En la figura se observa la sobretensión inducida en la fase más cercana a la fase impactada por acoplamiento entre líneas. En el método teórico la sobretensión máxima

no alcanza los 3.000 kV mientras que en la simulación digital esta sobretensión es cercana a los 3.500 kV.

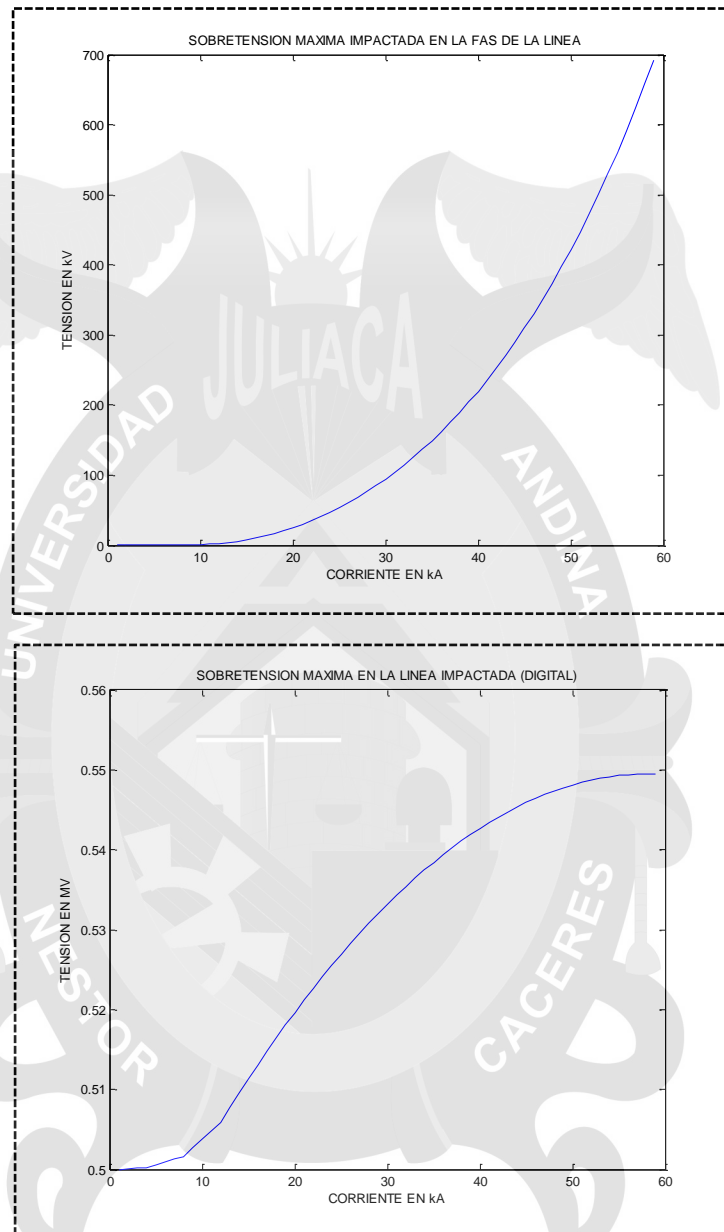


Figura 47. Sobretensión máxima en la fase más cercana a la impactada por el rayo. a) Método teórico. b) Simulación digital -

Fuente: Elaborado por los autores de la Tesis

5.10. LÍNEAS CON CABLE DE GUARDA

Descarga sobre el Cable de Guarda en Medio del Vano

La figura 48 ilustra la sobretensión inducida en la fase más cercana al conductor de guarda cuando el rayo se precipita en mitad del vano del mismo. Puede observarse

una diferencia de aproximadamente unos 25 kV, en la sobretensión máxima, entre ambos métodos.

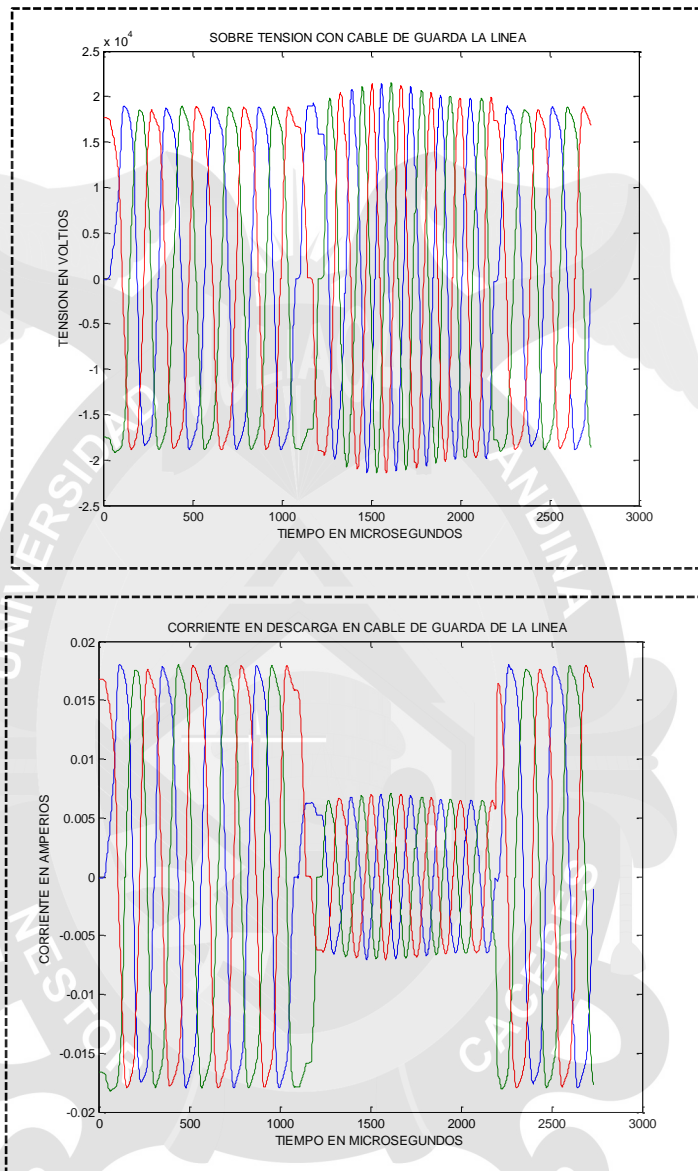


Figura 48. Sobretensión máxima en las fases más cercana al cable de guarda impactado por el rayo. **a)** Método teórico. **b)** Simulación digital - **Fuente:** Elaborado por los autores de la Tesis

Descarga en el Poste

La sobretensión inducida en un conductor de fase como consecuencia de una descarga atmosférica sobre el poste, se muestra en la figura 5.26, puede observarse una diferencia de aproximadamente unos 10 kV entre el cálculo por el método teórico y la simulación digital.

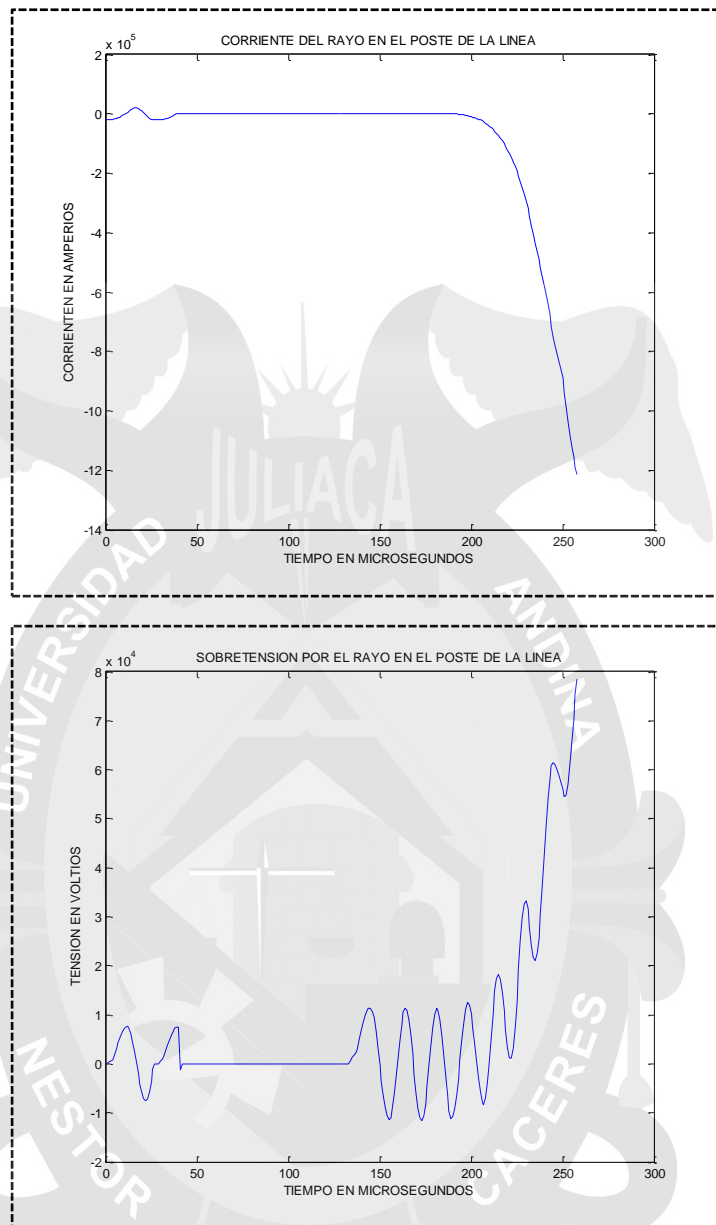


Figura 49. Sobretensión máxima en la fase por descargas al poste.

a) Método teórico. b) Simulación digital -- Fuente:

Elaborado por los autores de la Tesis

5.11. ANÁLISIS GENERAL DE LAS COMPARACIONES ENTRE EL MÉTODO TEÓRICO Y LA SIMULACIÓN DIGITAL

En todas las comparaciones hechas se presentan algunas diferencias entre la magnitud de sobretensión máxima en las líneas, obtenidas mediante el método teórico y la simulación digital, llegando a hacer la máxima diferencia de unos 500 kV. Esto se debe a que en el modelo representado en Simulink, para calcular las sobretensiones, se consideran algunos factores adicionales a los del método teórico, como lo son, el nivel de aislamiento de las líneas, un modelo de corriente del rayo en forma doble

exponencial, la frecuencia de la descarga, etc. Sin embargo, en la mayoría de los casos, la sobretensión obtenida por el método teórico y la simulación digital presenta valores máximos muy similares.

5.12. CÁLCULO DE SOBRETENSIONES POR DESCARGAS INDIRECTAS

5.12.1. METODOLOGÍA DE RUSCK.

5.12.1.1. Líneas sin Cable de Guarda.

Los cálculos se harán según la Ec. 5.3:

$$V = \frac{Z_0 I h}{y} \left[1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{v}{c} \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{2} \left(\frac{v}{c} \right)^2}} \right]$$

Ecuación 62

Caso 1: Influencia de la Distancia Perpendicular entre la descarga y la línea (y).

Se mantendrán constantes los siguientes valores:

$$I = 30kA$$

$$v = \frac{240000km}{s}$$

$$h = 10.71m$$

$$Z_0 = 30\Omega$$

Se varía y desde 57 m hasta 1000 m. Para una intensidad de 30 kA todas las descargas por debajo de los 57 m caerán directamente en la línea. El resultado se muestra en la figura 5.27. Se observa como disminuye la tensión inducida en la línea a medida que aumenta la distancia perpendicular entre la descarga y la línea, llegando a ser de menos de 300 kV a partir de los 500 m, esto indica que es muy poco probable que para esta distancia o superiores, para la intensidad de retorno del rayo promedio, se produzcan contorneamientos.

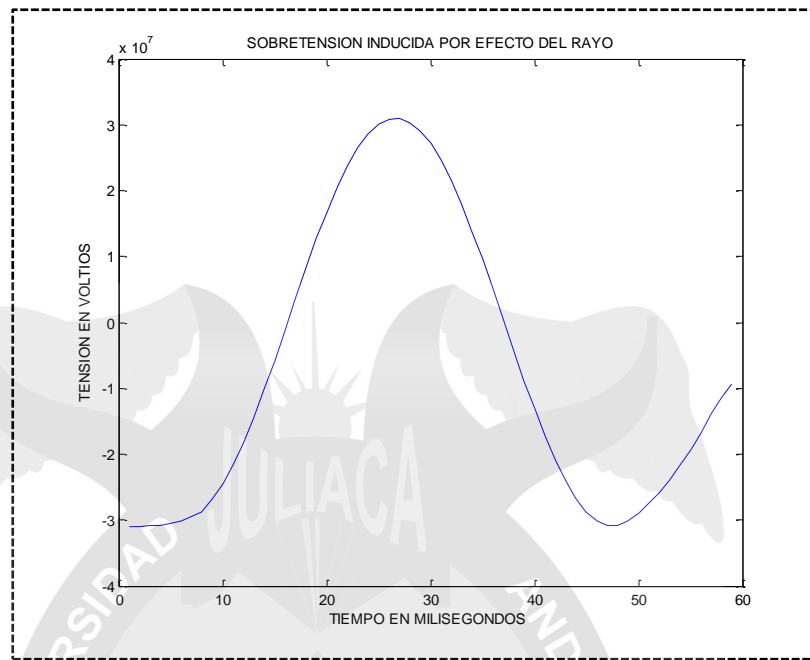


Figura 50. Influencia de y en la sobretensión inducida - Fuente: Elaborado por los autores de la Tesis

Caso 2: Influencia de la Velocidad de Retorno del Rayo (v)

Se mantendrán constantes los siguientes valores:

$$I = 30kA$$

$$y = 60m$$

$$h_c = 10.71m$$

$$Z_0 = 30\Omega$$

Se varía v entre 20000 y 280000 Km/s. La figura 5.28 muestra cómo se incrementa el sobre corriente inducido en la línea cuando aumenta la velocidad de retorno del rayo. Esta velocidad puede tomar valores cercanos a la velocidad de luz, presentándose en esos casos los valores más elevados de sobre corriente.

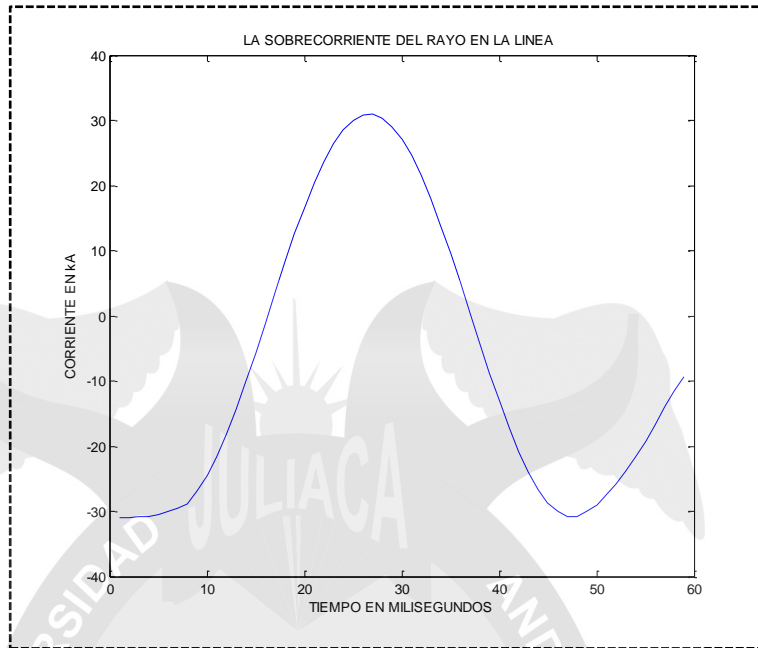


Figura 51. Influencia del rayo en la sobre corriente Inducida - Fuente:
Elaborado por los autores de la Tesis

Caso 3: Influencia de la Corriente Pico del rayo (I)

Para este caso se estudiará la influencia de I para tres distancias distintas:

$$y = 50m$$

$$y = 100m$$

$$y = 150m$$

Para todos los estudios se mantendrán constantes los siguientes valores:

$$v = 240000km/s$$

$$h = 10.71m$$

$$Z_0 = 30\Omega$$

Con $y=50m$, se varía I entre 1 kA y 22 kA (a esta distancia, descargas con intensidades mayores caerán directamente sobre el conductor)

En la figura 5.29 se puede ver que el valor más alto de sobretensión que se produce, alcanza los 250 kV, para la intensidad de 22 kA aproximadamente.

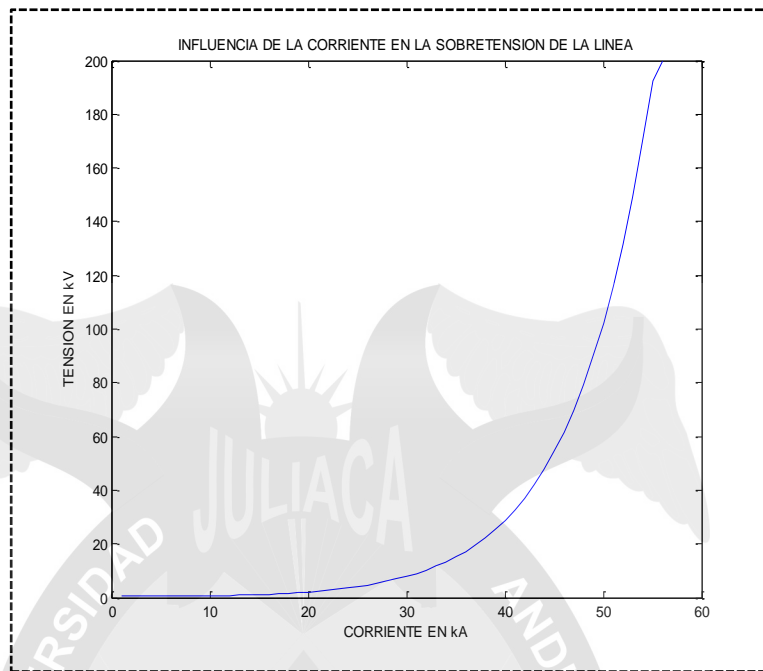


Figura 52. Influencia de I en la Sobretensión Inducida (con $y=50\text{ m}$) -

Fuente: Elaborado por los autores de la Tesis

Con $my100=$, se varía I entre 1 kA y 87 kA (a esta distancia, descargas con intensidades mayores caerán directamente sobre el conductor). El resultado se muestra en la figura 5.30.a y 5.30.b, donde se observa que una intensidad de 30 kA producirá una sobretensión en la línea de unos 160 kV aproximadamente.

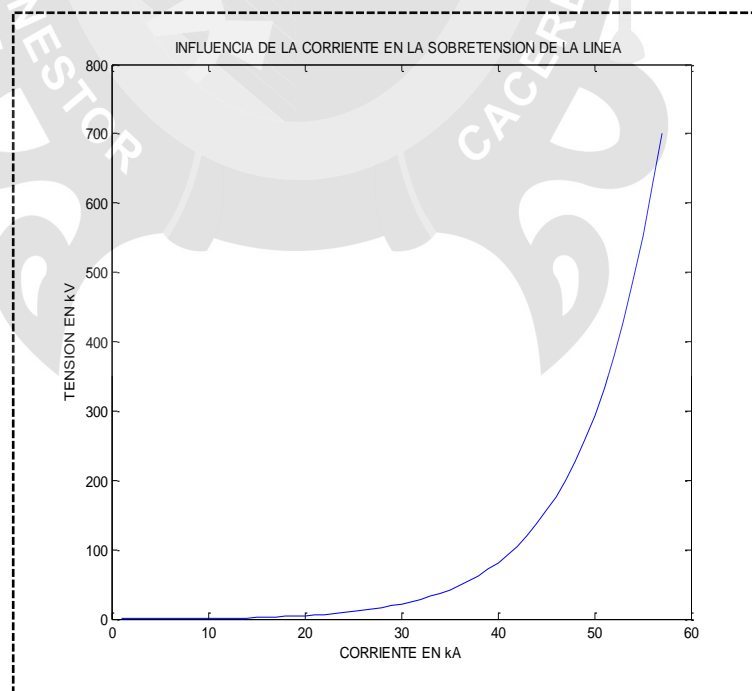


Figura 53. Influencia de I en la Sobretensión Inducida (con $y=100\text{ m}$, $I=1-$

57 kA) - *Fuente:* Elaborado por los autores de la Tesis

CONCLUSIONES

PRIMERA CONCLUSIÓN

En esta investigación se analizó la protección contra las descargas atmosféricas mediante el cable de guarda para las líneas aéreas de media tensión en 22.9KV, las cuales son las más usadas en la Región de Puno, en todo su ámbito así mismo en todo el país, como se puede observar en todo el análisis de este estudio se puede ver su eficiencia para la protección de las líneas de media tensión que es de uso en las zonas con alto índice de tormentas y terrenos con alto índice isocerámico en nuestra región, como son las alturas de la cordillera oriental y occidental, Entonces el cable de guarda corrido durante la línea, es la más recomendable pero es más costoso.

SEGUNDA CONCLUSIÓN

El diseño de la línea se observa que el incremento del cable de guarda en media tensión como medio de protección contra las descargas atmosféricas como son los rayos en nuestra región hace que las líneas sean más eficientes según el contexto en los cálculos justificativos y también al realizar las pruebas simuladas con software Matlab/Simulink.

Un ejemplo de diseño de una estructura incorporado con el cable de guarda se muestra en Anexo N° 06 y 07

TERCERA CONCLUSIÓN

El estudio y cálculo del cable de guarda para media tensión 22.9KV, realizado los cálculos en forma manual y con la simulación del software Matlab/Simulink se probó la eficiencia del sistema planteado para las líneas de media tensión y estas mejoran indudablemente el nivel interrupción en las zonas rurales.

CUARTA CONCLUSIÓN

La evaluación del modelo desarrollado de la línea de media tensión con cable de guarda, se concluyó que la aplicación del cable de guarda no solo mejora el sistemas de media tensión sino que baje los costos de mantenimiento de la empresa de distribución de electricidad, y así mismo garantiza el buen servicio de la energía sin cortes de ella mejorando la calidad de servicio de dicha empresa.

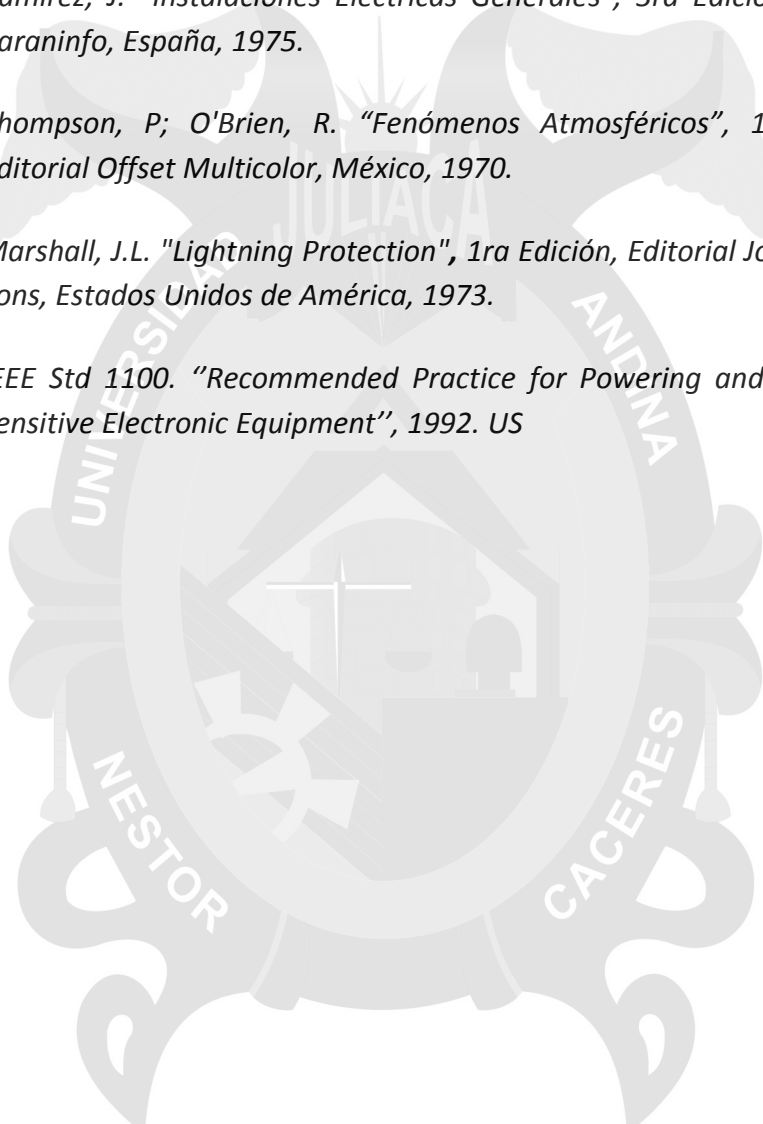
RECOMENDACIONES

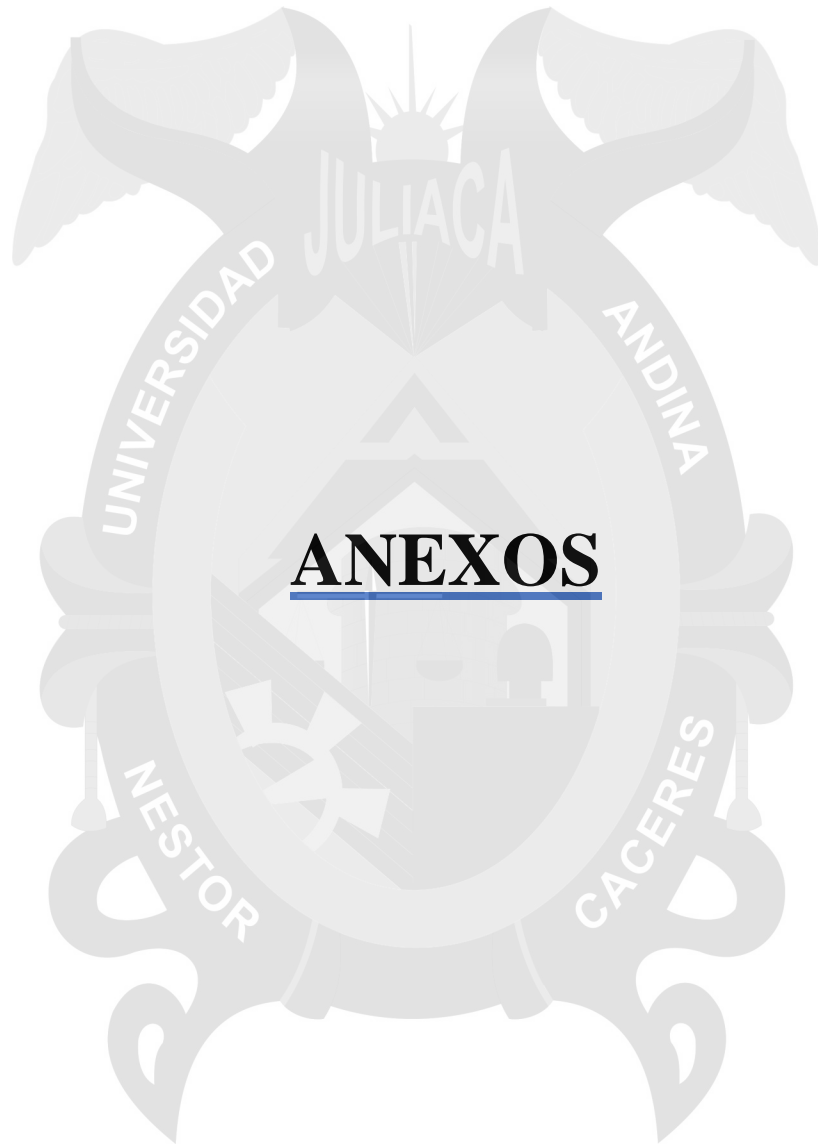
- Según la norma NFPA 780, para diseñar la colocación de los captadores de rayos se puede utilizar el método de la esfera rodante, además señala los requisitos de los sistemas bajantes y del de sistemas de puesta a tierra.
- Existen cuatro formas de proteger una línea eléctrica, mediante cables de guarda, con aisladores, con contra antenas e instalando pararrayos y se tiene que mejorar e invertir en los mantenimientos preventivos.
- Actualmente los pararrayos que más se utilizan en las líneas de media tensión y de distribución son los pararrayos de autoválvula y los pararrayos con resistencias a base de óxido de zinc.
- El proceso de descarga del rayo puede repetirse varias veces, produciendo descargas múltiples (al menos el 50% de los rayos son múltiples), con intervalos entre descargas entre los 0.0005 a 0.5 segundos.
- Otras formas de proteger las líneas pueden ser utilizados por estudios que realicen los que investiguen posteriormente a este estudio realizado

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1) RPP Noticias, <http://rpp.pe/noticias/zonas-alto-andinas>
- 2) NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS RURALES (NTCSER), Publicado en el Diario El Peruano el 24/05/2008, Pag. Titulo Quinto (Calidad de Suministro)
- 3) Datos extraídos de las estadísticas de calidad de suministro en el portal https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/CALIDAD/NTCSE/Osinergmin-Electricidad-Estadistica-Calidad-Suministro-SE.pdf
- 4) Autor: Alvaro Pascual, Sistema de transporte y distribución de líneas eléctricas y se encuentra en en la siguiente: <http://www.monografias.com/trabajos101/sistemas-transporte-y-distribucion-lineas-electricas/sistemas-transporte-y-distribucion-lineas-electricas.shtml>
- 5) Autor: no se tiene el nombre, Correo: www.herrera-morano.com, página: <http://servidumbress.blogspot.pe/p/de-energia.html>
- 6) Autor: José Roberto Duarte Gomes., Tesis: Blindaje en Líneas de Transmisión- Escuela Superior de ingeniería Mecánica y Eléctrica- Instituto Politécnico Nacional, Año 2010
- 7) Autor: Pagina Wikipedia- Descarga Parcial, Se muestra el Url. De la Pagina portal: https://es.wikipedia.org/wiki/Descarga_parcial
- 8) RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 016-2008-EM/DGE
- 9) Juan Bautista Ríos "Líneas de Transmisión de Potencia"; Lima Perú 2008 Edición UNI
- 10) Samuel Ramírez Castaño "Redes de Distribución de Energía"; Colombia 2006 Edición Universidad de Colombia
- 11) U.S. Department of Agriculture "Design Manual for High Voltage Transmission Lines"; US 2000
- 12) ABB transmission and distribution.

- 13) American National Standard Institute; Approved 14 December 1999
UUSS
- 14) National Fire Protection Association. "NFPA 780 Standard for the Installation of Lightning Protection Systems", 2004 Edition
- 15) Ramírez, J. "Instalaciones Eléctricas Generales", 3ra Edición, Editorial Paraninfo, España, 1975.
- 16) Thompson, P; O'Brien, R. "Fenómenos Atmosféricos", 1ra Edición, Editorial Offset Multicolor, México, 1970.
- 17) Marshall, J.L. "Lightning Protection", 1ra Edición, Editorial John Wiley & Sons, Estados Unidos de América, 1973.
- 18) IEEE Std 1100. "Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment", 1992. US





ANEXOS



ANEXOS N° 01

TABLAS DE CONDUCTORES

AWG MCM	ALAMBRES Y CABLES MONOPOLARES DE COBRE CONDUCTOR DESNUDO CONDUCTOR AISLADO				ALAMBRES Y CABLES MONOPOLARES DE ALUMINIO Y ACSR CONDUCTOR DESNUDO CONDUCTOR AISLADO			
	<i>Temperatura del conductor</i>				<i>Temperatura del conductor</i>			
	75°C	60°C	75°C	90°C	75°C	60°C	75°C	90°C
14	-	20	20	-	-	-	-	-
12	-	25	25	-	-	-	-	-
10	-	40	40	-	-	-	-	-
8	-	55	65	-	-	-	-	-
6	-	80	95	-	-	-	-	-
4	-	105 140	125 170	-	-	-	-	-
2	-	165 195	195 230	-	-	-	-	-
1	-	225 260	265 310	-	-	-	-	-
1 / 0 2	120 162	-	-	-	97	60	75	-
/ 0	219 253	-	-	-	128 170	80	100 135	-
3 / 0	294 341	-	-	-	-	110	-	-
4 / 0	395 461	375	445	-	-	-	-	-
250	513	-	-	-	-	-	-	-
266.8	-	-	-	180 210	221 253	-	180 210	140
300	-	-	-	245 285	288 323	-	240 280	-
336.4	-	420	505	330 385	-	150 175	315	-
350	577	-	-	425	-	200 230	-	-
397.5	-	-	-	-	-	265	-	-
400	-	-	-	-	-	-	-	190
477	-	555	545	-	434	-	-	220
500	634	-	-	480	-	-	350	225



	-	-	-	-	-	290	-	300
	-	515	620	-	504	-	-	330
	694			530	-	-	395	-
	-			-	-	330	-	-
	-			-	561	-	-	375
	800			575	-	-	425	-
				-	-	335	-	-
				-	633	-	-	415
				660	-	-	485	-
				-	-	405	-	-
								450
								-
								-
								515
Factor de corrección para temperatura ambiente								
25 °C	1.06	-	-	-	1.06	-	-	-
30 °C	1.00	-	-	-	1.00	-	-	-
40 °C	0.88	-	-	-	0.88	-	-	-
45 °C	0.82	1.00	1.00	1.00	0.82	1.00	1.00	1.00
50 °C	0.75	0.82	0.88	0.90	0.75	0.82	0.88	0.90
55 °C	0.67	0.71	0.82	0.85	0.67	0.71	0.82	0.85
60 °C	0.58	0.58	0.75	0.80	0.58	0.58	0.75	0.80
		0.41	0.67	0.74		0.41	0.67	0.74
		-	0.58	0.67			0.58	0.67

Conductor de Aleación de Aluminio (All Aluminum Alloy Conductor)

Cables de Aleación de Aluminio 6201-T81

Normas de fabricación: ASTM B398, NTC-ICONTEC 2729. Alambres de aleación de aluminio 6201-T81 ASTM B399, NTC-ICONTEC 2730. Cables de aleación de aluminio 6201-T81 cableado concéntrico



CAIBRE AWG ó kamil	CÓDIGO	Nº. HILOS	CLASE DE CABLEADO	DIÁMETRO HILO (mm)	ÁREA (mm²)	DIÁMETRO CONDUCTOR (mm)	PESO CONDUCTOR APROX (kg/km)	RESISTENCIA ELÉCTRICA DC a 20°C 1 (ohm/km)	CARGA A LA ROTURA (kg)	CAPACIDAD DE CORRIENTE 2 (A)	RADIO MEDIO GEOMÉTRICO (mm)	REACTANCIA INDUCTIVA 3 (ohm/km)	REACTANCIA CAPACITIVA 3 (Mohm-km)
6	-	7	A	1.555	13.30	4.67	36.48	2.52	431	85	1.69	0.3915	0.2326
30.58	AKRON	7	A	1.679	15.50	5.04	42.52	2.16	502	94	1.83	0.3858	0.2289
4	-	7	A	1.961	21.15	5.88	58.03	1.58	685	114	2.14	0.3740	0.2215
48.69	ALTON	7	A	2.118	24.67	6.36	67.69	1.36	799	126	2.31	0.3682	0.2178
2	-	7	AA,A	2.473	33.63	7.42	92.26	0.996	1090	153	2.69	0.3566	0.2105
77.47	AMES	7	AA,A	2.672	39.25	8.02	107.7	0.853	1272	168	2.91	0.3507	0.2068
1	-	7	-	2.777	42.41	8.33	116.4	0.790	1374	176	3.02	0.3478	0.2049
1	-	19	-	1.686	42.41	8.43	116.4	0.790	1331	177	3.19	0.3437	0.2044
1/0	-	7	AA,A	3.120	53.51	9.36	146.8	0.626	1734	204	3.40	0.3390	0.1994
1/0	-	19	-	1.894	53.51	9.47	146.8	0.626	1680	205	3.59	0.3349	0.1988
123.3	AZUSA	7	AA,A	3.371	62.48	10.11	171.4	0.536	1939	225	3.67	0.3332	0.1957
2/0	-	7	AA,A	3.502	67.44	10.51	185.0	0.497	2093	236	3.81	0.3303	0.1938
2/0	-	19	-	2.126	67.44	10.63	185.0	0.497	2117	236	4.03	0.3262	0.1933
155.4	ANAHEIM	7	AA,A	3.785	78.74	11.35	216.1	0.425	2444	260	4.12	0.3245	0.1901
3/0	-	7	AA,A	3.933	85.03	11.80	233.3	0.394	2639	272	4.28	0.3216	0.1883
3/0	-	19	-	2.387	85.03	11.94	233.3	0.394	2669	273	4.52	0.3175	0.1878
195.7	AMHERST	7	AA,A	4.247	99.16	12.74	272.1	0.338	3077	300	4.62	0.3158	0.1846
4/0	-	7	AA,A	4.416	107.2	13.25	294.2	0.312	3327	315	4.81	0.3128	0.1828
4/0	-	19	-	2.680	107.2	13.40	294.2	0.312	3366	316	5.08	0.3087	0.1822
246.9	ALLIANCE	7	AA	4.770	125.1	14.31	343.3	0.268	3882	347	5.19	0.3070	0.1791
250	-	19	A	2.914	126.7	14.57	347.6	0.264	3976	351	5.52	0.3024	0.1782
250	-	37	-	2.088	126.7	14.62	347.6	0.264	3891	351	5.61	0.3012	0.1781
266.8	-	19	-	3.010	135.2	15.05	370.9	0.248	4244	365	5.70	0.3000	0.1767
300	-	19	A	3.192	152.0	15.96	417.1	0.220	4772	393	6.05	0.2956	0.1739
300	-	37	-	2.287	152.0	16.01	417.1	0.220	4669	393	6.15	0.2943	0.1737
312.8	BUTTE	19	A	3.259	158.5	16.30	434.9	0.211	4765	404	6.18	0.2940	0.1729
336.4	-	19	-	3.380	170.5	16.90	467.7	0.197	5124	422	6.40	0.2912	0.1712
350	-	19	A	3.447	177.3	17.24	486.6	0.189	5331	433	6.53	0.2898	0.1702
350	-	37	-	2.470	177.3	17.29	486.6	0.189	5447	433	6.64	0.2885	0.1701
394.5	CANTON	19	AA,A	3.660	199.9	18.30	548.5	0.168	6009	467	6.94	0.2852	0.1674
397.5	-	19	-	3.674	201.4	18.37	552.6	0.166	6055	469	6.96	0.2850	0.1672
400	-	19	AA,A	3.685	202.7	18.43	556.1	0.165	6093	471	6.98	0.2847	0.1670
400	-	37	-	2.641	202.7	18.49	556.1	0.165	6225	471	7.10	0.2835	0.1669
450	-	19	AA	3.909	228.0	19.54	625.6	0.147	6855	507	7.41	0.2803	0.1642
450	-	37	-	2.801	228.0	19.61	625.6	0.147	7004	507	7.53	0.2790	0.1641
465.4	CAIRO	19	AA	3.975	235.8	19.88	647.0	0.142	7089	517	7.53	0.2790	0.1634
477	-	19	-	4.025	241.7	20.12	663.2	0.139	7266	525	7.63	0.2781	0.1628
500	-	19	AA	4.120	253.4	20.60	695.2	0.132	7616	541	7.81	0.2763	0.1617
500	-	37	-	2.953	253.4	20.67	695.2	0.132	7782	541	7.94	0.2751	0.1615
550	-	37	AA,A	3.097	278.7	21.68	764.7	0.120	8560	575	8.32	0.2715	0.1593
550	-	61	-	2.412	278.7	21.71	764.7	0.120	8466	575	8.38	0.2710	0.1592
556.5	-	19	-	4.347	282.0	21.73	773.7	0.119	8477	578	8.24	0.2723	0.1591
559.5	DARIEN	19	AA	4.359	283.5	21.79	777.9	0.118	8523	580	8.26	0.2721	0.1590
600	-	37	AA,A	3.235	304.0	22.64	834.2	0.110	9338	607	8.69	0.2682	0.1572
600	-	61	-	2.519	304.0	22.67	834.2	0.110	9235	607	8.75	0.2677	0.1571
636	-	37	-	3.330	322.3	23.31	884.2	0.104	9480	629	8.95	0.2660	0.1558
650	-	37	AA	3.367	329.4	23.57	903.7	0.102	9688	637	9.05	0.2652	0.1553
650	-	61	-	2.622	329.4	23.60	903.7	0.102	10005	638	9.11	0.2647	0.1552
652.4	ELGIN	19	AA	4.707	330.6	23.53	907.0	0.101	9938	638	8.92	0.2663	0.1553
700	-	37	AA	3.494	354.7	24.46	973.2	0.0944	10434	667	9.39	0.2624	0.1535
700	-	61	-	2.721	354.7	24.49	973.2	0.0944	10775	668	9.45	0.2619	0.1535
740.8	FLINT	37	AA	3.594	375.4	25.16	1030	0.0892	11042	691	9.66	0.2603	0.1522
750	-	37	AA	3.616	380.0	25.31	1043	0.0881	11179	697	9.72	0.2598	0.1519
750	-	61	-	2.816	380.0	25.35	1043	0.0881	11544	697	9.78	0.2593	0.1518
795	-	37	-	3.723	402.8	26.06	1105	0.0832	11850	722	10.01	0.2576	0.1505

Notas:

1. La resistencia eléctrica fue calculada utilizando una resistividad de 32.841 ohm-mm2/km.

2. Capacidad de corriente a temperatura ambiente de 40°C, temperatura del conductor de 80°C, velocidad del viento de 610 mm/seg, a nivel del mar y a 60 Hz.

3. Reactancias inductiva y capacitiva a 60 Hz y a una separación de 0.3048 m entre fases, de forma equilátera.

4. Los datos aquí establecidos son aproximados y están sujetos a las tolerancias de manufactura.

Conductores AAAC (Calibres en mm²)

Conductor de Aleación de Aluminio (All Aluminum Alloy Conductor)

Cables de Aleación de Aluminio 6201-T81

Normas de fabricación: ASTM B398, NTC-ICONTEC 2729. Alambres de aleación de aluminio 6201-T81 ASTM B399M. Cables de aleación de aluminio 6201-T81 cableado concéntrico IEC 208 para construcción de calibres en mm²

CAIBRE mm ²	No. HILOS	CLASE DE CABLEADO	DIÁMETRO HILO (mm)	ÁREA (mm ²)	DIÁMETRO CONDUCTOR (mm)	PESO CONDUCTOR APROX (kg/km)	RESISTENCIA ELÉCTRICA DC a 20°C ¹ (ohm/km)	CARGA A LA ROTURA (kg)	CAPACIDAD DE CORRIENTE ² (A)	RADIO MEDIO GEOMÉTRICO (mm)	REACTANCIA INDUCTIVA ³ (ohm/km)	REACTANCIA CAPACITIVA ³ (Mohm-km)
16	7	A	1.706	16.00	5.12	43.90	2.09	518	96	1.86	0.3846	0.2282
20	7	A	1.908	20.01	5.72	54.92	1.67	649	110	2.08	0.3761	0.2228
25	7	A	2.133	25.01	6.40	68.63	1.34	810	127	2.32	0.3677	0.2175
31.5	7	A	2.394	31.51	7.18	86.45	1.06	1021	146	2.61	0.3590	0.2120
40	7	AA,A	2.698	40.02	8.09	109.8	0.837	1297	170	2.94	0.3500	0.2063
50	7	AA,A	3.016	50.01	9.05	137.2	0.670	1620	196	3.28	0.3416	0.2010
63	7	AA,A	3.386	63.03	10.16	172.9	0.531	1956	226	3.69	0.3329	0.1955
80	7	AA,A	3.815	80.02	11.45	219.5	0.419	2483	262	4.15	0.3239	0.1898
100	7	AA,A	4.265	100.0	12.80	274.4	0.335	3103	302	4.64	0.3155	0.1844
112	7	AA	4.514	112.0	13.54	307.4	0.299	3476	324	4.92	0.3112	0.1817
125	19	AA,A	2.895	125.1	14.48	343.2	0.268	3926	348	5.49	0.3029	0.1785
140	19	AA,A	3.063	140.0	15.32	384.1	0.239	4395	373	5.80	0.2987	0.1759
160	19	AA,A	3.275	160.1	16.38	439.2	0.209	4812	406	6.21	0.2936	0.1727
180	19	AA,A	3.474	180.1	17.37	494.1	0.186	5414	437	6.58	0.2892	0.1698
200	19	AA,A	3.661	200.0	18.31	548.8	0.167	6013	467	6.94	0.2852	0.1673
224	19	AA	3.875	224.1	19.38	614.8	0.149	6736	501	7.34	0.2809	0.1646
250	19	AA	4.094	250.1	20.47	686.3	0.134	7519	537	7.76	0.2768	0.1620
280	37	AA	3.105	280.2	21.74	768.7	0.120	8605	576	8.35	0.2713	0.1591
315	37	AA	3.293	315.1	23.05	864.6	0.106	9269	620	8.85	0.2668	0.1563
355	37	AA	3.496	355.2	24.47	974.5	0.0943	10448	668	9.40	0.2623	0.1535
400	37	AA	3.711	400.2	25.98	1098	0.0837	11772	719	9.98	0.2578	0.1506
450	37	AA	3.936	450.2	27.55	1235	0.0744	13243	773	10.58	0.2534	0.1478
500	37	AA	4.149	500.2	29.04	1373	0.0670	14715	825	11.15	0.2494	0.1453
560	37	AA	4.390	560.0	30.73	1537	0.0598	16474	884	11.80	0.2452	0.1426
630	37	AA	4.657	630.2	32.60	1729	0.0532	18539	949	12.52	0.2407	0.1398



Notas:

1. La resistencia eléctrica fue calculada utilizando una resistividad de 32.841 ohm-mm²/km.
2. Capacidad de corriente a temperatura ambiente de 40°C, temperatura del conductor de 80°C, velocidad del viento de 610 mm/seg, a nivel del mar y a 60 Hz.
3. Reactancias inductiva y capacitiva a 60 Hz y a una separación de 0.3048 m entre fases, de forma equilátera.
4. Los datos aquí establecidos son aproximados y están sujetos a las tolerancias de manufactura.

Conductores ACAR (Calibres en mm²)

Conductor de Aluminio Reforzado con Aleación de Aluminio (Aluminum Conductor Aluminum Alloy Reinforced)

Cables de Aluminio 1350-H19 Reforzado con Aleación de Aluminio 6201-T81

Normas de fabricación: ASTM B230, NTC-ICONTEC 360. Alambres de aluminio 1350-H19 ASTM B398, NTC-ICONTEC 2729. Alambres de aleación de aluminio 6201-T81 ASTM B524M. Cables de aluminio 1350-H19 reforzado con aleación de aluminio 6201-T81. Construcción de calibres en mm²



CALIBRE mm ²	No. HILOS		DIÁMETRO HILO (mm)	ÁREA (mm ²)		DIÁMETRO CONDUCTOR (mm)	PESO CONDUCTOR APROX (kg/km)	RESISTENCIA ELÉCTRICA DC a 20°C ¹ (ohm/km)	CARGA A LA ROTURA (kg)	CAPACIDAD DE CORRIENTE ² (A)	RADIO MEDIO GEOMÉTRICO (mm)	REACTANCIA INDUCTIVA ³ (ohm/km)	REACTANCIA CAPACITIVA ³ (Mohm-km)
	ALUMINIO	ALEACIÓN DE ALUMINIO		ALUMINIO	ALEACIÓN DE ALUMINIO								
16	4	3	1.706	9.143	6.857	5.12	44.04	1.91	387	100	1.86	0.3846	0.2282
20	4	3	1.907	11.43	8.571	5.72	55.05	1.53	480	114	2.08	0.3762	0.2229
25	4	3	2.132	14.29	10.71	6.40	68.81	1.22	595	131	2.32	0.3677	0.2175
31.5	4	3	2.394	18.00	13.50	7.18	86.71	0.971	744	152	2.61	0.3590	0.2120
40	4	3	2.697	22.86	17.14	8.09	110.1	0.765	929	176	2.94	0.3500	0.2063
50	4	3	3.016	28.57	21.43	9.05	137.6	0.612	1151	203	3.28	0.3416	0.2010
63	4	3	3.385	36.00	27.00	10.16	173.4	0.486	1403	234	3.69	0.3329	0.1955
80	4	3	3.815	45.71	34.29	11.44	220.2	0.382	1751	272	4.15	0.3239	0.1898
100	4	3	4.265	57.14	42.86	12.79	275.3	0.306	2189	313	4.64	0.3155	0.1844
112	4	3	4.514	64.00	48.00	13.54	308.3	0.273	2452	336	4.92	0.3112	0.1817
125	4	3	4.768	71.43	53.57	14.30	344.1	0.245	2736	360	5.19	0.3071	0.1791
140	15	4	3.063	110.5	29.47	15.31	385.8	0.212	2714	393	5.80	0.2987	0.1759
140	12	7	3.063	88.42	51.58	15.31	385.5	0.217	3080	389	5.80	0.2987	0.1759
160	15	4	3.274	126.3	33.68	16.37	440.9	0.185	3058	427	6.21	0.2936	0.1727
160	12	7	3.274	101.1	58.95	16.37	440.6	0.190	3443	423	6.21	0.2936	0.1727
180	15	4	3.473	142.1	37.89	17.37	496.1	0.165	3440	459	6.58	0.2892	0.1699
180	12	7	3.473	113.7	66.32	17.37	495.6	0.168	3873	455	6.58	0.2892	0.1699
200	15	4	3.661	157.9	42.11	18.30	551.2	0.148	3771	491	6.94	0.2852	0.1673
200	12	7	3.661	126.3	73.68	18.30	550.7	0.152	4261	486	6.94	0.2852	0.1673
224	15	4	3.874	176.8	47.16	19.37	617.3	0.132	4165	527	7.34	0.2809	0.1646
224	12	7	3.874	141.5	82.53	19.37	616.8	0.135	4725	522	7.34	0.2809	0.1646
250	15	4	4.093	197.4	52.63	20.47	689.0	0.118	4649	564	7.76	0.2768	0.1620
250	12	7	4.093	157.9	92.11	20.47	688.4	0.121	5273	559	7.76	0.2768	0.1620
250	18	19	2.933	121.6	128.4	20.53	687.8	0.124	5922	554	7.88	0.2756	0.1619
250	24	13	2.933	162.2	87.84	20.53	688.4	0.121	5323	560	7.88	0.2756	0.1619
250	30	7	2.933	202.7	47.30	20.53	689.1	0.118	4836	565	7.88	0.2756	0.1619
250	33	4	2.933	223.0	27.03	20.53	689.4	0.117	4470	568	7.88	0.2756	0.1619
280	15	4	4.332	221.1	58.95	21.66	771.6	0.106	5207	605	8.21	0.2725	0.1593
280	12	7	4.332	176.8	103.2	21.66	771.0	0.108	5906	599	8.21	0.2725	0.1593
280	18	19	3.104	136.2	143.8	21.73	770.3	0.111	6586	595	8.34	0.2713	0.1592
280	24	13	3.104	181.6	98.38	21.73	771.0	0.108	5903	600	8.34	0.2713	0.1592
280	30	7	3.104	227.0	52.97	21.73	771.7	0.105	5342	606	8.34	0.2713	0.1592
280	33	4	3.104	249.7	30.27	21.73	772.1	0.104	4926	609	8.34	0.2713	0.1592
315	18	19	3.292	153.2	161.8	23.05	866.6	0.0984	7206	640	8.85	0.2669	0.1563
315	24	13	3.292	204.3	110.7	23.05	867.4	0.0960	6501	646	8.85	0.2669	0.1563
315	30	7	3.292	255.4	59.59	23.05	868.2	0.0937	5932	652	8.85	0.2669	0.1563
315	33	4	3.292	280.9	34.05	23.05	868.6	0.0926	5498	655	8.85	0.2669	0.1563
355	18	19	3.495	172.7	182.3	24.47	976.7	0.0873	8120	689	9.40	0.2624	0.1535
355	24	13	3.495	230.3	124.7	24.47	977.6	0.0852	7326	696	9.40	0.2624	0.1535
355	30	7	3.495	287.8	67.16	24.47	978.5	0.0832	6685	702	9.40	0.2624	0.1535
355	33	4	3.495	316.6	38.38	24.47	978.9	0.0822	6196	706	9.40	0.2624	0.1535
400	18	19	3.710	194.6	205.4	25.97	1100	0.0775	9084	741	9.97	0.2579	0.1506
400	24	13	3.710	259.5	140.5	25.97	1101	0.0756	8170	749	9.97	0.2579	0.1506
400	30	7	3.710	324.3	75.68	25.97	1102	0.0738	7427	756	9.97	0.2579	0.1506
400	33	4	3.710	356.8	43.24	25.97	1103	0.0730	6867	760	9.97	0.2579	0.1506
450	18	19	3.935	218.9	231.1	27.55	1238	0.0689	10146	797	10.58	0.2534	0.1478
450	24	13	3.935	291.9	158.1	27.55	1239	0.0672	9096	805	10.58	0.2534	0.1478
450	30	7	3.935	364.9	85.14	27.55	1240	0.0656	8236	813	10.58	0.2534	0.1478
450	33	4	3.935	401.4	48.65	27.55	1241	0.0649	7597	817	10.58	0.2534	0.1478
500	18	19	4.148	243.2	256.8	29.04	1376	0.0620	11273	850	11.15	0.2494	0.1453
500	24	13	4.148	324.3	175.7	29.04	1377	0.0605	10107	858	11.15	0.2494	0.1453
500	30	7	4.148	405.4	94.59	29.04	1378	0.0591	9151	867	11.15	0.2494	0.1453
500	33	4	4.148	445.9	54.05	29.04	1379	0.0584	8441	871	11.15	0.2494	0.1453
500	33	28	3.231	270.5	229.5	29.07	1376	0.0615	11119	853	11.22	0.2489	0.1453
500	42	19	3.231	344.3	155.7	29.07	1377	0.0601	10272	861	11.22	0.2489	0.1453

Notas:

1. La resistencia eléctrica fue calculada utilizando una resistividad de 28.172 ohm-mm²/km para aluminio y 32.841 ohm-mm²/km para aleación de aluminio.
2. Capacidad de corriente a temperatura ambiente de 40°C, temperatura del conductor de 80°C, velocidad del viento de 610 mm/seg, a nivel del mar y a 60 Hz.
3. Reactancias inductiva y capacitiva a 60 Hz y a una separación de 0.3048 m entre fases, de forma equilátera.
4. Los datos aquí establecidos son aproximados y están sujetos a las tolerancias de manufactura.

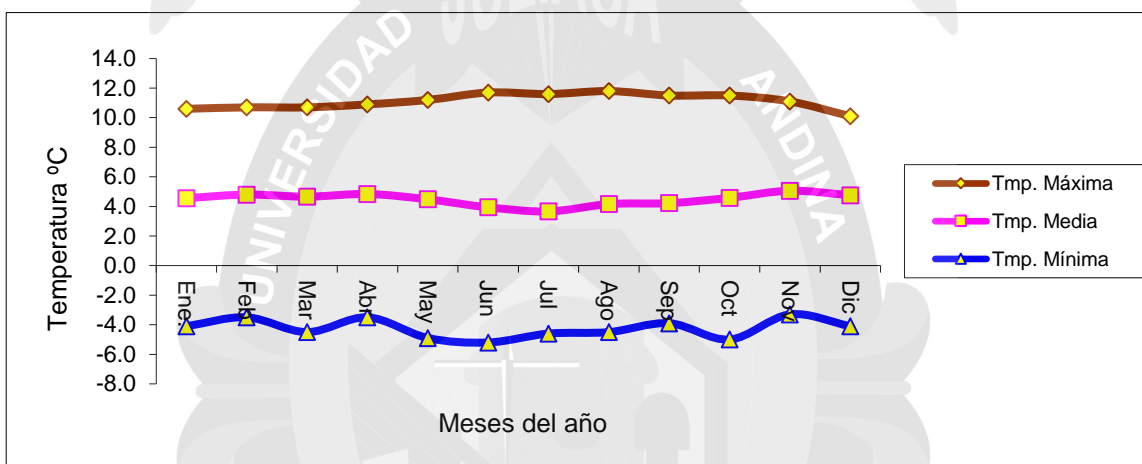
ANEXO N° 02

OFICINA GENERAL DE ESTADÍSTICA E INFORMÁTICA- SENAMHI

Estación: 000826 / ANANEA / DRE-13
Parametro: Temperatura Mínima Media Mensual (°C)

Dpto.: Puno
Prov.: San Antonio de Putina
Dist.: Ananea

TEMPERATURA MINIMA, MEDIA Y MAXIMA MENSUAL



AÑO	Temperatura	Ene.	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2006	Máxima	9.5	10.5	10.6	10.6	10.9	10.1	10.4	10.7	10.7	10.6	10.3	10.1
	Media	4.1	5.0	4.9	4.7	4.2	3.5	3.5	3.6	4.4	4.6	4.9	5.1
	Mínima	-0.1	0.0	-0.3	-1.8	-3.1	-3.1	-4.6	-4.4	-3.9	-5.0	-3.3	-4.1
2007	Máxima	10.6	10.0	9.5	10.1	11.2	11.7	10.4	11.3	8.7	10.3	10.2	9.4
	Media	5.6	5.0	4.5	5.1	4.9	4.3	3.2	4.4	3.3	4.4	5.1	4.2
	Mínima	-4.1	-3.5	-4.5	-3.5	-4.9	-5.2	-4.0	-3.5	-3.4	-2.0	-1.2	-1.2
2008	Máxima	8.5	9.4	9.3	9.9	9.7	10.1	10.5	11.2	10.4	10.3	11.1	9.9
	Media	3.7	4.0	3.9	4.3	3.7	3.2	3.1	4.1	3.9	4.1	4.9	4.3
	Mínima	-0.8	-1.9	-1.3	-1.6	-3.0	-3.8	-4.2	-3.3	-3.7	-2.3	-3.0	-2.1
2009	Máxima	9.5	10.0	10.2	10.1	10.5	10.3	10.1	10.8	11.1	11.5	10.4	9.9
	Media	4.3	4.7	4.8	4.7	4.6	3.9	4.1	4.1	4.6	5.0	5.2	5.2
	Mínima	-1.8	-1.5	-2.4	-2.0	-1.8	-4.1	-3.3	-4.1	-2.8	-2.6	-2.1	-0.8
2010	Máxima	10.0	10.7	10.7	10.9	11.2	11.7	11.6	11.8	11.5	10.6	11.0	10.1
	Media	5.1	5.3	5.2	5.4	5.0	4.8	4.4	4.6	4.9	4.8	5.2	5.0
	Mínima	-1.2	-0.8	-1.3	-1.7	-1.9	-3.0	-4.1	-4.5	-3.1	-1.5	-1.8	-1.0
Total	Máxima	10.6	10.7	10.7	10.9	11.2	11.7	11.6	11.8	11.5	11.5	11.1	10.1
	Media	4.6	4.8	4.7	4.8	4.5	3.9	3.7	4.2	4.2	4.6	5.1	4.8
	Mínima	-4.1	-3.5	-4.5	-3.5	-4.9	-5.2	-4.6	-4.5	-3.9	-5.0	-3.3	-4.1

ANEXO 03 HOJA 1 DE 2
Cim. Con Material Propio - Poste de Madera de 18 m - Clase 3

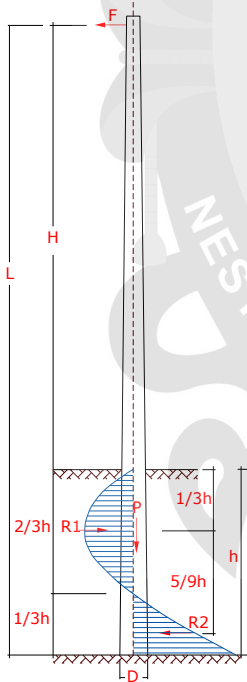
Para este desarrollo se va a emplear dos metodologías que comúnmente son utilizadas para el diseño de la cimentación de **postes de madera** directamente enterrada.

Datos Generales:

Diámetro del poste en la base (D) :	28.3 cm
Longitud del poste (L) :	18.3 m
Carga de rotura (Cr) :	13400 N
Peso vertical total (Wt) :	11330 N
Peso del poste (Wp) :	10500 N
Peso total de conductores, cable de guarda (Pc) :	330 N
Peso extra (aisladores, crucetas, retenidas, etc) (Pe) :	500 N
Fuerza horizontal (Tiro de conductores) (F) :	2223.33 N
Por estar dentro de un área sísmica, dá a origen a las siguientes fuerzas:	
Fuerza horizontal por sismo (0,3g) aplicada a H/2 de la superficie (Fsh) :	1083.72 N
Fuerza vertical por sismo (0,3g) (Fsv) :	3335 N

Metodología 1: Análisis de los Esfuerzos Generados

La distribución de esfuerzos generados cuando un poste es enterrado, es la que se muestra en la figura, la recomendación que se tiene para la longitud de enterramiento con material propio en postes de madera es la décima parte de la longitud del poste más 0,60 m (para terrenos regulares).



	Tipo I
Longitud de empotramiento (h)	2.40 m
Altura útil del poste, 0,30 m de la punta (H)	15.59 m

- Verificación de paredes Laterales

Como el sistema se encuentra en equilibrio se debe cumplir que:

$$\sum F_h = 0 \qquad \sum M_o = 0$$

$$F - R_1 + R_2 = 0; R_2 = R_1 - F \qquad \dots(1)$$

$$F*(H + 2*h/3) - R_1*(h/3) - R_2*(2*h/9) = 0 \qquad \dots(2)$$

$$\text{De (1): } R_1 = F/(5h)*(9H + 8h) \qquad \dots(3)$$

$$\text{De (2): } R_2 = F/(5H)*(9H+3h) \qquad \dots(4)$$

Tipo I:

$$\text{Reacción 1 (R1)} = 43954.1 \text{ N}$$

$$\text{Reacción 2 (R2)} = 41730.7 \text{ N}$$

$$\sigma_2 = R_2 / A_2 \qquad \sigma_2 = 1.81 \text{ kg/cm}^2$$

$$\sigma_1 = R_1 / A_1 \qquad \sigma_1 = 0.95 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{Además: } A_1 = D*h*2/3 \quad ; \quad A_2 = D*h/3$$

La capacidad portante del material propio debidamente compactado es de 3 kg/cm²

Finalmente:

$$\sigma_1 = 0.95 \text{ kg/cm}^2 < \sigma_t = 3 \text{ kg/cm}^2$$

$$\sigma_2 = 1.81 \text{ kg/cm}^2 < \sigma_t = 3 \text{ kg/cm}^2$$

Tipo II:

$$\text{Reacción 1 (R1)} = 70723.36 \text{ N} \qquad \sigma_2 = R_2 / A_2 \qquad \sigma_2 = 4.74 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{Reacción 2 (R2)} = 68500.02 \text{ N} \qquad \sigma_1 = R_1 / A_1 \qquad \sigma_1 = 2.45 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{Además: } A_1 = D*h*2/3 \quad ; \quad A_2 = D*h/3$$



ANEXO 03	HOJA 2 DE 2
Cim. Con Material Propio - Poste de Madera de 18 m - Clase 3	

La capacidad portante del material propio debidamente compactado es de 4 kg/cm²

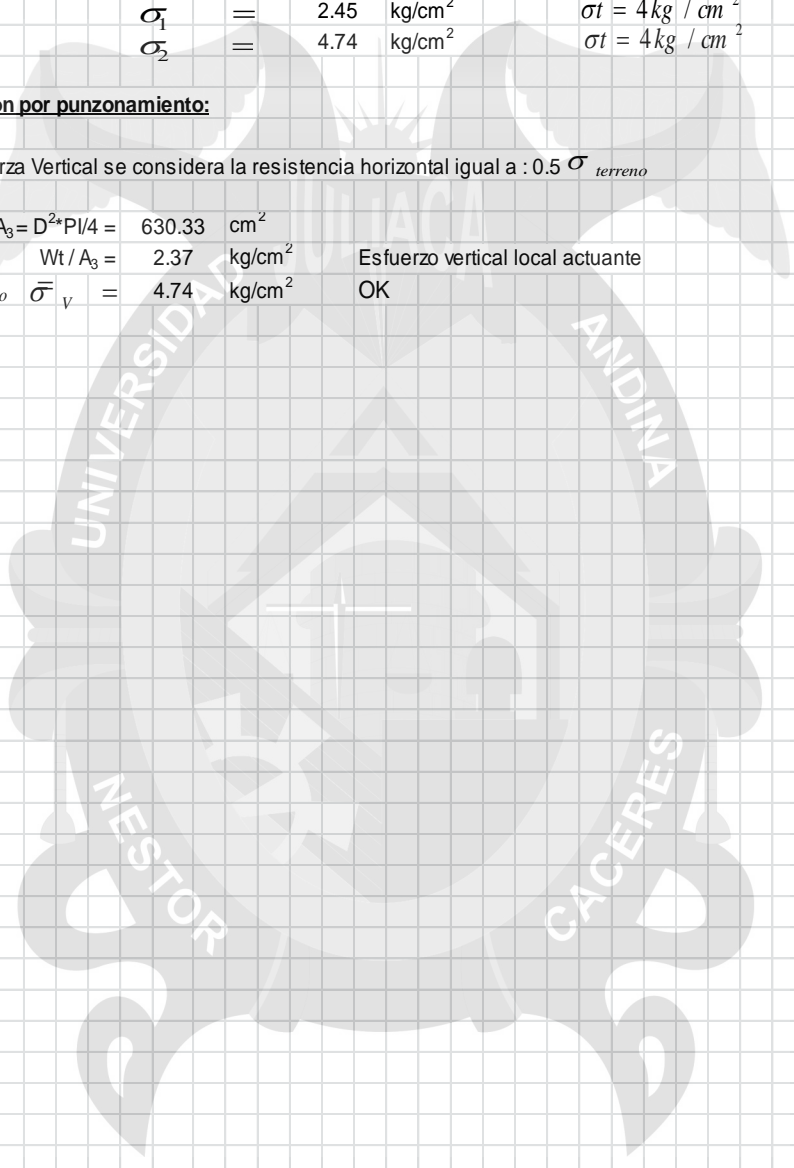
Finalmente:

σ_1	=	2.45	kg/cm ²	$\sigma_t = 4$	kg / cm ²
σ_2	=	4.74	kg/cm ²	$\sigma_t = 4$	kg / cm ²

Verificación por punzonamiento:

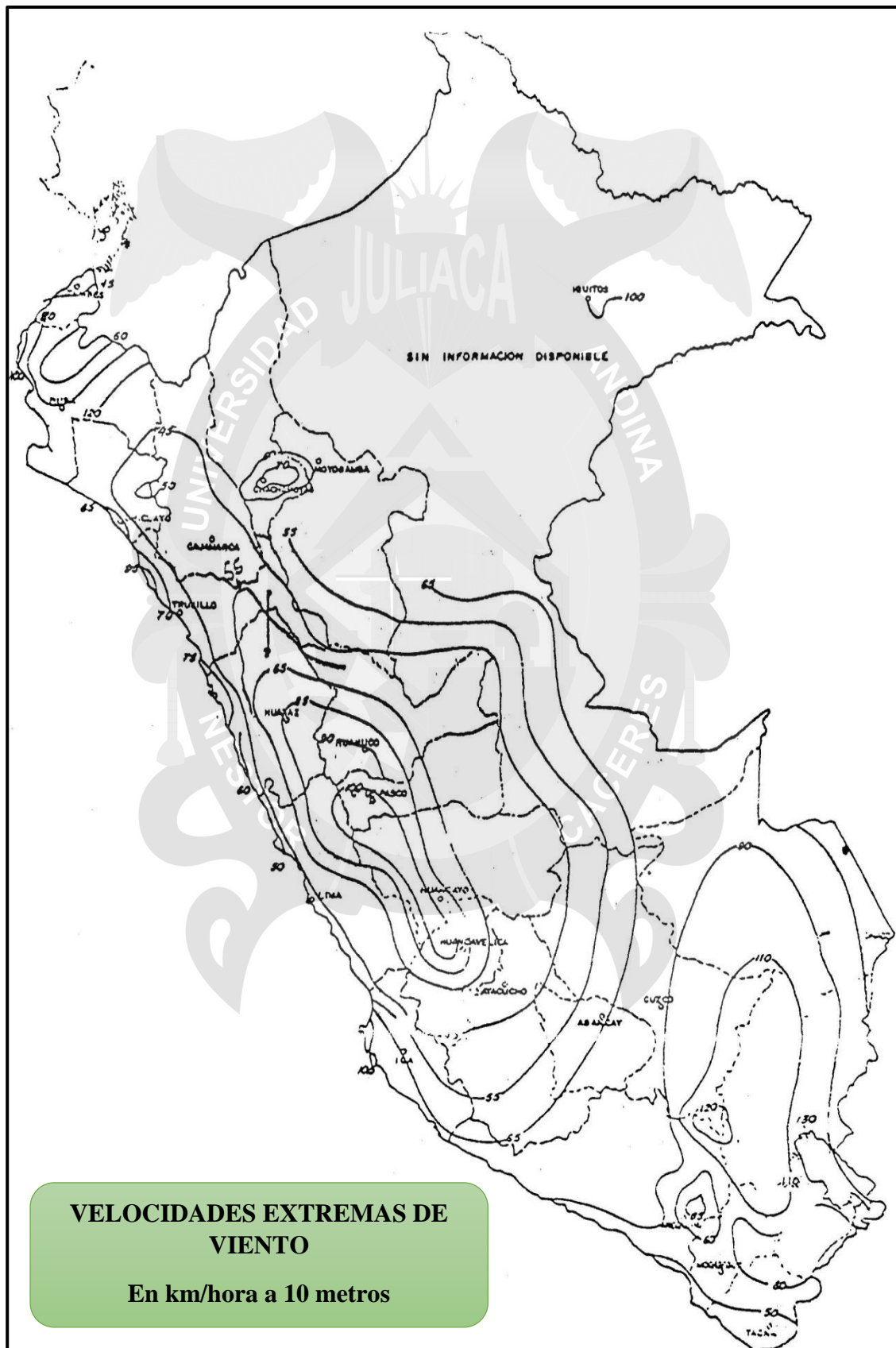
Para la fuerza Vertical se considera la resistencia horizontal igual a : 0.5 σ_{terreno}

$A_3 = D^2 \cdot \pi / 4 =$	630.33	cm ²	
$Wt / A_3 =$	2.37	kg/cm ²	Esfuerzo vertical local actuante
$\sigma_{\text{terreno}} \sigma_v =$	4.74	kg/cm ²	OK



ANEXO N° 04

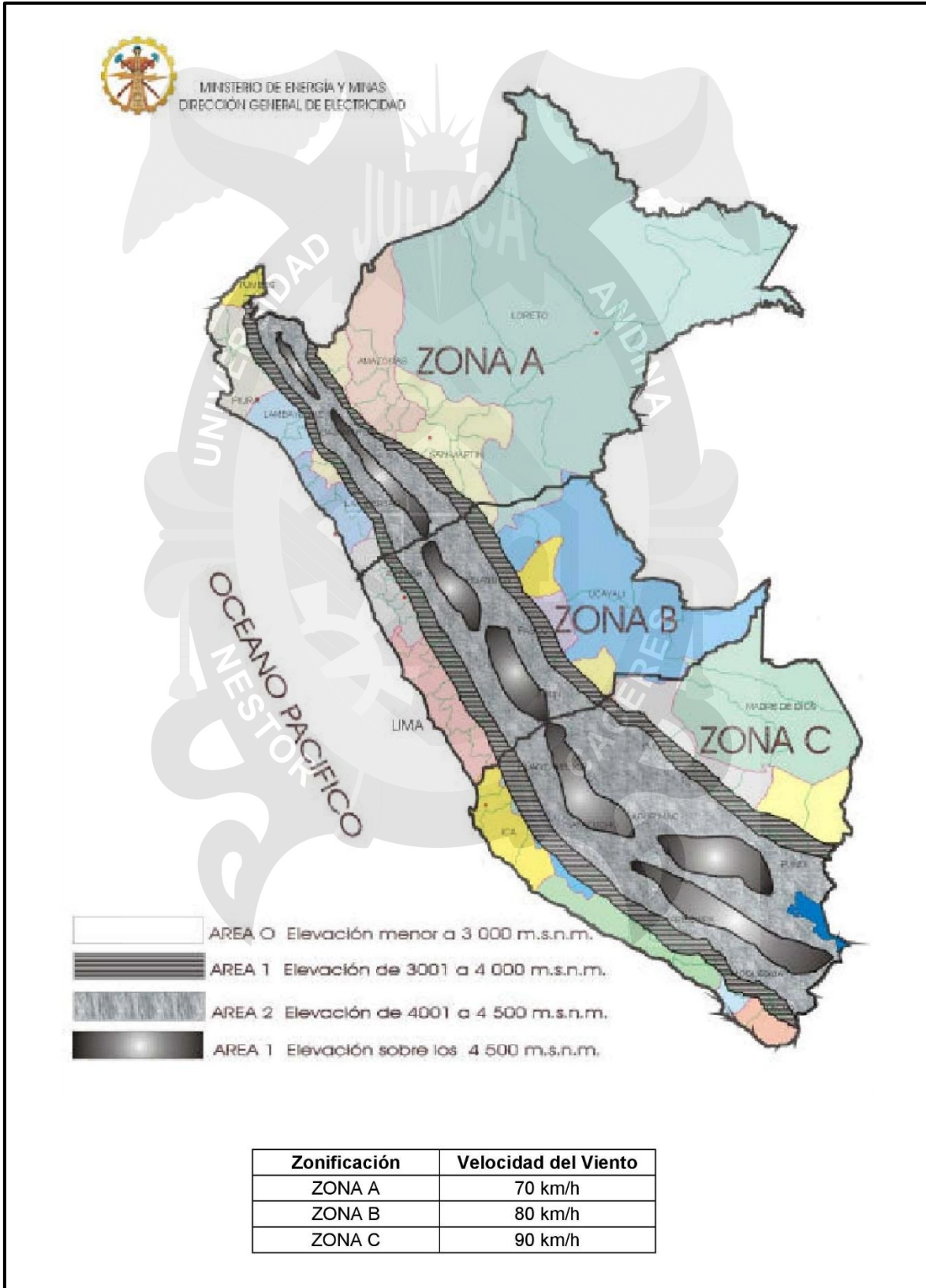
MAPA EÓLICO DEL PERÚ



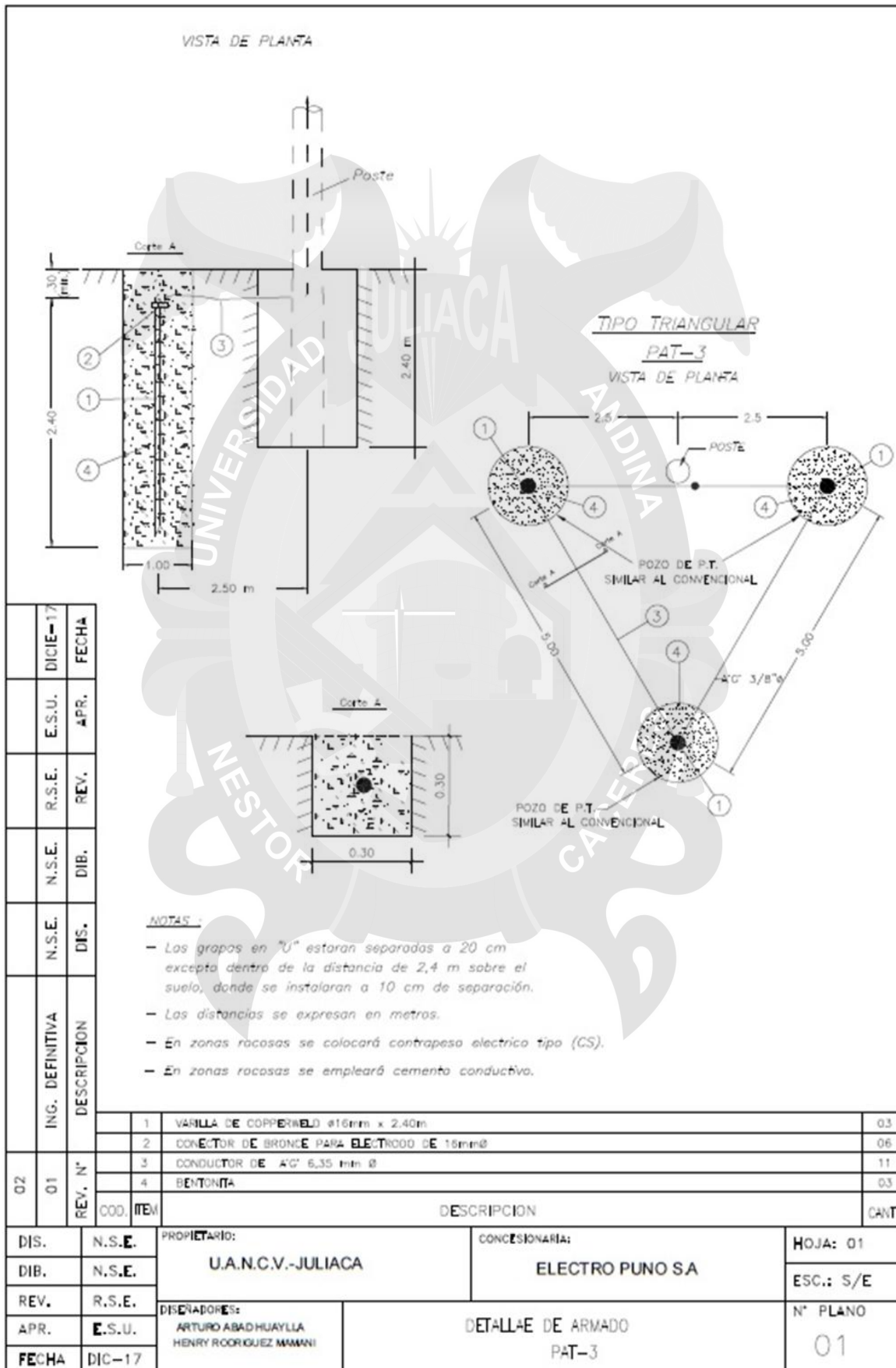
ANEXO N° 05

VIENTOS MÁXIMOS SEGÚN EL CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

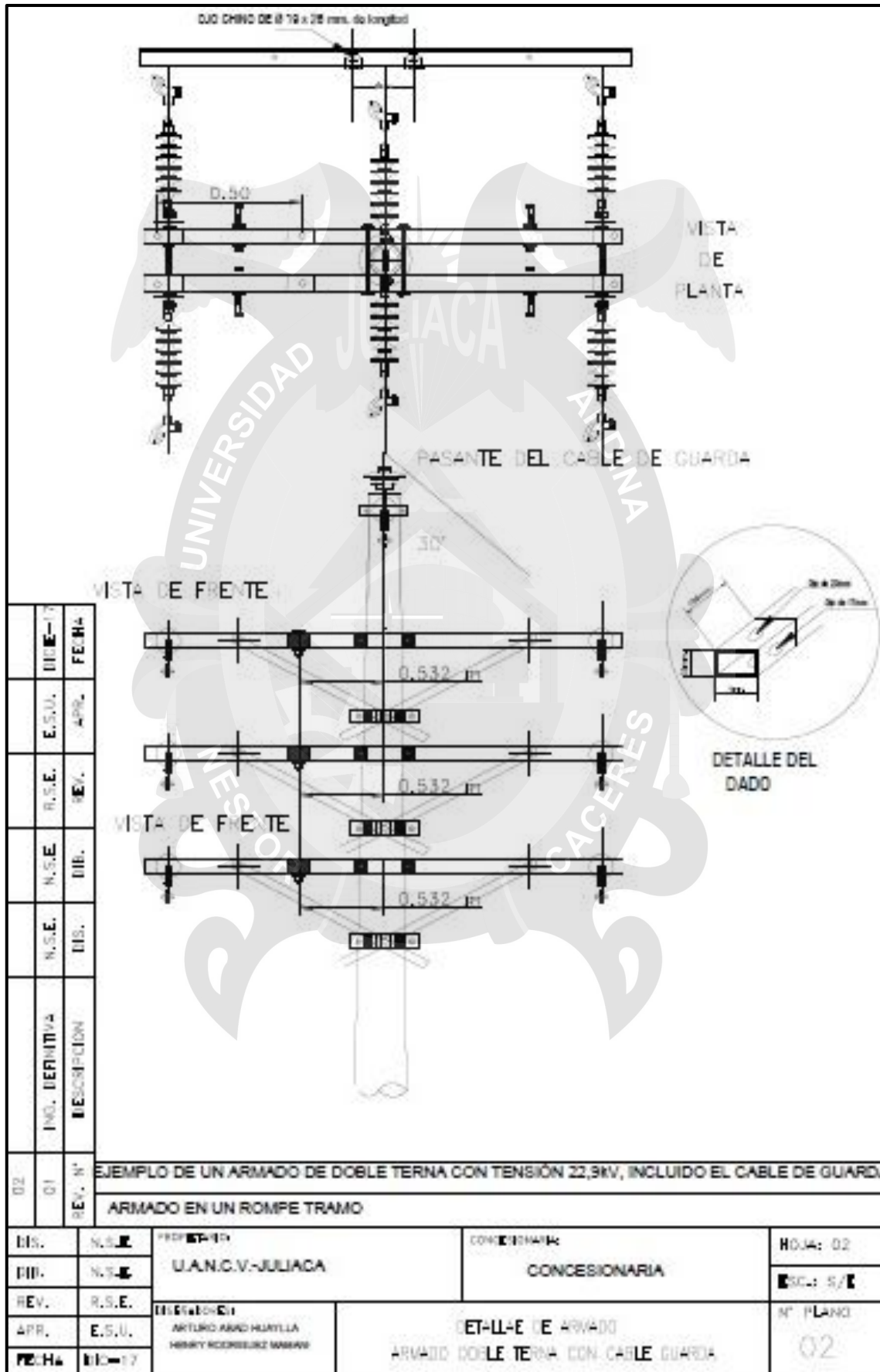
ZONIFICACIÓN DE VELOCIDAD DE VIENTO



ANEXO N° 06



ANEXO N° 07



ANEXO N° 08

De la siguiente fotografía tomada en la obra "INSTALACION DOBLE TERNA EN 22,9kV EN UNTUCA-ANANEA", se muestra como ejemplo de instalación de una estructura con cable de guarda.



Fotografía se muestra como ejemplo el modo de instalación de la puesta a tierra como sugerencia

