

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Selección del suministro electromecánico principal para la futura
línea de transmisión 500 kV de la CSF Sumac Nina I**

Para obtener el título profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Billy Jhon Principe Cadillo

 [0009-0007-0620-963X](https://orcid.org/0009-0007-0620-963X)

Asesor

M.Sc. Estanislao Ubaldo Rosado Aguirre

 [0000-0003-3019-2456](https://orcid.org/0000-0003-3019-2456)

LIMA – PERÚ

2024

Citar/How to cite	Principe Cadillo [1]
Referencia/Reference	[1] B. Principe Cadillo, " <i>Selección del suministro electromecánico principal para la futura línea de transmisión 500 kV de la CSF Sumac Nina I</i> " [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Principe, 2024)
Referencia/Reference	Principe, B. (2024). <i>Selección del suministro electromecánico principal para la futura línea de transmisión 500 kV de la CSF Sumac Nina I</i> . [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

A mis padres, Rubén y Josefina, y a mi hermana Medalith, por el cariño, apoyo y comprensión en todo momento, por motivarme a siempre seguir adelante, tanto para ser una mejor persona y así como también un excelente profesional, gracias a ello, hoy cumpla uno de los objetivos, la obtención de mi título profesional.

Agradecimientos

Quiero agradecer en primer lugar a Dios, por todo lo brindado a mi familia y a mí, además agradezco a mis padres y hermana, por siempre estar ahí en cada momento de mi vida, cuando siempre necesitaba de su apoyo. Además, agradezco a la empresa CESEL Ingenieros y a mis compañeros de trabajo, por brindarme la oportunidad de trabajar con ellos, y con ello así desarrollarme en el ámbito profesional de esta hermosa carrera profesional, y por último agradezco al Ing. Estanislao Rosado, por las pautas y consejos brindados en el desarrollo del presente trabajo.

Resumen

Para cubrir la potencia suministrada de la futura Central Solar Fotovoltaica Sumac Nina I, se prevé la implementación de una nueva línea 500 kV, que iniciará en el parque de generación de la futura central, mediante la nueva SE Sumac Nina, y teniendo como punto de conexión la Ampliación de la SE Ocoña.

El proyecto se encontrará en la región de Arequipa, provincia de Camaná, distrito Ocoña, en la zona UTM WGS84 - 18K, tendrá un recorrido de 38.5 km aproximadamente.

La implementación de esta nueva línea de transmisión cumplirá con lo indicado en el Código Nacional de Electricidad (CNE), Procedimiento N° 20 del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado (PR-20), así mismo de las normativas y estándares nacionales e internaciones vigentes.

Palabras clave — Selección del suministro, conductores, aisladores, cables de guarda.

Abstract

To cover the power supplied by the future Sumac Nina I Solar Photovoltaic Plant, the implementation of a new 500 kV line is planned, which will begin in the generation park of the future plant, through the new SE Sumac Nina, and having as its point of connection to the Expansion of SE Ocoña.

The project will be located in the Arequipa region, province of Camana, Ocoña district, in UTM zone WGS84, 18K, and will have a total length of approximately 38.5 km.

The implementation of this new transmission line will comply with the National Electricity Code (CNE), Procedure No. 20 of the Economic Operation Committee of the Interconnected System (PR-20), as well as with national and international regulations and standards in force.

Keywords — Supply selection, conductors, insulators, guard wires

Prólogo

Realizar este trabajo profesional, fue una gran motivación para mí, desde pequeño admiré mucho las líneas de transmisión, y así decidí cursar esta maravillosa carrera, la Ingeniería Eléctrica, y gracias a la empresa CESEL Ingenieros aportar mis conocimientos, y por supuesto, aprender de grandes profesionales, Ingenieros con mucha experiencia en el ámbito de las Líneas de Transmisión y Subestaciones Eléctricas. En ese sentido, en el presente trabajo, se mostrará los procedimientos, análisis y requerimientos necesarios en la elaboración de la Ingeniería de la nueva Línea de Transmisión 500 kV Sumac Nina – Ocoña, para la selección del suministro principal que será implementada en esta nueva línea de transmisión, asegurando así su correcta operación en el SEIN durante su tiempo de vida.

El presente trabajo se dividirá en 4 capítulos, las cuales son las siguientes:

Capítulo I: Introducción.

Capítulo II: Marco teórico y conceptual.

Capítulo III: Desarrollo del trabajo profesional.

Capítulo IV: Análisis y discusión de resultados.

Tabla de contenido

	Pág.
Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Prólogo.....	vii
Capítulo I. Introducción	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Descripción del problema de investigación	1
1.2.1 Situación problemática.....	1
1.2.2 Problema a resolver	1
1.3 Objetivos del estudio	2
1.3.1 Objetivo general.....	2
1.3.2 Objetivos específicos	2
1.3.3 Indicadores de logro de los objetivos	2
1.4 Hipótesis.....	3
1.4.1 Hipótesis general	3
1.4.2 Hipótesis específicas	3
1.5 Antecedentes investigativos	4
1.5.1 Internacionales.....	4
1.5.2 Nacionales	4
Capítulo II. Marco teórico y conceptual.....	6
2.1 Marco teórico.....	6
2.1.1 Tensión crítica disruptiva.....	6
2.1.2 Rigidez dieléctrica	6
2.1.3 Aislamiento	6
2.1.4 Aisladores	6
2.1.5 Línea de fuga	10
2.1.6 Clasificación de las tensiones y sobretensiones.....	11

2.1.7	Conductores.....	12
2.1.8	Pérdidas Eléctricas	17
2.1.9	Mecánica de carga del conductor.....	19
2.1.10	Apantallamiento	20
2.2	Marco conceptual	23
2.2.1	Sistema de Transmisión en el Perú.....	23
2.2.2	COES.....	24
2.2.3	Procedimientos Técnicos COES	24
2.2.4	Tensión máxima en la Red.....	25
2.2.5	Código Nacional de Electricidad, Suministro 2011	25
2.2.6	Capacidad de carga	25
2.2.7	Gradiente superficial	25
2.2.8	Radio Interferencia.....	25
2.2.9	Ruido Audible.....	25
2.2.10	Corrosión	26
2.2.11	Efecto corona.....	26
2.2.12	Efecto Joule	27
2.2.13	Barra de Referencia de Generación (BRG).....	27
	Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación	28
3.1	Antecedentes.....	28
3.2	Ubicación del Proyecto	28
3.3	Condiciones ambientales.....	30
3.4	Características generales de la futura línea de transmisión	31
3.4.1	Presión del viento en la línea de transmisión	31
3.4.2	Distancias mínimas de seguridad (DMS)	32
3.5	Selección del conductor.....	33
3.5.1	Normas Técnicas	33
3.5.2	Metodología	33

3.5.3	Preselección de los conductores.....	33
3.5.4	Evaluación de la capacidad térmica	34
3.5.5	Evaluación del Gradiente Superficial.....	36
3.5.6	Pérdidas por Efecto Joule	38
3.5.7	Pérdidas por Efecto Corona	38
3.5.8	Análisis Económico del conductor.....	39
3.5.9	Campo Eléctrico y Magnético.....	43
3.5.10	Radio Interferencia y Ruido Audible	44
3.5.11	Cálculos mecánicos en el conductor	46
3.6	Selección de los cables de guarda	51
3.6.1	Normas Técnicas	52
3.6.2	Consideraciones	52
3.6.3	Corrientes de Cortocircuito.....	53
3.6.4	Atenuación de la corriente de cortocircuito.....	53
3.6.5	Impedancia Equivalente.....	55
3.6.6	Corrientes de cortocircuito en los cables de guarda	56
3.6.7	Sección mínima requerida en los cables de guarda	58
3.6.8	Resumen	60
3.7	Selección del Aislamiento y dimensionamiento de las estructuras.....	60
3.7.1	Normas Técnicas	60
3.7.2	Metodología	61
3.7.3	Mínimo número de aisladores	61
3.7.4	Distancias mínimas de Aislamiento.....	64
3.7.5	Diseño mecánico de los aisladores	70
3.7.6	Dimensionamiento de las estructuras.....	73
3.7.7	Determinación de la tasa de salida	80
	Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados.....	83
4.1	Selección del conductor.....	83

4.1.1	Conductor Seleccionado	84
4.2	Selección de los cables de guarda	85
4.2.1	Cables de guarda seleccionados	86
4.3	Selección de los aisladores	86
4.3.1	Aisladores seleccionados.....	87
4.4	Dimensionamiento de las Estructuras.....	88
4.4.1	Resultados de la Tasa de Salidas	90
	Conclusiones.....	91
	Recomendaciones.....	92
	Referencias bibliográficas	93
	Anexos.....	95

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Indicadores de logro	3
Tabla 2: Distancias de fuga recomendadas	10
Tabla 3: Tasa máxima de salidas.....	23
Tabla 4: Parque de Transmisión, 2022	23
Tabla 5: Coordenadas UTM de la línea de transmisión	29
Tabla 6: Características climáticas de la línea de transmisión 500 kV	30
Tabla 7: Características generales de la línea de transmisión 500 kV	31
Tabla 8: Presiones de viento en la línea de transmisión	32
Tabla 9: Distancias mínimas de seguridad.....	32
Tabla 10: Datos de entrada.....	35
Tabla 11: Capacidad térmica de los conductores.....	35
Tabla 12: Gradiente superficial en los conductores	37
Tabla 13: Pérdidas Joule en los conductores.....	38
Tabla 14: Pérdidas Corona en los conductores.....	39
Tabla 15: Evaluación económica en los conductores.....	42
Tabla 16: Niveles de campo eléctrico y magnético	44
Tabla 17: Campo eléctrico y magnético en el conductor	44
Tabla 18: Límites de radio interferencia, 0.15 – 30 MHz	45
Tabla 19: Radio interferencia en el conductor	45

Tabla 20: Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido.....	46
Tabla 21: Ruido audible para el conductor ACAR	46
Tabla 22: Resultados del cálculo mecánico, Hipótesis I.....	48
Tabla 23: Resultados del cálculo mecánico, Hipótesis II.....	49
Tabla 24: Resultados del cálculo mecánico, Hipótesis III.....	49
Tabla 25: Resultados del cálculo mecánico, Hipótesis IV	50
Tabla 26: Resultados del cálculo mecánico, Hipótesis V	50
Tabla 27: Corrientes de Cortocircuito.....	53
Tabla 28: Resultados de la división de corrientes	57
Tabla 29: Sección mínima del cable OPGW	59
Tabla 30: Sección mínima del cable Alumoweld	59
Tabla 31: Mínimo número de aisladores por contaminación	62
Tabla 32: Resumen del mínimo número de aisladores	64
Tabla 33: Correlación entre el impulso tipo rayo y las distancias mínimas	69
Tabla 34: Distancias mínimas de aislamiento fase - tierra	70
Tabla 35: Mínima carga de los aisladores en las cadenas de suspensión	72
Tabla 36: Mínima carga de los aisladores en las cadenas de anclaje.....	73
Tabla 37: Coeficiente K.....	74
Tabla 38: Mínimas distancias a mitad de vano para la estructura de suspensión	76
Tabla 39: Mínimas distancias a mitad de vano para la estructura de anclaje	77
Tabla 40: Ángulos de oscilación de la cadena	79
Tabla 41: Relación de sobretensiones y ángulos de oscilación.....	80

Tabla 42: Comparación mecánica de conductores	83
Tabla 43: Comparación de costos de pérdidas (US\$)	84
Tabla 44: Características principales del conductor seleccionado	85
Tabla 45: Características principales del cable OPGW seleccionado	86
Tabla 46: Características principales del cable Alumoweld seleccionado	86
Tabla 47: Características principales de los aisladores seleccionados	88

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Aisladores de porcelana.....	7
Figura 2: Aisladores de vidrio.....	8
Figura 3: Aisladores poliméricos	9
Figura 4: Bosquejo de la línea de fuga.....	10
Figura 5: Tipos de tensiones y sobretensiones	11
Figura 6: Composición de conductores ACSR	13
Figura 7: Composición de conductores AAAC	14
Figura 8: Composición de conductores ACAR	15
Figura 9: Descarga atmosférica sobre el conductor	21
Figura 10: Descarga atmosférica sobre el cable de guarda	21
Figura 11: Descarga atmosférica cercana a una línea de transmisión	22
Figura 12: Evolución del parque de transmisión - km.....	24
Figura 13: Evolución del parque de transmisión – Cantidades.....	24
Figura 14: Efecto corona en ensayos de laboratorio	26
Figura 15: Efecto corona en un sistema de transmisión.....	27
Figura 16: Ubicación de la futura línea de transmisión 500 kV	28
Figura 17: Recorrido de la futura línea de transmisión 500 kV	30
Figura 18: Evaluación económica del conductor	43

Figura 19: Vanos admisibles para cada hipótesis de diseño	51
Figura 20: Modelamiento del Sistema.....	54
Figura 21: Arreglos de cables (a) y circuito equivalente (b)	55
Figura 22: Circuito Equivalente para los cables de guarda	56
Figura 23: Critical Flashover Voltage	66
Figura 24: Distancia fase- tierra conductor – estructura lateral	67
Figura 25: Distancia fase - tierra conductor – ventana	68
Figura 26: Disposición del conductor	75
Figura 27: Oscilación de la cadena de suspensión	78
Figura 28: Descargas atmosféricas en la línea de transmisión	80
Figura 29: Cálculo de la tasa de salidas – APPLET	81
Figura 30: Geometría de la Estructura	82
Figura 31: Tasa de salidas de la línea de transmisión.....	82
Figura 32: Energía solar promedio anual en la zona del proyecto.....	87
Figura 33: Línea de transmisión existente 500 kV Ocoña – San José, L-5036.....	88
Figura 34: Estructura de Suspensión 500 kV	89
Figura 35: Estructura de Anclaje 500 kV	90

Capítulo I. Introducción

1.1 Generalidades

La implementación de esta nueva línea de transmisión 500 kV de aproximadamente 38.5 km, cubrirá la potencia suministrada del parque de generación de la futura central solar fotovoltaica Sumac Nina I, mediante la conexión entre la ampliación de la SE Ocoña 500 kV, y la nueva SE Sumac Nina I 500 kV. Esta línea de transmisión cumplirá con lo indicado en el Código Nacional de Electricidad (CNE), Procedimiento Técnico N° 20, así mismo de las normativas y estándares nacionales e internaciones vigentes que se requiera.

1.2 Descripción del problema de investigación

1.2.1 Situación problemática

Al día de hoy, las líneas de transmisión 500 kV siguen siendo temas de estudios, especializaciones y/o capacitaciones en el ámbito del sector eléctrico, todo ello, debido a: ¿Qué consideraciones, normativas, estándares son requeridos para la implementación de líneas de transmisión de extra alta tensión? Tal que aseguren la correcta operación de la línea de transmisión en todo su tiempo de servicio.

1.2.2 Problema a resolver

La selección adecuada del suministro principal electromecánico, garantizará el correcto funcionamiento de la nueva línea de transmisión durante su tiempo de servicio (30 años), y su correcta operación en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Con respecto a los criterios y consideraciones en la elaboración de esta ingeniería, las condiciones ambientales serán tomadas según datos históricos de líneas de transmisión existentes cercanas al área de recorrido de la línea de transmisión, así mismo, se cumplirá los requerimientos del Código Nacional de Electricidad, Procedimiento técnico N°20, como también de las normativas internacionales vigentes.

Para la elaboración de los cálculos justificativos, se emplearán diversos programas de la especialidad, además de ello, se empleará hojas de cálculo propias, elaboradas en

EXCEL, mostrando así los resultados y análisis obtenidos en la elaboración del presente estudio.

1.3 Objetivos del estudio

1.3.1 Objetivo general

Presentar la metodología y procedimientos para la selección del suministro electromecánico principal, en la implementación de esta nueva línea de transmisión 500 kV que cubrirá la potencia suministrada de la nueva CSF Sumac Nina I, cumpliendo los requerimientos de los estándares y normativas nacionales e internacionales vigentes en el país.

1.3.2 Objetivos específicos

- Determinar el conductor de fase de la nueva línea de transmisión 500 kV, mediante un análisis técnico y económico, para cubrir la potencia suministrada de la central solar.
- Determinar los niveles de aislamiento de la nueva línea de transmisión 500 kV y con ello determinar el mínimo número de aisladores requeridos, además dimensionar la silueta de la estructura tal que cumpla con las mínimas distancias de aislamiento determinadas.
- Determinar los cables de guarda a implementar, tal que cubra correctamente el apantallamiento y conexión equipotencial de puestas a tierra, además del transporte de fibras de comunicación.

1.3.3 Indicadores de logro de los objetivos

Los indicadores de logro establecidos en este presente trabajo son: máxima capacidad térmica (MVA), gradiente superficial (kVrms/cm), campo eléctrico (kV/m), campo magnético (μ T), niveles de sobretensión (kVp), distancias mínimas de aislamiento (mm), corrientes de cortocircuito (kA), tasa de fallas (<1). Ver Tabla 1.

Tabla 1*Indicadores de logro*

	Objetivos Específicos	Indicadores de logro	Métrica
1	Determinar el conductor de fase de la nueva línea de transmisión 500 kV mediante un análisis técnico y económico, para cubrir la potencia suministrada de la centra solar	1.- Máxima capacidad térmica 2.- Gradiente superficial 3.- Campo Eléctrico 4.- Campo Magnético	1.- MVA 2.- kVrms/cm 3.- kV/m 4.- μ T
2	Determinar los niveles de aislamiento de la nueva línea de transmisión 500 kV y con ello determinar el mínimo número de aisladores requeridos, además dimensionar la silueta de la estructura tal que cumpla con las mínimas distancias de aislamiento	1.- Niveles de sobretensión 2.- Distancias mínimas de aislamiento	1.- kVp 2.-mm
3	Determinar los cables de guarda a implementar, tal que cubra correctamente el apantallamiento y conexión equipotencial de puestas a tierra, además del transporte de fibras de comunicación	1.- Tasa de falla 2.- Cortocircuito	1.- <1 2.- kA

1.4 Hipótesis**1.4.1 Hipótesis general**

La selección adecuada del suministro electromecánico principal, servirá para cubrir la potencia suministrada de la nueva línea CSF Sumac Nina I, así mismo, asegurar la correcta operación de la línea de transmisión 500 kV en el SEIN.

1.4.2 Hipótesis específicas

- La selección técnica y económica del conductor a implementar en la nueva línea de transmisión 500 kV, cubrirá la potencia suministrada de la CSF Sumac Nina I, así mismo, cumplirá con los estándares establecidos.
- Determinar los niveles de aislamiento servirá para seleccionar el aislador adecuado en la nueva línea de transmisión, así mismo, determinando las mínimas distancias de aislamiento, se podrá determinar las dimensiones de las siluetas de las estructuras requeridas.
- Determinar los cables de guarda servirá para cubrir el apantallamiento de la línea de transmisión, así mismo, controlar las tasas de salida de la línea, y obtener una función adicional de medio de comunicación.

1.5 Antecedentes investigativos

1.5.1 Internacionales

Latoja (2017), en su memoria de titulación “Análisis del comportamiento mecánico del cable conductor en líneas de alta tensión para proyecto 500 kV” concluyó que: para reducir costos, es necesario disminuir la altura de la línea, sin embargo, existe una estrecha relación, la cual, si se reduce la altura de cualquier estructura, con el mismo nivel de tensión, tendría que reducirse los vanos, incrementando así el número de ellas, y por ende el costo del suministro.

Así mismo, respecto al análisis de creep en el conductor, esta deformación inicial, en los primeros días de su montaje, es mucho mayor a la deformación presentada en un tiempo transcurrido, por ello, es indispensable tensar el conductor tan pronto sea puesto en operación.

1.5.2 Nacionales

Paitán (2013), en su tesis de pregrado “Selección del conductor para líneas de transmisión 500 kV” concluyó que: el factor determinante en la obtención del conductor, es el efecto corona, el cual se ve reducido al incrementar el número de subconductores por fase. Además de ello, uno de los factores que causan mayores pérdidas corona en las zonas costeras, es la contaminación.

Así mismo, las estructuras con distancias de fases mayores, son las que generan mayores pérdidas, sin embargo, traen consigo un aumento de la magnitud del campo magnético.

Rojas (2009), en su tesis de pregrado “Ingeniería Básica de la línea de transmisión 500 kV Mantaro – Caraveli - Montalvo” determinó el número de aisladores tomando en consideración los aisladores tipo vidrio, sin embargo, sus criterios empleados son suficientes para la selección de otros tipos de aisladores como los poliméricos o cerámicos. Así mismo indicó que, el cálculo mecánico del aislador es independiente al tipo de aislador a emplearse en los proyectos de extra alta tensión.

Reinoso (2013), en su tesis de pregrado “Diseño y simulación de una línea de transmisión de extra alta tensión de 500 kV” recomendó que, si bien las estructuras utilizadas de 500 kV son familias de estructuras existentes ya empleadas, es necesario realizar estudios de costos para las principales estructuras de 500 kV y de esta forma, emplear familias optimizadas.

Además de ello indicó que, si bien este efecto, cuenta con diversos estudios y pruebas, es importante identificar las condiciones ambientales donde se realizará los estudios, puesto que muchas de estas condiciones son tan variantes que no se ajusta lo planteado en los parámetros experimentales.

Capítulo II. Marco teórico y conceptual

2.1 Marco teórico

2.1.1 *Tensión crítica disruptiva*

Entendemos por tensión crítica disruptiva, a la tensión aplicada que iguala la rigidez dieléctrica del aire.

2.1.2 *Rigidez dieléctrica*

Se entiende por rigidez dieléctrica, al máximo valor de intensidad del campo eléctrico que posee un aislante, antes de perder sus propiedades y por ende convertirse en un conductor.

2.1.3 *Aislamiento*

2.1.3.1 **Aislamiento interno.**

Hace referencia a todas las partes sólidas, internas, líquidas o gaseosas del aislamiento en el equipo, las cuales están protegidas de los efectos atmosféricos y otros efectos externos (IEC 60071-1, 2019).

2.1.3.2 **Aislamiento externo.**

Se define como la distancia entre el aire y la superficie de contacto con el aire del aislamiento sólido del equipo, sujetos a los esfuerzos dieléctricos y a los efectos atmosféricos y otras consideraciones externas a estas, como la humedad, niveles de contaminación, entre otros (IEC 60071-1, 2019).

En el caso de las líneas de transmisión, solo se considera el aislamiento externo, puesto que estos constituyen la elección de la cadena de aisladores.

2.1.4 *Aisladores*

Este suministro provee el aislamiento tanto de la línea como de los equipos implementados en esta, así como también, la retención mecánica de los conductores, y cables.

Los materiales empleados en la fabricación de estos aisladores son:

En el caso de las líneas de transmisión, solo se considera el aislamiento externo, puesto que estos constituyen la elección de la cadena de aisladores.

- Porcelana.
- Vidrio.
- Materiales compuestos (silicona).

Cada uno de estos materiales, con diferentes propiedades y también similitudes frente a los agentes externos, obteniendo así ciertas ventajas y desventajas en el empleo de cada una de ellas (Bautista, 2021).

2.1.4.1 Aisladores de porcelana.

Estos aisladores presentan un menor costo. La porcelana se erige como un material sumamente confiable para la fabricación de aisladores, así mismo, desde su punto de vista de resistencia mecánica, eléctrica y de su comportamiento a la intemperie, este material presenta buenas características (Bautista, 2021).

Debido a que en su fabricación se emplea elementos tales como arcilla sílice, feldespato, y cuarzo, nos permite obtener características tales como: baja porosidad, no absorción de agua, dureza, resistencia al calor, alta resistencia mecánica, y alta temperatura de combustión. Ver Figura 1.

Figura 1

Aisladores de porcelana.



Nota. Fuente catálogo NGK Porcelain suspension insulator

2.1.4.2 Aisladores de vidrio.

Estos aisladores están compuestos con sílice óxido de calcio y óxido de sodio, obteniendo así un comportamiento eléctrico excelente, sin embargo, dado su composición se convierte en un material más frágil, con una resistencia mecánica baja, por tal motivo, debe someterse a procesos de endurecimiento (Bautista, 2021).

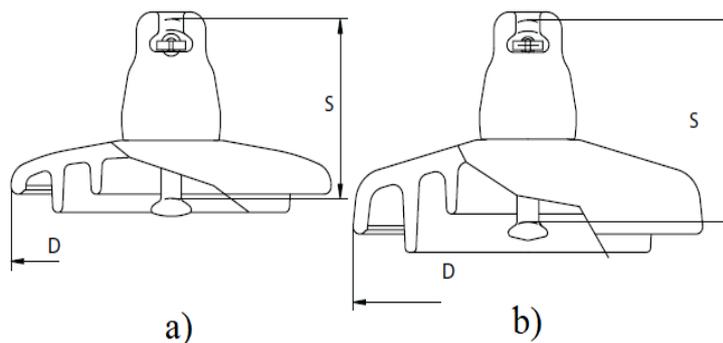
Así mismo, estos aisladores presentan un menor costo a largo plazo, dado que se necesita menos mantenimiento, teniendo buena resistencia al envejecimiento. También cabe señalar, debido al nivel de contaminación presente en la zona, los aisladores de vidrio pueden dividirse en tipo Standard y tipo Antifog. Ver Figura 2.

El tipo Standard, son particularmente eficaces para cadenas de suspensión en áreas con nivel de contaminación muy liviana a mediana.

Mientras tanto, el tipo Antifog, presentan una mayor relación de distancia fuga/espaciado a comparación del tipo Standard. Son eficientes en áreas costeras (caso del presente proyecto) debido a la abundancia de la niebla salina, así como también en zonas contaminadas donde se requiere una distancia de fuga más alta y específica.

Figura 2

Aisladores de vidrio



Nota. a) Bosquejo de un aislador tipo Standard, b) Bosquejo de un aislador tipo Antifog, fuente Sediver.

2.1.4.3 Aisladores de material compuesto (silicona).

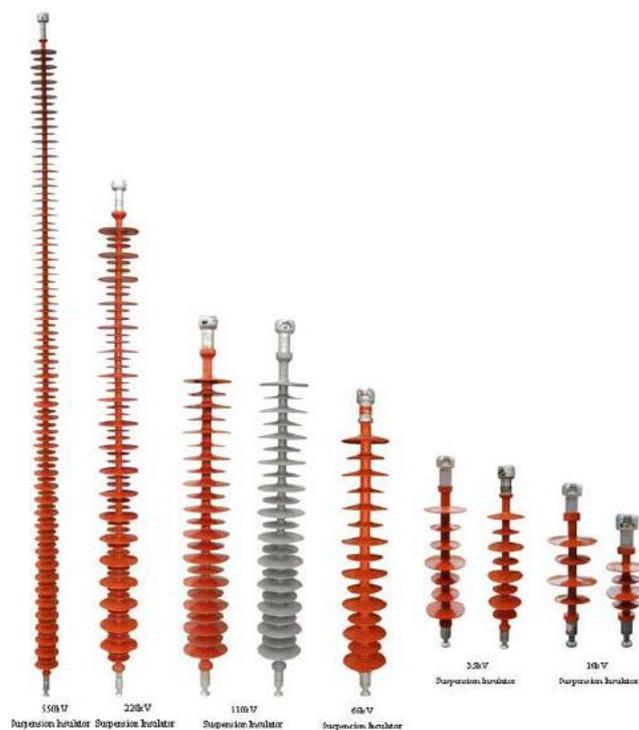
Estos aisladores fueron introducidos al mercado como resultado de aplicación específica en la solución a los problemas de aislamiento en zonas de vandalismo, así como también en zonas donde los aisladores mencionados anteriormente (porcelana y vidrio) experimentaban descargas eléctricas debido a un alto grado de contaminación (Bautista, 2021).

Es decir, estos aisladores de materiales poliméricos, presentan una ligera ventaja frente a los otros aisladores por su resistencia a la contaminación bajo mantenimiento, poco peso, alta resistencia mecánica. Ver Figura 3.

Sin embargo, cuando la contaminación es muy alta, da como resultado una intensa actividad de pre descargas que conduce a la degradación del material aislante, perdiendo así las propiedades hidrofóbicas, afectando así, su buen comportamiento contra la contaminación (Martínez, 2007).

Figura 3

Aisladores poliméricos



Nota. Fuente Juan Bautista Ríos, notas de clases.

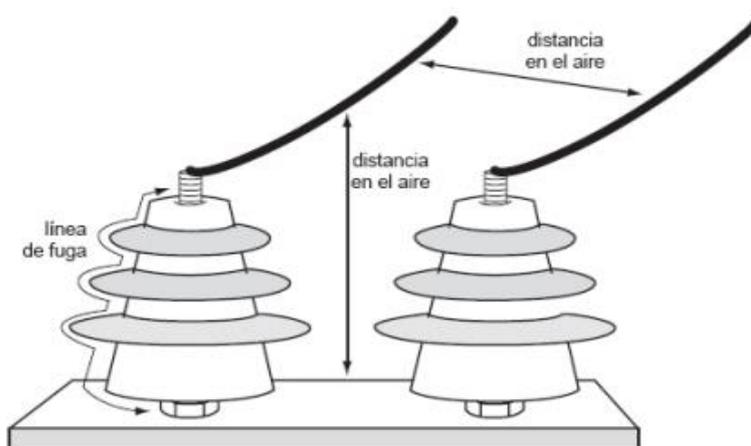
2.1.5 Línea de fuga

Línea de fuga o distancia de fuga, se define como el menor camino entre las partes conductoras a lo largo del aislador. Ver Figura 4.

También nos indica el riesgo de contorneo exterior en los ambientes contaminados.

Figura 4

Bosquejo de la línea de fuga



Nota. Fuente Tesis de coordinación de aislamiento elaborado por Diana Ruiz y Diego Lozano, Bogotá, 2007.

La norma (IEC 60815-1, 2008), nos remite 4 niveles de contaminación, cada una con su línea de fuga específica expresada en mm/kV. Ver Tabla 2.

Tabla 2

Distancias de fuga recomendadas

Nivel de Contaminación	Longitud de Fuga específica	
	mm/kV fase-fase	mm/kV fase-tierra
Muy ligero	12.7	22
Ligero	16	27.8
Medio	20	34.7
Fuerte	25	43.3
Muy fuerte	31	53.7

Nota. Adaptada de la Tabla J.1 de la norma IEC 60815-1, 2008, p. 52.

2.1.6 Clasificación de las tensiones y sobretensiones

2.1.6.1 Tensión permanente o continua.

Es también conocido como la tensión a frecuencia industrial o de operación, esta se considera que presenta un valor r.m.s. (valor cuadrático medio) constante, que se aplica a cualquier par de terminales en los diferentes tipos de configuración del aislamiento (IEC 60071-1, 2019).

Está comprendido en un tiempo $T \geq 3.600s$.

2.1.6.2 Sobretensión temporal.

Se define como la sobretensión a frecuencia industrial de duración relativamente larga. Está comprendido en un tiempo entre $0.02 \leq T \leq 3.600s$ (IEC 60071-1, 2019).

2.1.6.3 Sobretensión transitoria.

Sobretensión de corta duración, en el rango de milisegundos a menos, oscilatoria o no oscilatoria, por lo general altamente amortiguado, se divide en: Sobretensión de frente lento, sobretensión de frente rápido, sobretensión de frente muy rápido y finalmente, sobretensión combinada (IEC 60071-1, 2019). Ver Figura 5

Figura 5

Tipos de tensiones y sobretensiones

Class	Low frequency		Transient		
	Continuous	Temporary	Slow-front	Fast-front	Very-fast-front
Voltage or over-voltage shapes					
Range of voltage or over-voltage shapes	$f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3.600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_1 \leq 3.600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5.000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_1 \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Standard voltage shapes	 $f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ T_1^a	 $48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	 $T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2.500 \mu\text{s}$	 $T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	a
Standard withstand voltage test	a	Short-duration power frequency test	Switching impulse test	Lightning impulse test	a

^a To be specified by the relevant apparatus committees.

Nota. Fuente Tabla 1, (IEC 60071-1, 2019)..

2.1.7 Conductores

Como parte de la implementación de las líneas de transmisión, se emplean conductores metálicos desnudos, las cuales se obtienen mediante cableado de hilos metálicos (alambres) alrededor de un hilo central (Bautista, 2021).

Estos conductores metálicos desnudos, deben tener las siguientes características:

- Baja resistencia (mínimas pérdidas Joule)
- Mínimo costo.
- Elevada resistencia mecánica

Cabe indicar que los materiales más empleados son los siguientes:

- Cobre
- Aluminio
- Aleación de aluminio

2.1.7.1 Conductor ACSR.

Estos conductores están compuestos por una o más capas de hilos de aluminio (1350 – H19) trenzado concéntricamente con un núcleo de acero galvanizado de alta resistencia (DIVISION & Revised, 2009).

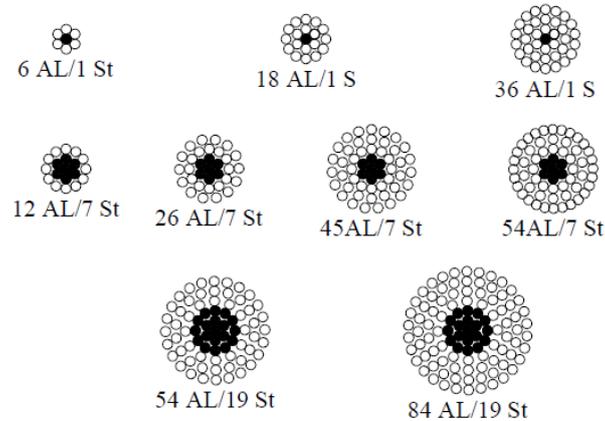
El núcleo puede ser un solo cable o un trenzado según el tamaño. Dada estas características se pueden emplear diversas combinaciones de trenzados de aluminio y acero, obteniendo así una amplia gama de capacidades de corriente y diversas características de resistencia mecánica. Ver Figura 6

Estos conductores fueron diseñados con la capacidad de soportar mayor carga mecánica, es decir, ser empleados en vanos largos.

Debido a su núcleo de acero, estos conductores soportan mejor los golpes y sobrefuerzos tales como caída de ramas, acumulación de hielo, incluso también en situaciones climáticas severas como los vientos fuertes, sin embargo, debido también a su núcleo de acero, estos conductores presentan una resistencia pobre a la corrosión (Prysmian Group, n.d.-b)

Figura 6

Composición de conductores ACSR



Nota. Fuente Bulletin 1724E-200, p. 99.

2.1.7.2 Conductor AAAC.

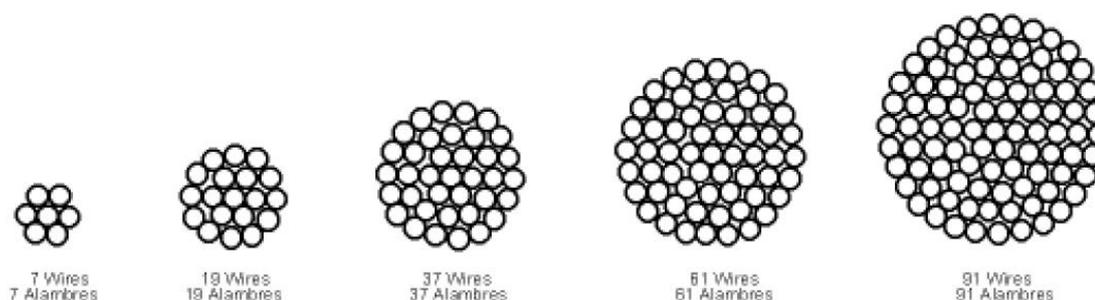
Estos conductores están compuestos por alambres de aleación de aluminio de alta resistencia 6201-T81, trenzados concéntricamente, de igual similitud en construcción y apariencia a los conductores de aluminio 1350 (DIVISION & Revised, 2009). Ver Figura 7

Presenta una fuerza comparable con los conductores ACSR. Además, al estar compuesto solo de aleación de aluminio, son muy útiles en condiciones ambientales con alta humedad, salinidad, acidez y contaminación, donde los conductores compuestos por acero presentarían problemas.

Por su relación flecha/tracción, hacen a este conductor ideal tanto en las redes de distribución y sistemas de transmisión aéreos. Pesan aproximadamente la mitad de un conductor de cobre con la misma conductividad, y además de un 20% menos que un conductor ACSR (Prysmian Group, n.d.-a).

Figura 7

Composición de conductores AAAC



Nota: fuente Catálogo PD Wire & Cable – All Aluminum Alloy Conductors 6201

2.1.7.3 Conductor ACAR.

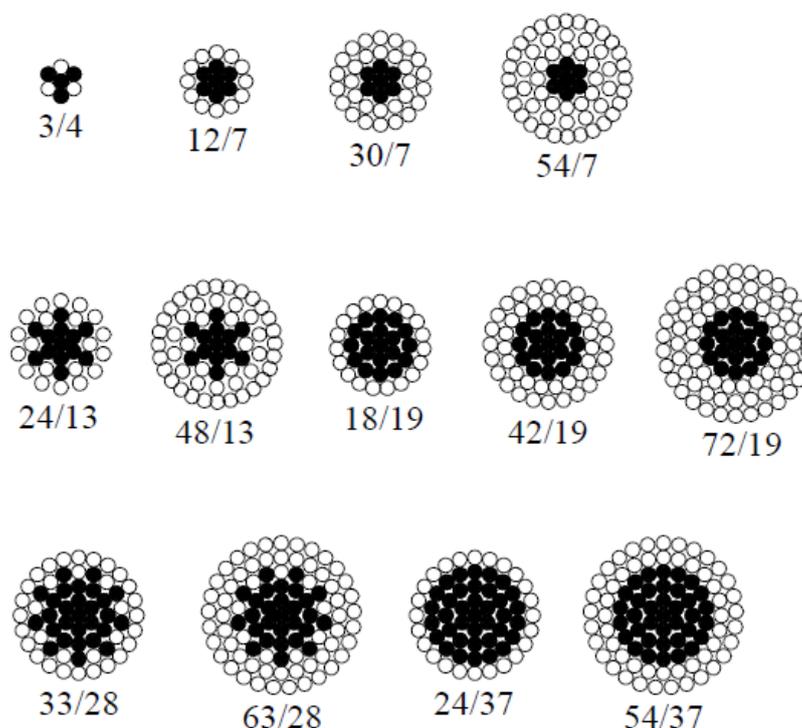
El conductor ACAR, está compuesto por hilos de aluminio 1350 reforzados por un núcleo de aleación 6201 de mayor resistencia. Dado que estos alambres de aleación se pueden emplear en diversas cantidades, permitirá lograr casi cualquier propiedad deseada de ambas aleaciones (conductores de alambres 1350 y 6201) tales como capacidad de corriente, capacidad de tensión, y longitud de vano (DIVISION & Revised, 2009). Ver Figura 8

Debido a su composición total de aluminio, estos conductores presentan una buena protección al medio ambiente, dando así una alta resistencia a la humedad, sales, acidez y contaminantes.

El uso de estos conductores permite obtener una mayor capacidad de corriente a menor peso en comparación con los conductores ACSR, y con una mejor resistencia en condiciones de humedad, salines, acidez y contaminación (Prysmian Group, n.d.).

Figura 8

Composición de conductores ACAR



Nota: fuente Bulletin 1724E-200, p. 101.

2.1.7.4 Conductores de alta temperatura

En los últimos años, han entrado en el mercado diversas tecnologías, entre ellos, los superconductores o conductores de alta temperatura, estos conductores tienen cierta ventaja con respecto a los conductores convencionales, entre ellas, cruces a grandes distancias, reducción del número de estructuras, al presentar menores flechas, sin embargo, su costo elevado sigue siendo un factor importante para implementarse en diversas líneas de transmisión.

Entre los conductores de alta temperatura, tenemos los siguientes: ACSS, TACSR, TACIR, GTACSR, ACCR, y ACCC

2.1.7.5 Capacidad térmica de los conductores.

La capacidad térmica del conductor, nos muestra hasta qué potencia se podrá transmitir sin afectar las propiedades mecánicas del conductor. La potencia de transmisión de un conductor, por capacidad térmica, está relacionada con el nivel de tensión, el material

que está formado este conductor, la sección, altitud de instalación (msnm), antigüedad, las condiciones ambientales y su ubicación geográfica.

Este cálculo de la capacidad térmica del conductor, está basada en el balance térmico, el cual debe de existir bajo las condiciones del equilibrio que describe que el calor ganado sea igual al calor perdido (IEEE 738, 2012)

Todo ello se representa en la Ecuación 1, descrita a continuación:

$$q_c + q_r = q_s + I^2 \cdot R(T_c) \quad (1)$$

Dónde:

- q_r : Calor perdido por radiación por unidad de longitud, (W/m).
- q_c : Potencia calorífica disipada por convección, (W/m).
- q_s : Potencia calorífica ganada por irradiación solar, (W/m).
- $I^2 \cdot R(T_c)$: Calor producido por efecto Joule a la temperatura T_c .
- $R(T_c)$: Resistencia eléctrica a la temperatura T_c de operación del conductor, (Ω/m).

Además, para el cálculo de la resistencia eléctrica $R(T_c)$, calor perdido (q_r), y potencias caloríficas q_c y q_s se tienen las siguientes ecuaciones:

$$R(T_c) = \left(\frac{R(T_{high}) - R(T_{low})}{T_{high} - T_{low}} \right) (T_{high} - T_{low}) + R(-T_{low}) \quad (2)$$

$$q_c = [1.01 + 1.35 \left(\frac{D \cdot \rho_f \cdot V_w}{\mu_f} \right)^{0.52}] k_f k_{angle} (T_c - T_a) \quad (3)$$

$$q_r = 17.8D \cdot \epsilon \cdot \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (4)$$

$$q_s = \alpha \cdot Q_{se} \cdot \sin(\theta) A' \quad (5)$$

Dónde:

- T_a : Temperatura ambiente del aire, ($^{\circ}\text{C}$).
- D : Diámetro del conductor, (m).
- ρ_f : Densidad relativa del aire, (kg/m^3).
- V_w : Velocidad de la corriente del aire sobre el conductor, (m/s).

- T_c : Temperatura máxima de operación del conductor, ($^{\circ}\text{C}$).
- k_{angle} : Factor de dirección del viento
- T_{low} : Temperatura inicial dada por el fabricante, ($^{\circ}\text{C}$).
- T_{high} : Temperatura final dada por el fabricante, ($^{\circ}\text{C}$).
- ε : Factor de emisividad.
- α : Factor de absorción.
- Q_{se} : Ganancia de calor solar.

La norma (IEEE 738, 2012), nos menciona que los valores de emisividad y absorción generalmente están correlacionados, con ambas aumentando con el tiempo y la contaminación atmosférica.

Además, la misma norma (IEEE 738, 2012), nos indica lo siguiente:

CIGRE [B8] sugiere si no se han realizado mediciones en campo, emplear un valor de absorción de no menos de 0.8, con una emisividad de no más de 0.1 por debajo de la absorción (p. 31).

Por otro lado, en referencia a lo indicado en (CIGRE, 2006), emplearemos valores conservadores de 0.7 para la emisividad y 0.9 para la absorción en nuestros cálculos para determinar la capacidad del conductor a límite térmico.

2.1.8 Pérdidas Eléctricas

2.1.8.1 Pérdidas por Efecto Corona.

Para determinar las pérdidas por efecto corona, se puede emplear diversas literaturas, cada una de ellas, describe ciertas ecuaciones, tales como:

- Peek.
- Petersen.
- Maruvada.
- Mombello – Maruvada.

Las dos primeras ecuaciones, se usan en zonas limpias, donde existe un buen tiempo y mal tiempo (lluvia). Mientras que la tercera ecuación, Maruvada, siendo esta una ecuación más moderna, está referido a un tiempo bueno en zonas pocas contaminadas.

La cuarta ecuación, Mombello – Maruvada Maruvada descrita en (Electric Power Research Institute, 2005) refleja mejor las pérdidas en zonas costeras contaminadas, tal es el caso de todo el trazo de ruta de nuestra línea de transmisión proyectada.

Por ello, emplearemos lo descrito en el capítulo 11 del libro en mención, para determinar las pérdidas por efecto corona que tendrá nuestra línea de transmisión. Ver numeral 3.7.7.

En la Ecuación 6, describiremos la ecuación propuesta para conductores individuales, mientras que en la Ecuación 7, para 02 conductores por fase.

$$P' = -59.8 + 42.5 \log (E_m) + 19.7 \log (d) - 21.9 \log (m) \quad (6)$$

$$P' = -71.7 + 46.7 \log (E_m) + 23.0 \log (d) - 33.2 \log (m) \quad (7)$$

Dónde:

- P': Pérdida por efecto corona en dB por encima de 1 W/m.
- Em: Gradiente de la superficie máxima del conductor, (kV/cm).
- d: Diámetro del conductor, (cm).
- m: Factor de irregularidad en la superficie del conductor, entre 0.2 a 0.8.

Además, para convertir las pérdidas P' (dBW/m) a las unidades en W/m, se tiene la Ecuación 8.

$$P = 10^{P'/10} \quad (8)$$

Teniendo en consideración la altitud, se tendrá que los valores de Em deben ser divididos por la densidad relativa del aire.

Cabe indicar que (COES, 2021), nos menciona que las pérdidas corona no se debe considerar como una limitante para la selección del conductor, dado que nos indica un límite por gradiente superficial, que indirectamente controlará una excesiva pérdida por efecto corona.

2.1.8.2 Pérdidas por Efecto Joule.

De acuerdo a lo indicado en (COES, 2021), las pérdidas por Efecto Joule serán calculadas considerando la capacidad de transmisión de la línea, además de un factor de potencia unitario y la resistencia eléctrica del conductor a una temperatura de 75 °C.

Con ello se tiene la ecuación 9, que nos permitirá medir estas pérdidas de energía.

$$P_{P\acute{e}rdidas} = \left(\frac{P_{ref}}{V_{nom}}\right)^2 \times \frac{R_{75^{\circ}C}}{P_{ref} \times N_{cf}} 100\% \quad (9)$$

Dónde:

- P_{ref} : Potencia de la línea, (MVA).
- N_{cf} : Número de conductores por fase.
- V_{nom} : Tensión nominal de la línea, (kV).
- $R_{75^{\circ}C}$: Resistencia del conductor a la máxima temperatura de operación, (Ω/km).

2.1.9 Mecánica de carga del conductor

Los cálculos mecánicos del conductor, empleará las ecuaciones de cambio de estado del conductor, de acuerdo a las distintas hipótesis de diseño (EDS, viento máximo, flecha máxima, mínima temperatura, entre otros). Estas hipótesis están relacionadas con la ubicación geográfica de la línea de transmisión, y cumplirá lo indicado en (MINEM, 2011).

Las ecuaciones que describirán estos cálculos mecánicos, son las mostradas a continuación:

$$A = T_f^3 + T_f^2 \cdot \left(\frac{d^2 \cdot W_i^2 \cdot E \cdot \text{Cos}^3 \phi}{24 S \sigma_i} + \alpha(t_2 - t_1) E S \text{Cos} \phi - S \sigma_i \right) \quad (10)$$

$$A = \frac{d^2 \cdot W_f^2 \cdot E \cdot S \cdot \text{Cos}^3 \phi}{24} \quad (11)$$

$$\text{Cos} \phi = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{H}{D}\right)^2}} \quad (12)$$

Dónde:

- T_f : Tiro horizontal final, (kg).

- d: Vano, (m).
- W_i : Peso unitario inicial, (kg/m).
- W_f : Peso unitario final, (kg/m)
- S: Sección del conductor, (mm²).
- t_2, t_1 : Temperatura final e inicial, (°C).
- α : Coeficiente de dilatación lineal, (1/°C).
- E: Modulo de elasticidad, (kg/mm²).
- H/D: Relación desnivel / vano

2.1.9.1 Cambio de Estado del conductor.

Se empleará el método de Cardán, para determinar los cambios de estado del conductor. Estarán expresadas mediante las siguientes ecuaciones:

$$X^3 + P.X + Q = 0 \quad (12)$$

$$P = \frac{W_i^2}{\sigma_i \cdot W_f^2} - \frac{24 \cdot \alpha \cdot S^2 \cdot (t_2 - t_1)}{d^2 \cdot W_f^2 \cdot \cos^2 \theta} + \frac{24 \cdot \sigma_i \cdot S^2}{d^2 \cdot W_f^2 \cdot E \cdot \cos^3 \theta} \quad (13)$$

$$Q = \frac{24 \cdot S^2}{d^2 \cdot W_f^2 \cdot E \cdot \cos^3 \theta} \quad (14)$$

2.1.10 Apantallamiento

Se entiende por apantallamiento, a las medidas utilizadas para disminuir el número de interrupciones que provocan las descargas atmosféricas (caídas de rayos), haciendo que estas descargas se deriven a tierra (Martínez, 2007).

2.1.10.1 Descargas atmosféricas.

Las descargas atmosféricas pueden incidir en una línea de transmisión, a través de dos maneras (Bautista, 2021).

- De manera directa sobre los conductores de fase, cables de guarda o sobre la estructura. Ver Figura 9 y Figura 10.
- De manera indirecta, es decir, cuando las descargas ocurren relativamente cerca de una línea de transmisión, originando consigo una sobretensión por inducción a través del aire. Ver Figura 11.

Figura 9

Descarga atmosférica sobre el conductor



Nota: fuente Notas de clases, Juan Bautista Ríos.

Figura 10

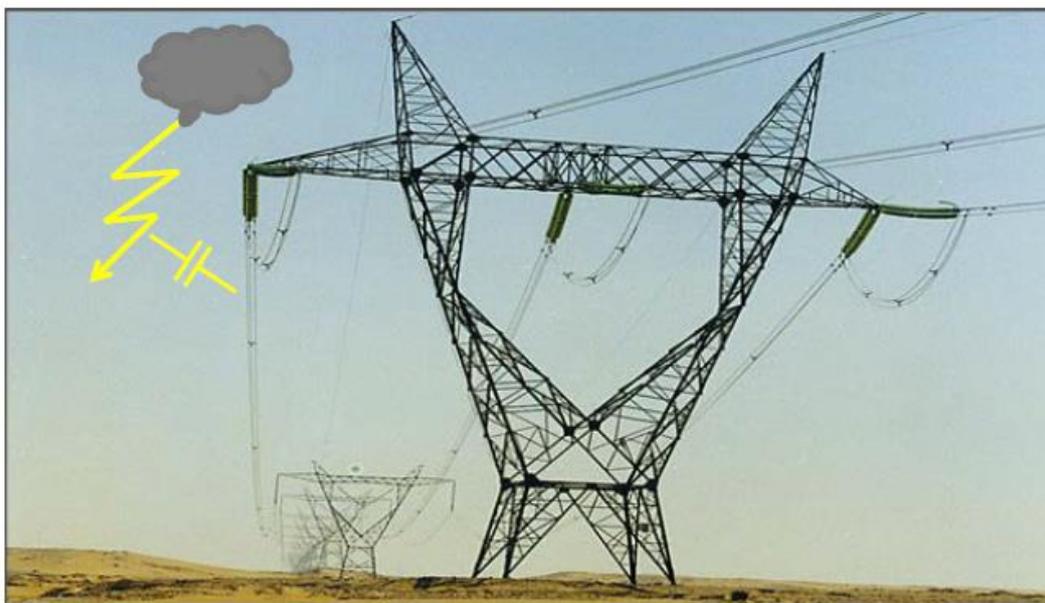
Descarga atmosférica sobre el cable de guarda



Nota: fuente Notas de clases, Juan Bautista Ríos.

Figura 11

Descarga atmosférica cercana a una línea de transmisión.



Nota: fuente Notas de clases, Juan Bautista Ríos.

2.1.10.2 Descargas de descargas (N_g).

La densidad de descarga, o también conocido como nivel ceraúnico, hace mención al número de días de tormenta al año, o al número de horas de tormenta.

Sin embargo, cabe indicar que estos datos no son exactamente conocidos, dado que para una misma área o región puede variar significativamente en años consecutivos (Bautista, 2021).

2.1.10.3 Tasa de salidas.

También llamado como tasa de fallas, de acuerdo a lo indicado en el Procedimiento Técnico N°20, se tiene que este número de fallas (debido al contorneo), ocasionadas por las sobretensiones de orígenes atmosféricos (descargas atmosféricas) sobre la línea, deberá ser igual o menor a lo indicado en la Tabla 3.

Tabla 3*Tasa máxima de salidas.*

Tensión nominal (kV)	Fallas de origen atmosférico de un circuito/100/km/año	
	Por falla de blindaje	Total
138 kV	0.02	3
220 kV	0.01	2
500 kV	0.01	1

Nota: fuente Procedimiento Técnico N°20, COES.

2.2 Marco conceptual

2.2.1 Sistema de Transmisión en el Perú

En nuestro país, el sistema de transmisión se da mediante el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), y los sistemas aislados (SS.AA.).

En la actualidad, ambos sistemas reúnen más de 30 000 km de líneas de transmisión, desde los niveles de 30 kV hasta los 500 kV. En la Tabla 4, se muestra un breve resumen sobre la composición de estas líneas de transmisión.

Tabla 4*Parque de Transmisión, 2022*

Empresas	Entidades	Total	Longitud total (km)
Transmisoras (30 - 500 kV)	23	249	17 632.914
Generadoras	35	157	3 296.713
Distribuidoras	15	430	8 525.439
Mineras, otros	39	97	2 072.91
Total	112	933	31 527.976

Nota: fuente <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/transmision/performance> (Performances de los sistemas de transmisión, OSINERGMIN).

Con respecto al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), esta está integrada por líneas del sistema principal y secundario de transmisión, así como también por líneas del sistema garantizado y complementario de transmisión.

En la Figura 12, mostraremos como ha ido creciendo el parque de transmisión peruano, en los últimos 16 años con respecto a las longitudes, así mismo, en la Figura 13, mostraremos el mismo crecimiento, pero con respecto a cantidades.

Figura 12

Evolución del parque de transmisión - km



Nota: fuente <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/transmision/performance> (Performances de los sistemas de transmisión, OSINERGMIN).

Figura 13

Evolución del parque de transmisión – Cantidades



Nota: fuente <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/transmision/performance> (Performances de los sistemas de transmisión, OSINERGMIN).

2.2.2 COES

Entidad privada sin fines de lucro conformada por todos los agentes del SEIN, cuyas decisiones son de carácter obligatorio para todos estos agentes.

2.2.3 Procedimientos Técnicos COES

Son procedimientos en materia de operación del Sistema Interconectado, y además de la administración del Mercado Eléctrico a corto plazo, propuesto en el artículo 13 de la Ley N° 28832.

2.2.3.1 Procedimiento Técnico N°20.

Determina los requisitos y procesos a seguir para la integración, modificación o retiro de instalaciones eléctricas del Sistema Interconectado, así como establecer las condiciones para la aprobación del inicio, suspensión o conclusión de operación comercial de unidades o centrales de generación.

2.2.4 Tensión máxima en la Red

Esto hace referencia al valor pico más elevado que puede llegar la tensión en un momento determinado. En nuestro país, el Procedimiento Técnico N° 20, nos indica que debemos considerar a este valor pico como un +5% de la tensión nominal.

2.2.5 Código Nacional de Electricidad, Suministro 2011

Aprobado con resolución ministerial N° 214-2011-MEM-DM, cuyos cambios son la consideración del nivel de tensión de 500 kV, así mismo esta versión aclara y precisa algunos aspectos relacionados con la seguridad.

2.2.6 Capacidad de carga

Cantidad de energía eléctrica que se puede transportar de manera segura sin sobrecalentamiento.

2.2.7 Gradiente superficial

Representa el campo eléctrico en la superficie del conductor producido por la interacción entre los conductores de la estructura.

2.2.8 Radio Interferencia

Interferencia Electromagnética que se restringe al intervalo de las frecuencias de radio.

2.2.9 Ruido Audible

Es el resultado de numerosas descargas corona no correlacionadas, lo que da como resultado un espectro ruido de banda ancha que cubre todo el rango de frecuencias audibles.

2.2.10 Corrosión

Fenómeno al que están expuestos algunos conductores debido a ciertas condiciones ambientales, tales como la humedad, agua salada o la contaminación atmosférica. Este fenómeno, que es muy recurrente en nuestras zonas costeras del país, hace que el conductor pierda su vida útil, y su rendimiento, debido que afecta su integridad y conductividad.

2.2.11 Efecto corona

Fenómeno que ocurre en conductores de alta tensión, debido a la producción de una ionización del aire circulante. Esto ocurre cuando hay una gran diferencia de potencial entre el conductor y su entorno, provocando así una formación de una descarga eléctrica visible y audible en forma de corona o halo luminoso alrededor del conductor. Ver Figura 14 y Figura 15.

Figura 14

Efecto corona en ensayos de laboratorio



Nota: fuente Efecto Corona sobre líneas de transmisión, CITE Energía.

Figura 15

Efecto corona en un sistema de transmisión



Nota: fuente Efecto Corona sobre líneas de transmisión, CITE Energía.

2.2.12 Efecto Joule

Este fenómeno hace referencia a la disipación de la energía en forma de calor, debido a la resistencia eléctrica presente en los conductores de la línea de transmisión, originando así pérdidas de energía y por lo tanto afectando al rendimiento de los conductores.

2.2.13 Barra de Referencia de Generación (BRG)

Esto hace referencia a la subestación más cercana al punto de conexión, entre la relación de subestaciones base, cuyos precios en Barra son publicados por OSINERGMIN.

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

3.1 Antecedentes

Se prevé la implementación de la central Solar Sumac Nina I, la cual generará energía eléctrica para ser inyectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Esta generación, será a partir del uso de energía solar fotovoltaica, proyectando una generación total de 446.81MW con una infraestructura de transmisión e interconexión al SEIN.

3.2 Ubicación del Proyecto

El parque de generación solar de Sumac Nina I, se ubicará en el departamento Arequipa, provincia de Camaná, distrito de Ocoña, aproximadamente a 36 km de la carretera Panamericana Sur, y a una altitud entre los 400 a 2000 msnm. Ver Figura 16.

Figura 16

Ubicación de la futura línea de transmisión 500 kV



Nota: Elaboración propia, adaptada del mapa geográfico del Perú.

Esta LT 500 kV a implementar, iniciará en el parque de generación, mediante la nueva SE Sumac Nina y tendrá como punto de conexión la ampliación de la SE Ocoña.

Así mismo, cabe indicar que esta línea de transmisión, en coordenadas UTM (WGS84), estará ubicada en la zona 18K, entre las coordenadas mostradas en la Tabla 5.

Tabla 5

Coordenadas UTM de la línea de transmisión.

Puntos de conexión	Este	Norte	Zona
Ampliación S.E. Ocoña 500 kV	710 088.00 m E	8 181 176.00 m S	18 K
S.E. Sumac Nina I	705 626.00 m E	8 215 730.00 m S	18 K

Nota: Coordenadas tomadas del GOOGLE EARTH.

En la Figura 17, podemos observar el recorrido que tendrá la línea de transmisión proyectada, cabe indicar que, para definir el trazo de ruta de esta línea proyectada, se debe tener en cuenta algunas consideraciones y criterios, tales como:

- Identificar líneas existentes, así como también, otras líneas proyectadas propuestas en los Planes de Transmisión, Estudios de Pre operatividad (EPO), y con ello, evitar los posibles cruces, o reducir el número de estas. Se recomienda que los ángulos de cruces tengan un ángulo entre 45° a 90°.
- Evitar que el trazo de ruta de la línea de transmisión, recorra zonas de posibles derrumbes por fallas geológicas, terrenos poco estables o que presenten pendientes pronunciadas.
- Una consideración importante, es evitar las zonas arqueológicas, las áreas naturales, dado que todo ello está protegido por el Ministerio de Cultura.
- En lo posible reducir el número de vértices, es preferible tener tramos rectos.
- El trazo de ruta debe presentar accesos adecuados, facilitando la operación y mantenimiento de esta, por ello, es importante identificar las carreteras, caminos afirmados o trochas carrózales cercana al área proyectada de la línea.
- Cabe indicar, que el aspecto social, es un gran factor a considerar, por ello, evitar aproximarse a áreas pobladas.

Figura 17

Recorrido de la futura línea de transmisión 500 kV.



Nota: Elaboración propia realizada en GOOGLE EARTH.

3.3 Condiciones ambientales

El área donde se implementará la futura línea de transmisión 500 kV, presentará un clima típico a las zonas costeras del país, tal como se puede observar en la Tabla 6.

De acuerdo a (MINEM, 2011), y teniendo altitudes que estarán entre los 400 hasta los 2000 msnm, la línea de transmisión se ubicará en la zona de carga C, tabla 250-1. A y en la zona de carga del Área 0, tabla 250-1. B. Sin embargo, se tomará las condiciones ambientales más exigente entre ambas zonas.

Tabla 6

Características climáticas de la línea de transmisión 500 kV.

Descripción	Unidad	Valor
Temperatura Máxima	°C	35
Temperatura Media	°C	27
Temperatura Mínima	°C	13
Velocidad del viento máxima	m/s	26

Nota: Las temperaturas ambientales dadas, han sido tomadas según datos históricos de líneas de transmisión existentes cercanas al área del recorrido de la futura línea de transmisión. La velocidad del viento de acuerdo a lo indicado en la tabla 250-1-B del Código Nacional de Electricidad, Suministro 2011.

3.4 Características generales de la futura línea de transmisión

Las características generales de la línea de transmisión 500 kV Ocoña – Sumac Nina, se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7

Características generales de la línea de transmisión 500 kV.

Descripción	Unidad	Valor
Tensión nominal	kV	500
Tensión máxima	kV	550
Tipo de Estructuras	-	Metálicas
Nº de ternas	-	01
Nº de cables de guarda	-	02
Disposición de conductores	-	Flat Horizontal
Longitud aproximada	km	38.5
Altitud máxima	msnm	2000

Nota: Estas características indicadas, serán tomadas en consideración a lo largo del desarrollo del presente trabajo.

3.4.1 Presión del viento en la línea de transmisión

La presión de viento que actuará sobre los distintos componentes de la futura línea de transmisión, se obtendrá de acuerdo a lo indicado en (MINEM, 2011), Regla 250.C, mediante la siguiente ecuación:

$$P_V = k.V^2.S_f.A \quad (15)$$

Dónde:

- P_V : Presión de viento, (kN).
- k : constante de presión, 0.613 para altitudes hasta 3000 msnm y 0.455 para altitudes mayores a 3000 msnm.
- V : Velocidad del viento, 26 m/s.
- S_f : Factor de forma que dependerá del componente, descritos en las Reglas 251.A.2 y 252.B.2 de (MINEM, 2011).

De lo indicado, se tiene la Tabla 8, que nos muestra los valores de presión de viento o cargas de viento horizontales, que se aplicará en los conductores, cables de guarda, aisladores y estructuras.

Tabla 8

Presiones de viento en la línea de transmisión.

Componente	Unidad	Valor
Estructuras metálicas	Kg/m ²	135.22
Conductor	Kg/m ²	42.26
Cables de guarda	Kg/m ²	42.26
Cadena de aisladores	Kg/m ²	42.26

Nota: Estos valores de presión de viento (Kg/m²), serán tomados en consideración en los cálculos posteriores del presente trabajo

3.4.2 Distancias mínimas de seguridad (DMS)

Para obtener las mínimas distancias verticales del conductor al terreno, se considerará lo indicado en la Tabla 232-1 de (MINEM, 2011), cabe indicar que estos valores están dados para una tensión de 23 kV, y una altitud hasta los 1000 msnm, por ello se hará las correcciones respectivas considerando nuestro nivel de tensión 500 kV, y nuestra altitud máxima de 2000 msnm.

Con ello, se obtiene la Tabla 9, mostrada a continuación:

Tabla 9

Distancias mínimas de seguridad

Descripción	Unidad	Valor
Al cruce de carreteras y avenidas	m	12.8
Al cruce de caminos, calles y otras áreas	m	12.3
Al cruce de espacios y vías peatonales no transitadas por vehículos	m	10.8
Al cruce de calles o caminos en zonas rurales	m	12.3
A lo largo de carreteras o avenidas	m	12.3
A lo largo de caminos, calles o callejones	m	11.8

Nota: Por recomendación del Procedimiento Técnico N°20, estas distancias mencionadas deberán incrementarse en 0.3m (30cm).

3.5 Selección del conductor

3.5.1 Normas Técnicas

Para la selección del conductor, se deberá seguir las indicaciones y recomendaciones de los siguientes códigos, referencias y/o normas:

- Código Nacional de Electricidad, Suministro 2011 (R.M. N° 214-2011-MEM/DM).
- Código Nacional de Electricidad, Utilización 2006 (R.M. N° 037-2006-MEM/DM)
- Procedimiento Técnico N°20, COES.
- IEEE 738, 2012, Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors.
- EPRI Transmission Line Reference Book – 200 kV and above, third edition.

Para los casos donde se dé divergencia entre lo descrito, se tomará en consideración la condición más exigente.

3.5.2 Metodología

Para determinar la sección óptima del conductor a implementar en la línea de transmisión 500 kV, se realizará una evaluación de la máxima capacidad térmica a 75°C, así mismo, se determinará los límites permisibles de acuerdo a las normas nacionales e internacionales establecidas de gradiente superficial, campo eléctrico y magnético, así como también de la radio interferencia y ruido audible que deberá cumplir el conductor.

Además de ello, se realizará la evaluación de las pérdidas por efecto joule y pérdidas por efecto corona que sufrirá los conductores preseleccionados. Con esta evaluación, se harán proyecciones de acuerdo a la demanda, calculando costos totales de la línea para cada conductor preseleccionado.

3.5.3 Preselección de los conductores

Considerando la zona del proyecto donde se instalará la línea de transmisión 500 kV, se preseleccionará el conductor tipo ACAR, dado que estos conductores tienen un excelente compartimiento en lugares con presencia de corrosión y carencias de lluvias como sucede en estos tipos de zonas.

En función a lo descrito, se realizará el análisis para los siguientes conductores tipo ACAR, las cuales se adaptan a las características ambientales presentes en todo el recorrido de la línea de transmisión proyectada.

- ACAR 650 MCM, número de hilos 30/7.
- ACAR 700 MCM, número de hilos 18/19.
- ACAR 800 MCM, número de hilos 18/19.
- ACAR 850 MCM, número de hilos 18/19.
- ACAR 900 MCM, número de hilos 18/19.
- ACAR 950 MCM, número de hilos 18/19.
- ACAR 1000 MCM, número de hilos 18/19.

Para cada conductor preseleccionado, se considerará 04 conductores por fase.

3.5.4 Evaluación de la capacidad térmica

3.5.4.1 Capacidad de transmisión.

La potencia suministrada de la central solar fotovoltaica Sumac Nina es de 446.81 MW (CESEL Ingenieros, 2023). Por ello, el conductor seleccionado deberá soportar como mínimo dicha capacidad.

3.5.4.2 Ampacidad.

Se determinará la Ampacidad del conductor en condiciones de límite térmico, donde la temperatura del conductor no debe superar los 75°C, estos procedimientos están basados en (IEEE 738, 2012) descrita en el ítem 2.1.7.4 del presente documento.

Para los cálculos de la relación corriente – temperatura de los conductores preseleccionados, se empleará el software especializado PLS CADD, y los reportes serán mostrados en el Anexo 1.

Los datos de entrada ingresados al software PLS CADD, se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10*Datos de entrada.*

Descripción	Unidad	Valor
Latitud media de la línea de transmisión	°	-16.3
Altitud máxima	msnm	2000
Azimut media de la línea de transmisión respecto al Norte	°	90
Tipo de atmósfera	-	Industrial
Temperatura máxima del aire	°C	35
Velocidad del viento	m/s	0.61
Coefficiente de emisividad	-	0.7
Coefficiente de absorción	-	0.9
Ángulo entre viento y eje de conductor	°	90

Nota: Estos valores están relacionados a la ubicación geográfica del presente trabajo.

Con ello, se procedió a determinar la Ampacidad a la máxima temperatura de operación, 75°C, para cada conductor preseleccionado, y obteniendo así los siguientes resultados mostrados en la Tabla 11.

Tabla 11*Capacidad térmica de los conductores.*

Conductor (MCM)	Ampacidad a 75°C	Capacidad (MVA)	Capacidad 4c/f (MVA)
ACAR 650 - 30/7	599.6	518.65	2074.62
ACAR 700 - 18/19	613.3	530.5	2122.02
ACAR 800 – 18/19	641	554.47	2217.86
ACAR 850 - 18/19	664.5	574.79	2299.17
ACAR 900 - 18/19	690	596.85	2387.4
ACAR 950 - 18/19	714.5	618.04	2472.17
ACAR 1000 - 18/19	735.7	636.38	2545.52

Nota: De acuerdo a la tabla anterior, todas las secciones de conductores ACAR preseleccionados cumplen con la potencia requerida de 470.33 MVA.

3.5.5 Evaluación del Gradiente Superficial

De acuerdo a las recomendaciones de (COES, 2021), nos indica que el valor máximo de gradientes superficial en los conductores no supere 18.5 kVrms/cm para zonas menores a los 1000 msnm. En zonas con altitudes mayores a 1000 msnm, este valor deberá corregirse por altitud. Para la corrección por altitud, se utilizará la ecuación recomendada en el capítulo 8 de (Electric Power Research Institute, 2005), la cual se indica a continuación:

$$E_c = m_s \cdot m \cdot 21,1 \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta \cdot r_c}}\right) \quad (16)$$

Dónde:

- m_s : margen de seguridad.
- m , factor de irregularidad del conductor.
- δ : Densidad relativa del aire, ver numeral 3.7.3.1.
- r_c : Radio del conductor, (cm).
- E_c : Gradiente crítico, (kVrms/cm)

En conformidad con las buenas prácticas, se considerará un margen de seguridad, del 10% entre el valor del gradiente límite y el calculado.

Para obtener el factor de irregularidad, propia de cada conductor, se partirá del límite de gradiente crítico de 18.5 kVrms/cm, y la densidad relativa a 1000 msnm. Con ello, obtenemos lo siguiente:

$$18.5 = m \cdot 21,1 \cdot \delta_{1000 \text{ msnm}} \cdot \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta_{1000 \text{ msnm}} \cdot r_c}}\right) \quad (17)$$

Así mismo, para determinar el gradiente en la superficie de los conductores, se empleará la metodología descrita en (Knapper, 2008), cuyas ecuaciones se muestran a continuación:

$$E = \frac{Q_i}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \cdot \frac{1}{m \cdot r} \cdot \left(1 + \frac{(m-1) \cdot r}{r_h}\right) \quad (18)$$

Dónde:

- Qi: Matriz de cargas, producto vectorial de la matriz de capacitancia [C], con la matriz de tensiones [V].
- m: Número de subconductores, 4.
- r: Radio del conductor, (cm)
- rh: Radio equivalente, (cm).

Para el caso del radio equivalente, rh, este se puede determinar mediante la Ecuación 19. Cabe resaltar, que es importante conocer la disposición de conductores y cables de guarda de la silueta de la línea de transmisión. Ver numeral 4.4.

$$rh = \frac{\Delta}{2 \operatorname{seno} \left(\frac{\pi}{m} \right)} \quad (19)$$

Dónde:

- rh: Radio equivalente, (cm).
- Δ: Separación entre subconductores, 4.57 cm.
- m: Número de subconductores por fase, 4.

Tabla 12

Gradiente superficial en los conductores.

Conductor (MCM)	Diámetro cm	m	E kVrms/cm	Ec kVrms/cm	Comentarios
ACAR 650 - 30/7	2.26	0.768	16.99	14.90	Supera el límite de gradiente Ec
ACAR 700 - 18/19	2.45	0.776	15.87	14.91	Supera el límite de gradiente Ec
ACAR 800 – 18/19	2.61	0.781	15.06	14.90	Supera el límite de gradiente Ec
ACAR 850 - 18/19	2.70	0.784	14.69	14.91	Menor al límite de gradiente Ec
ACAR 900 - 18/19	2.77	0.786	14.33	14.89	Menor al límite de gradiente Ec
ACAR 950 - 18/19	2.85	0.788	14.00	14.88	Menor al límite de gradiente Ec
ACAR 1000 - 18/19	2.92	0.790	13.73	14.88	Menor al límite de gradiente Ec

Nota: Podemos observar que el mínimo conductor que no supera el límite de gradiente superficial Ec, valor corregido por la altitud del estudio, es el conductor ACAR 850 MCM. Ver Anexo 2.

3.5.6 Pérdidas por Efecto Joule

Para la capacidad de potencia nominal de la línea de transmisión 500 kV Ampliación SE Ocoña – SE Sumac Nina, indicada en el numeral 3.5.4.1, se determinará el nivel máximo de pérdidas por Efecto Joule por unidad de longitud, empleando la Ecuación 9 descrita en el numeral 2.1.8.2. Con ello se obtiene la Tabla 13.

Tabla 13

Pérdidas Joule en los conductores

Conductor (MCM)	Potencia (MVA)	Nº de sub conductores	R 75 °C Ohm/km	Longitud km	Tensión kV	Pérdidas %/ km
ACAR 650 - 30/7	470.33	04	0.110	38.5	500	0.013%
ACAR 700 - 18/19	470.33	04	0.107	38.5	500	0.013%
ACAR 800 – 18/19	470.33	04	0.094	38.5	500	0.011%
ACAR 850 - 18/19	470.33	04	0.088	38.5	500	0.011%
ACAR 900 - 18/19	470.33	04	0.083	38.5	500	0.010%
ACAR 950 - 18/19	470.33	04	0.080	38.5	500	0.010%
ACAR 1000 - 18/19	470.33	04	0.075	38.5	500	0.009%

Nota: Para fines prácticos se establecerá 4% como límite de pérdidas de potencia por Efecto Joule.

Podemos observar que todas las secciones de conductores preseleccionados, presentan pérdidas por Efecto Joule por debajo del límite indicado.

3.5.7 Pérdidas por Efecto Corona

Para determinar las pérdidas por Efecto Corona de nuestra línea de transmisión, emplearemos las ecuaciones de Mombello – Maruvada, descritas en el numeral 2.1.8.1, sin embargo, al no estar definido una ecuación para 04 conductores por fase, como es el caso de nuestra línea de transmisión, adoptaremos estas pérdidas por Efecto Corona como una aproximación del doble de pérdidas si tuviésemos 02 conductores por fase descritas en la ecuaciones 7 y 8. Con ello, obtenemos la Tabla 14, que nos mostrará estas pérdidas corona para cada haz de conductor preseleccionado.

Cabe indicar, que se consideró un valor conservador de m: 0.4, además, se consideró los valores de gradiente superficial corregidas por altitud, indicadas en la Tabla 12.

Tabla 14*Pérdidas Corona en los conductores*

Conductor (MCM)	Tensión kV	diámetro cm	m	E kVpico/cm	Pérdidas corona
ACAR 650 - 30/7	500	2.36	0.4	24.03	57.06
ACAR 700 - 18/19	500	2.45	0.4	22.44	45.13
ACAR 800 - 18/19	500	2.61	0.4	21.30	41.26
ACAR 850 - 18/19	500	2.70	0.4	20.77	39.38
ACAR 900 - 18/19	500	2.77	0.4	20.27	37.50
ACAR 950 - 18/19	500	2.85	0.4	19.80	35.73
ACAR 1000 - 18/19	500	2.92	0.4	19.42	34.65

Nota: Pérdidas Corona en W/m

Se observa que estas pérdidas por Efecto Corona, están relacionadas directamente con los niveles de gradiente superficial determinados en el numeral 3.5.5, corroborando lo indicado en (COES, 2021).

3.5.8 Análisis Económico del conductor

Se considerará las pérdidas de energía (Efecto Joule) determinadas en el ítem 3.5.6, y las pérdidas por Efecto Corona determinadas en el numeral 3.5.7. Con ello, se proyectará estas pérdidas según las proyecciones de demanda

Se determinará los costos totales para la implementación de la línea de transmisión para cada sección de conductor preseleccionado.

El análisis económico se efectuará con la metodología del valor presente del flujo de costos totales (costos por inversión, costos por pérdidas, y el valor de estas instalaciones), para un período correspondiente al tiempo de operación de la línea, 30 años, a una tasa de descuento de 12% anual.

Cabe indicar que, no hay Barra de Referencia de Generación (BRG) para el nivel de 500 kV, por ello, la valorización de pérdidas, se determinará considerando los precios de barra de 220 kV, publicado en el Informe Técnico (Osinermin, 2022), para el período mayo 2022 – abril 2023.

3.5.8.1 Evaluación de costos de pérdidas en conductores.

Para evaluar estos costos de pérdidas (Efecto Joule y Efecto Corona), en los 07 casos de conductores ACAR definidos, se considerará los precios a nivel de generación de las barras de las subestaciones vigentes, sin embargo, al no presentar BRG en 500 kV como lo mencionado en el numeral 3.5.8, consideraremos como referencia la barra de Marcona en 220 kV.

Los precios en barra de la SE Marcona en 220 kV, son las siguientes:

- Precio de potencia media, S/. 21,35 /kW-mes.
- Precio de energía media en hora punta, S/. 0,1995 /kW.h.
- Precio de energía media fuera de punta, S/. 0,1960 /kW.h.

Además, del mismo Informe Técnico de Fijación de Precios en Barra, se tiene los siguientes costos:

- Costos de Energía, 53.23 USD/ MWh.
- Costos de potencia, 71 161.66 USD/ MW – año.

Los costos de pérdidas tanto por Efecto Joule y por Efecto Corona, para cada haz de conductor preseleccionado, serán mostrados en el Anexo 3.

3.5.8.2 Costos para implementar la línea de transmisión.

Para determinar estos costos, se tomará en consideración estimaciones utilizando como referencia el precio real de una línea de transmisión en 500 kV.

La metodología está basada de acuerdo a las indicaciones de (Knapper, 2008), y está expresada en la Ecuación 20:

$$Kd = KF \cdot \left(60 + 0.4 \cdot U + \frac{A}{2.5} \cdot \sqrt[4]{n} \right) \cdot \frac{NT}{2} \quad (20)$$

Dónde:

- Kd: Precio por kilómetro de una LT, en este caso el precio de una LT de 500 kV.
- KF: Factor calculado para ajustar el costo por kilómetro de la línea de transmisión, en función al costo por kilómetro de una línea de transmisión peruana.
- U: Tensión nominal, 500 kV.

- n: Número de subconductores por fase, 4.
- A: Sección del conductor, (mm²)
- NT: Número de ternas, 1.

Para el precio por kilómetro de una línea de transmisión 500 kV (Kd), tomaremos como referencia la última actualización de la base de datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión publicado por OSINERGMIN (Resolución N° 171-2014-OS/CD).

Con ello, seleccionaremos el costo total sin IGV (US\$ 127 683 796.15) de una línea costera de 500 kV, ubicada en la costa rural (Código - LF-500COR0TAS2C4500A) de similares características a nuestra línea de transmisión proyectada, obteniendo así un valor de Kd: 255 367.6 US\$/km.

Los costos de implementación de las líneas de transmisión 500 kV, para cada haz de conductor ACAR preseleccionado, serán mostrados en el Anexo 4.

3.5.8.3 Evaluación económica del conductor.

Se procederá con determinar el costo total por tipo de conductor ACAR preseleccionado, considerando el costo total de implementación de la línea (inversión inicial + costo de mantenimiento), las pérdidas totales en la línea (pérdidas joule + pérdidas corona).

El caso base se analizará para 30 años, tiempo de operación estimado de la línea de transmisión que se implementará, y con una tasa de 12% de interés.

En la Tabla 15, se muestra la relación de costos totales por cada tipo de conductor analizado, considerando las indicaciones dadas anteriormente.

Tabla 15*Evaluación económica en los conductores*

Conductor (MCM)	Sección (mm²)	Costo de LT (US\$)	Costo de Pérdidas (US\$)	Costo Total (US\$)	Relación
ACAR 650 - 30/7	329	10,032,198	11,157,976	21,190,174	100.00%
ACAR 700 - 18/19	355	10,362,949	8,342,191	18,705,141	88.27%
ACAR 800 - 18/19	405	10,999,010	7,589,110	18,588,121	87.72%
ACAR 850 - 18/19	431	11,329,762	7,243,516	18,573,277	87.65%
ACAR 900 - 18/19	456	11,647,792	6,878,939	18,526,732	87.43%
ACAR 950 - 18/19	481	11,965,823	6,560,775	18,526,598	87.43%
ACAR 1000 - 18/19	507	12,296,574	6,345,820	18,642,394	87.98%

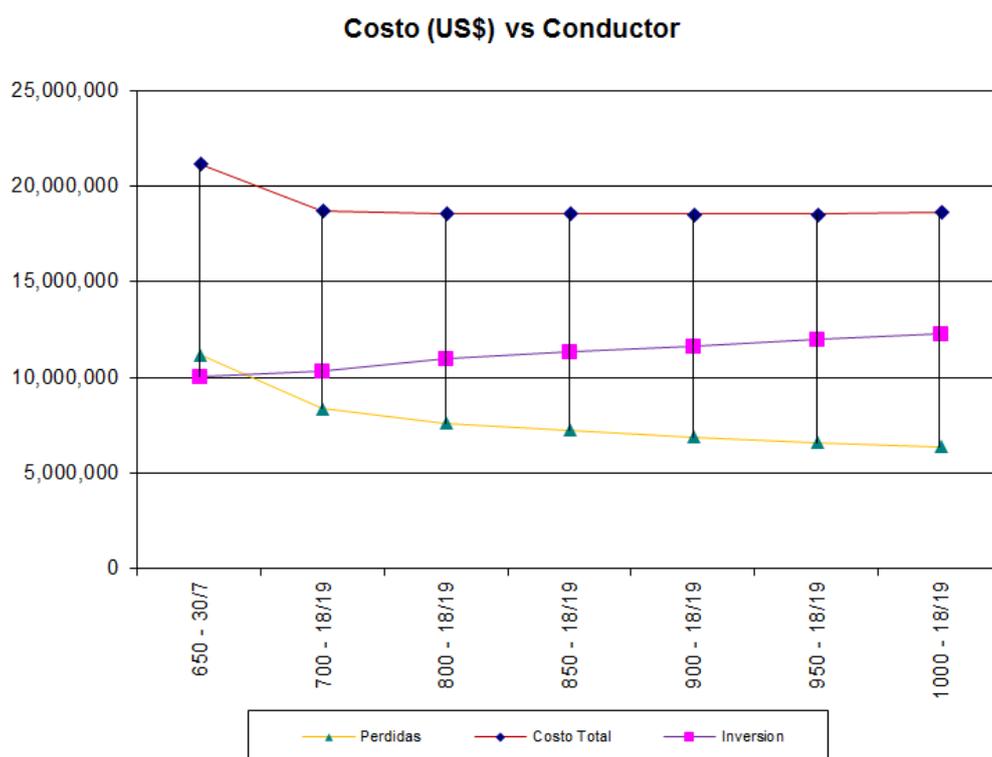
Nota: Elaboración propia, ver Anexo 4 para mayor detalle.

Podemos observar, que el conductor ACAR 850 MCM, presenta un costo total aproximado de US\$ 18 573, 277. El costo de este conductor ACAR, en relación con las otras secciones de conductores que cumplen con el límite del gradiente crítico, representa una menor inversión.

Además, para una mejor apreciación de esta evaluación económica, la Figura 18 muestra la relación Costo (US\$) / Conductor.

Figura 18

Evaluación económica del conductor



Concluido el análisis económico del conductor, además de la evaluación de la capacidad térmica del conductor, mostradas en el numeral 3.5.4, y de la evaluación del gradiente superficial, del numeral 3.5.5, podemos seleccionar al conductor ACAR 850 MCM, como el conductor a implementar en la línea de transmisión, sin embargo, es necesario también evaluar los límites de campo eléctrico y magnético, radio interferencia y ruido audible para este conductor ACAR 850 MCM.

3.5.9 Campo Eléctrico y Magnético

De acuerdo a lo indicado en (MINEM, 2011), Regla 212, los valores máximos de radiaciones no ionizantes referidas a los campos eléctricos (intensidad de campo eléctrico) y magnéticos (densidad de flujo magnético), se muestran en la Tabla 16. Cabe indicar, que estos valores de radiaciones no ionizantes, establecidos en dos zonas (exposición ocupacional y poblacional), no se deben superar a una frecuencia 60 Hz.

Tabla 16*Niveles de campo eléctrico y magnético.*

Tipo de Exposición	Intensidad de Campo Eléctrico kV/m	Densidad de Flujo Magnético μT
Población	4.2	83.3
Ocupacional	8.3	416.7

Nota: Fuente Regla 212 del Código Nacional de Electricidad, Suministro 2011, p. 88.

Para determinar estas radiaciones no ionizantes en nuestra línea de transmisión, consideraremos las dimensiones de la silueta de estructura, además de ello, dado la ubicación geográfica de la línea, consideraremos los niveles dados por la zona de exposición ocupacional.

Emplearemos la metodología del subprograma APLET de (Electric Power Research Institute, 2005). Con ello, obtenemos los niveles de radiaciones ionizantes mostradas en la Tabla 17. Los cálculos se mostrarán en el Anexo 5.

Tabla 17*Campo eléctrico y magnético en el conductor*

Conductor	Intensidad de Campo Eléctrico kV/m	Densidad de Flujo Magnético μT
ACAR 850 MCM	1.02	1.95

Nota: Podemos observar que el conductor ACAR 850 MCM, presenta límites menores a lo indicado por el Código Nacional de Electricidad.

3.5.10 Radio Interferencia y Ruido Audible**3.5.10.1 Radio Interferencia.**

De acuerdo a lo indicado en (COES, 2021), nos dice que la radio interferencia deberá cumplir con las siguientes normativas vigentes: IEC CISPR 18-1, IEC CISPR 18-2 e IEC CISPR 18-3.

(Electric Power Research Institute, 2005), en el capítulo 9, nos indica valores límites de radio interferencia ($\text{dB}\mu\text{/m}$), entre los diferentes niveles de tensión. En la Tabla 18, se muestra estos máximos valores de radio interferencia por nivel de tensión.

Tabla 18*Límites de radio interferencia, 0.15 – 30 MHz.*

Tensión nominal fase - fase kV/m	Radio Interferencia dB μ /m
Por debajo de 70 kV	43
70 kV – 200 kV	49
200 kV – 300 kV	53
300 kV – 400 kV	56
400 kV – 600 kV	60
600 kV – 800 kV	63

Nota: Adaptado de la tabla 9.3-3 del (Electric Power Research Institute, 2005).

Para determinar el nivel de radio interferencia de nuestra línea de transmisión, emplearemos la metodología del subprograma APPLET del (Electric Power Research Institute, 2005). Con ello, obtenemos los niveles de radio interferencia mostrada en la Tabla 19. Los cálculos se mostrarán en el Anexo 6.

Tabla 19*Radio interferencia en el conductor.*

Conductor	Radio Interferencia dB μ /m
ACAR 850 MCM	50.2

Nota: Podemos observar que el conductor ACAR 850 MCM, presenta un límite menor a lo indicado en la Tabla 18.

3.5.10.2 Ruido Audible.

(MINEM, 2006), nos indica lo siguiente con respecto al ruido audible:

El Reglamento de “*Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido*” - D.S. N° 085-2003-PCM, establece los estándares nacionales de calidad ambiental para ruido y los lineamientos para no excederlos, con el objetivo de proteger la salud, mejorar la calidad de vida de la población y promover el desarrollo sostenible. En la Tabla C1 se dan los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido (C3.3, p. 733).

De ello, la Tabla 20 , nos muestra estos estándares nacionales de Calidad Ambiental para Ruido, para cuatro diferentes áreas de aplicación. En el caso de nuestra línea de transmisión, para fines comparativos, podremos considerarlo dentro de la zona comercial.

Tabla 20

Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido

Zonas de Aplicación	Horario Diurno dB	Horario Nocturno dB
Zona de protección Especial	50 dB	40 dB
Zona Residencial	60 dB	50 dB
Zona Comercial	70 dB	60 dB
Zona Industrial	80 dB	70 dB

Nota: Adaptada de la tabla C.1 del Código Nacional de Electricidad, Suministro 2006.

Para determinar el nivel de ruido audible de nuestra línea de transmisión, emplearemos la metodología del subprograma APLET de (Electric Power Research Institute, 2005). Con ello, obtenemos los niveles de ruido audibles mostrados en la Tabla 21. Los cálculos se mostrarán en el Anexo 6.

Tabla 21

Ruido audible para el conductor ACAR

Conductor	Horario Diurno dB
ACAR 850 MCM	49.6 dB

Nota: Podemos observar que el conductor ACAR 850 MCM, presenta un límite menor a lo indicado en la Tabla 20.

3.5.11 Cálculos mecánicos en el conductor

Con los análisis realizados anteriormente, se concluye que el conductor ACAR 850 MCM 18/19, es el conductor óptimo para implementar en nuestra línea de transmisión 500 kV, cumpliendo con la potencia requerida por la CSF, así como también con los límites máximos permitidos en nuestro país, tales como el gradiente superficial, campo eléctrico y

magnético, ruido audible y radio interferencia, y menores costos en la evaluación económica.

Una vez concluido estos análisis y obtenido el conductor de la línea de transmisión, determinaremos sus capacidades mecánicas, tales como tiros horizontales, flechas, y los vanos admisibles que soportará este conductor para las diversas hipótesis descritas en el numeral 2.1.9.

3.5.11.1 Consideraciones.

Para las hipótesis de diseño, consideraremos lo indicado en (MINEM, 2011), Tabla 250-1-B, para las condiciones del Área 0. Además de ello, tenemos las siguientes consideraciones descritas a continuación:

- El esfuerzo unitario o EDS (Every Day Stress) del conductor, tanto para la condición inicial como la condición final, cumplirá lo indicado en la regla 261.H.2.b (MINEM, 2011).
- El EDS considerado para el conductor ACAR 850 MCM, será del 18% para la condición final.
- Para la presión de viento, se considerará lo determinado en el numeral 3.4.1.
- Las hipótesis de diseño, serán calculadas para vanos entre 50 m a 1000 m.

3.5.11.2 Hipótesis de diseño del conductor.

Las hipótesis de diseño se definen en base a la ubicación de la línea, de acuerdo a lo indicado en (MINEM, 2011), para el presente estudio se consideran las siguientes hipótesis:

Hipótesis I, EDS:

- Presión de viento, 0 kg/m².
- Temperatura media, 27 °C.
- Esfuerzo unitario, 18% en la condición final. Ver Tabla 22

Hipótesis II, Viento Máximo:

- Presión de viento, 42.26 kg/m².

- Temperatura media, 10 °C, Ver Tabla 23

Hipótesis III, Flecha Máxima:

- También conocida como temperatura máxima.
- Presión de viento, 0 kg/m².
- Temperatura máxima de operación del conductor, 75 °C. Ver Tabla 24

Hipótesis IV, Temperatura mínima:

- Presión de viento, 0 kg/m².
- Temperatura mínima, 13 °C. Ver Tabla 25

Hipótesis V, Oscilación de la cadena:

- Esta hipótesis sigue la regla 233.A.1 de (MINEM, 2011).
- Flecha final sin carga ni viento.
- Presión de viento, 29.57 kg/m² (290 Pa).
- Temperatura mínima, 25 °C. Ver Tabla 26.

Tabla 22

Resultados del cálculo mecánico, Hipótesis I.

Vano, m	Esfuerzo, kg/mm ²	Tiro Horizontal, kg	Flecha, m	Parámetro, m
50	4.06	1749.06	0.21	1475.13
100	4.06	1749.06	0.85	1475.13
150	4.06	1749.06	1.91	1475.13
200	4.06	1749.06	3.39	1475.13
250	4.06	1749.06	5.30	1475.13
300	4.06	1749.06	7.63	1475.13
350	4.06	1749.06	10.38	1475.13
400	4.06	1749.06	13.56	1475.13
450	4.06	1749.06	17.16	1475.13
500	4.06	1749.06	21.18	1475.13
550	4.06	1749.06	25.63	1475.13
600	4.06	1749.06	30.51	1475.13
650	4.06	1749.06	35.80	1475.13
700	4.06	1749.06	41.52	1475.13
750	4.06	1749.06	47.67	1475.13
800	4.06	1749.06	54.23	1475.13
850	4.06	1749.06	61.22	1475.13
900	4.06	1749.06	68.64	1475.13
950	4.06	1749.06	76.48	1475.13
1000	4.06	1749.06	84.74	1475.13

Tabla 23*Resultados del cálculo mecánico, Hipótesis II.*

Vano, m	Esfuerzo, kg/mm ²	Tiro Horizontal, kg	Flecha, m	Parámetro, m
50	6.36	2741.05	0.19	1666.93
100	6.21	2678.37	0.77	1628.81
150	6.06	2612.92	1.77	1589.01
200	5.94	2561.71	3.21	1557.86
250	5.86	2525.76	5.09	1536.01
300	5.80	2501.13	7.40	1521.03
350	5.76	2484.05	10.14	1510.64
400	5.74	2471.94	13.30	1503.27
450	5.71	2463.11	16.90	1497.91
500	5.70	2456.53	20.92	1493.90
550	5.69	2451.50	25.36	1490.84
600	5.68	2447.59	30.23	1488.47
650	5.67	2444.49	35.53	1486.58
700	5.67	2442.00	41.24	1485.06
750	5.66	2439.96	47.39	1483.83
800	5.66	2438.28	53.95	1482.80
850	5.65	2436.88	60.94	1481.95
900	5.65	2435.69	68.36	1481.23
950	5.65	2434.69	76.19	1480.62
1000	5.65	2433.82	84.45	1480.09

Tabla 24*Resultados del cálculo mecánico, Hipótesis III.*

Vano, m	Esfuerzo, kg/mm ²	Tiro Horizontal, kg	Flecha, m	Parámetro, m
50	1.09	470.58	0.79	396.88
100	1.84	794.05	1.87	669.69
150	2.38	1024.11	3.26	863.72
200	2.76	1189.75	4.98	1003.42
250	3.04	1310.31	7.07	1105.09
300	3.25	1399.15	9.53	1180.02
350	3.40	1465.57	12.39	1236.04
400	3.52	1515.97	15.64	1278.54
450	3.61	1554.80	19.30	1311.29
500	3.68	1585.16	23.38	1336.90
550	3.73	1609.23	27.86	1357.20
600	3.78	1628.57	32.76	1373.51
650	3.82	1644.29	38.08	1386.77
700	3.85	1657.22	43.82	1397.67
750	3.87	1667.96	49.98	1406.73
800	3.89	1676.97	56.56	1414.33
850	3.91	1684.59	63.57	1420.75
900	3.92	1691.08	70.99	1426.23
950	3.94	1696.66	78.84	1430.94
1000	3.95	1701.49	87.11	1435.01

Tabla 25*Resultados del cálculo mecánico, Hipótesis IV.*

Vano, m	Esfuerzo, kg/mm ²	Tiro Horizontal, kg	Flecha, m	Parámetro, m
50	5.85	2523.45	0.15	2128.24
100	5.48	2362.71	0.63	1992.67
150	5.07	2184.95	1.53	1842.75
200	4.75	2048.02	2.89	1727.27
250	4.54	1958.03	4.73	1651.37
300	4.41	1900.60	7.02	1602.93
350	4.32	1863.05	9.75	1571.27
400	4.26	1837.57	12.91	1549.78
450	4.22	1819.63	16.49	1534.65
500	4.19	1806.57	20.51	1523.63
550	4.17	1796.80	24.95	1515.39
600	4.15	1789.30	29.82	1509.07
650	4.14	1783.43	35.11	1504.12
700	4.13	1778.75	40.83	1500.17
750	4.12	1774.96	46.97	1496.97
800	4.11	1771.85	53.53	1494.35
850	4.11	1769.27	60.52	1492.17
900	4.10	1767.10	67.94	1490.34
950	4.10	1765.26	75.77	1488.79
1000	4.09	1763.69	84.04	1487.47

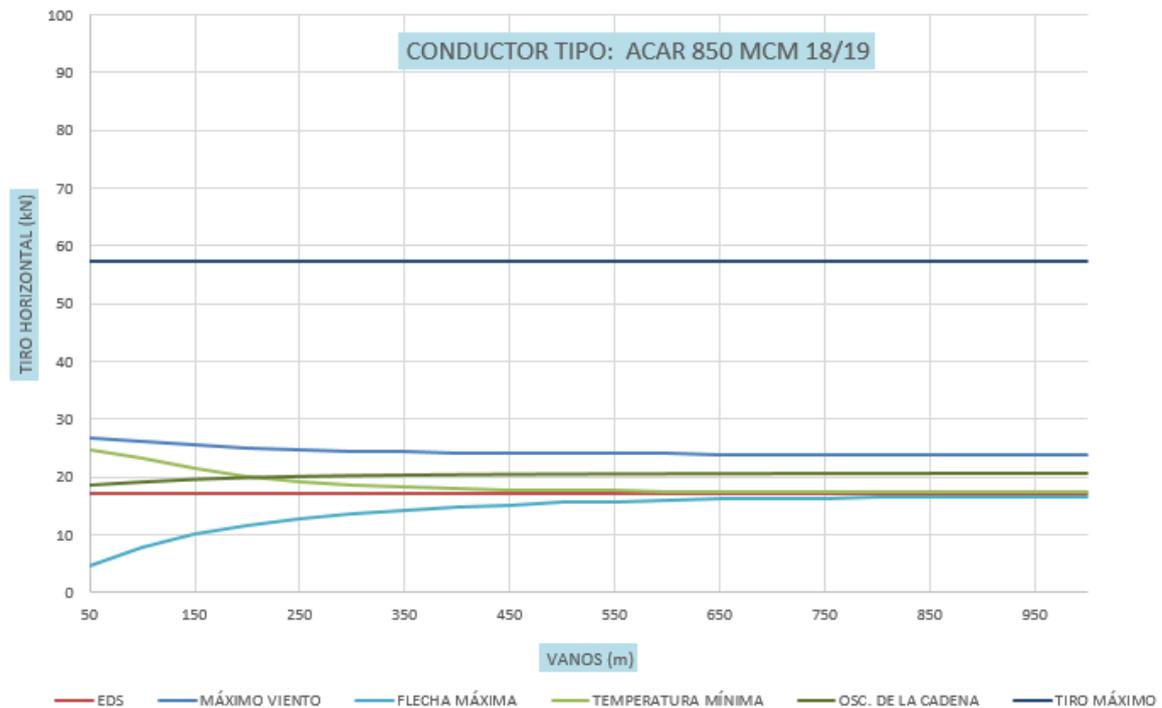
Tabla 26*Resultados del cálculo mecánico, Hipótesis V.*

Vano, m	Esfuerzo, kg/mm ²	Tiro Horizontal, kg	Flecha, m	Parámetro, m
50	4.40	1898.11	0.24	1328.06
100	4.53	1952.04	0.92	1365.80
150	4.63	1997.27	2.01	1397.44
200	4.71	2028.69	3.52	1419.43
250	4.76	2049.74	5.45	1434.15
300	4.79	2063.97	7.79	1444.11
350	4.81	2073.84	10.55	1451.01
400	4.83	2080.87	13.74	1455.93
450	4.84	2086.02	17.34	1459.54
500	4.85	2089.88	21.37	1462.24
550	4.86	2092.84	25.82	1464.31
600	4.86	2095.16	30.70	1465.93
650	4.87	2097.00	36.00	1467.22
700	4.87	2098.48	41.72	1468.25
750	4.87	2099.69	47.86	1469.10
800	4.87	2100.70	54.43	1469.81
850	4.88	2101.54	61.42	1470.39
900	4.88	2102.25	68.84	1470.89
950	4.88	2102.85	76.67	1471.31
1000	4.88	2103.37	84.94	1471.68

Con lo determinado en las tablas anteriores para cada hipótesis de diseño o hipótesis de carga del conductor, se tiene la siguiente Figura 19, donde observamos que ninguna hipótesis superará el tiro de rotura del conductor para vanos admisibles de 50 m a 1000 m.

Figura 19

Vanos admisibles para cada hipótesis de diseño



3.6 Selección de los cables de guarda

De acuerdo a (COES, 2021), para el nivel de tensión de 500 kV, se prevé instalar dos (02) cables de guarda, dónde uno de ellos cuente con fibra óptica para el sistema de comunicaciones.

Estos cables de guarda seleccionados, deberán soportar las diversas condiciones ambientales, además ambos cables tendrán función de apantallamiento y conexión equipotencial de puestas a tierra. Además de ello, se tomará como dato de entrada, los valores de cortocircuito máximo en las barras de las subestaciones de Ocoña y Sumac Nina, considerando máximo valor de ellos, por tratarse de la condición más crítica.

3.6.1 Normas Técnicas

Para la selección de los cables de guarda, se deberá seguir las indicaciones y recomendaciones de los siguientes códigos, referencias y/o normas:

- Código Nacional de Electricidad, Suministro 2011.
- National Electrical Safety Code, NESC.
- Guide for Safety in AC Substation Grounding, IEEE Std 80, 2013.
- Overhead Power Lines.
- Diseño de Líneas de Transmisión Aéreas, capítulo 9, Hernán Untiveros.

Para los casos donde se dé divergencia entre lo descrito, se tomará en consideración la condición más exigente.

3.6.2 Consideraciones

- El cable de guarda principal, cuya función será de transporte de fibras de comunicación, será el cable OPGW (Optical Fiber Composite Overhead Ground Wire), este cable deberá soportar las corrientes de cortocircuito de la línea de transmisión, así como también el tiempo de actuación de las protecciones, $t:0.5s$, que se hayan previsto instalar
- El segundo cable de guarda, será el cable Alumoweld, esto debido al buen comportamiento de este cable en zonas de alta contaminación (alta resistencia a la corrosión), como lo existente en la zona del proyecto.
- Se determinará la capacidad de corto circuito máxima que soportará el cable OPGW, mediante la expresión $(kA)^2s$.
- La mínima para cada cable de guarda, se obtendrá en base a la capacidad de corriente de cortocircuito dispersada por los cables, la cual será determinada de acuerdo a (IEEE Std 80, 2013)

3.6.3 Corrientes de Cortocircuito

Se tomará como dato de entrada las corrientes de corto circuito máximo operativo en las barras de interconexión (SE Sumac Nina y SE Ocoña), estos cálculos se realizaron para un horizonte de análisis al año 2028 (correspondiente al Tercer año de operación del proyecto). (CESEL Ingenieros, 2023)

En este horizonte de análisis se considera la operación de todos los proyectos que presentan Estudios de Pre operatividad aprobados por el COES, junto a las obras de expansión de transmisión (Planes de Transmisión) y generación que están relacionadas a la zona del Proyecto. La Tabla 27, muestra los valores de cortocircuito máximo en las barras de Ocoña y Sumac Nina.

Tabla 27

Corrientes de Cortocircuito.

Barra de Conexión	Corriente de Cortocircuito
SE Ocoña 500 kV	11.15 kA
SE Sumac Nina 500 kV	7.98 kA

Nota: Valores tomados del Expediente de Pre Operatividad Sumac Nina, (CESEL Ingenieros, 2023).

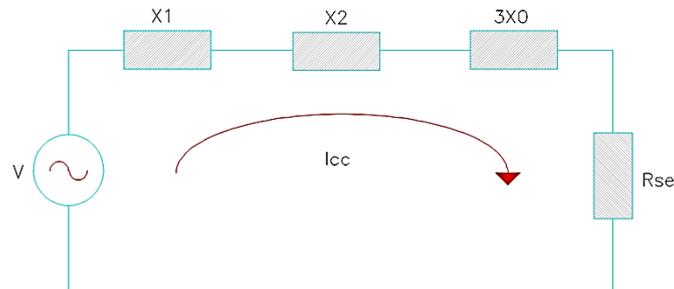
De la Tabla 27, seleccionaremos la corriente de cortocircuito de la barra de 500 kV de la SE Ocoña, ya que viene siendo la situación más crítica. Además, de acuerdo a (COES, 2021), el tiempo de duración del cortocircuito es de 0,5 segundos; tiempo que los cables de guarda deberán resistir la circulación de la corriente de cortocircuito (o la parte proporcional que le corresponda según distribución de la corriente de falla entre los cables de guarda) en cualquier torre de la línea.

3.6.4 Atenuación de la corriente de cortocircuito

Determinaremos la atenuación de la corriente de cortocircuito por efecto resistivo de la malla de puesta a tierra. El modelamiento del sistema eléctrico en condición de falla monofásica se muestra en la Figura 20.

Figura 20

Modelamiento del Sistema



Dónde:

- V, Tensión de falla monofásica, $500/\sqrt{3}$ kV.
- Icc, Corriente de cortocircuito, 11.15 kA.
- X1, Impedancia de secuencia positiva.
- X2, Impedancia de secuencia negativa
- Xo, Impedancia de secuencia neutro.
- Rse, Resistencia de puesta a tierra de la SE.

La corriente de cortocircuito, se determina empleando la Ecuación 21, expresada a continuación:

$$I_{cc} = \frac{3xV}{X1 + X2 + 3Xo + 3Rse} \quad (21)$$

De la ecuación anterior, para determinar los valores de impedancia de secuencia ($X1+X2+3Xo$). Consideraremos la resistencia de la malla a tierra, Rse, igual a cero. Con ello, y reemplazando los valores en la Ecuación 21, obtenemos que el valor de las impedancias de secuencia es igual a 77.67 ohm.

Obteniendo el valor de las impedancias de secuencia, determinaremos ahora la atenuación de la corriente de cortocircuito (I_{cc}') que actúa en el sistema. Para ello, consideraremos la resistencia de la malla a tierra, Rse, 2, obteniendo lo siguiente:

$$I_{cc}' = \frac{3x\left(\frac{500000}{\sqrt{3}}\right)}{(77.67) + 3(2)} = 10.35 \text{ kA}$$

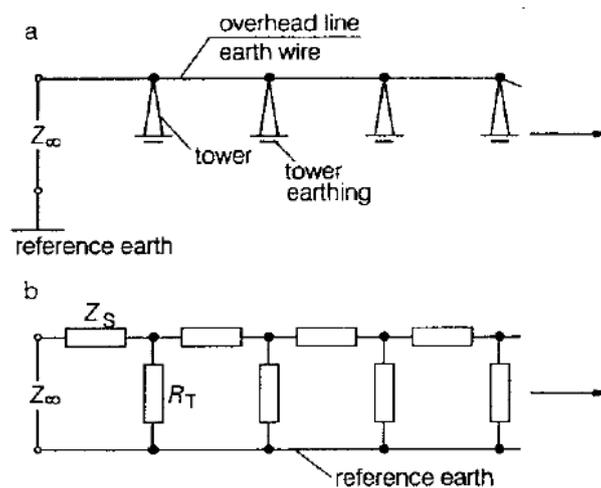
Con este valor de la atenuación de la corriente I_{cc}' , procederemos a hacer la distribución de corriente en los cables de guarda. Para la selección de los cables de guarda, tenemos que analizar el punto más crítico, siendo este caso la torre más cercana a la SE, determinando una impedancia equivalente desde la torre más cercana de la SE, hacia la torre más alejada. (Untiveros, 1998).

3.6.5 Impedancia Equivalente

Para determinar la impedancia equivalente desde la primera estructura, hasta la estructura más lejana de la línea, determinamos el circuito equivalente, tal como se muestra en la Figura 21.

Figura 21

se Arreglos de cables (a) y circuito equivalente (b)



Nota: Fuente Overhead Power Lines, p. 72.

Con el circuito equivalente mostrado, emplearemos la ecuación descrita en (Knapper, 2008), la cual está se puede apreciar en la Ecuación 22, además también tenemos la Ecuación 23, que nos permitirá determinar la impedancia equivalente del cable de guarda.

$$Z_E = 0.25 \cdot (Z_s + \sqrt{Z_s \cdot (4xR_t + Z_s)}) \quad (22)$$

$$\frac{1}{Z_S} = \frac{1}{Z_{OPGW}} + \frac{1}{Z_{Alumoweld}} \quad (23)$$

Dónde:

- Z_S : Impedancia equivalente del cable de guarda para cada vano
- R_t : Resistencia de la puesta a tierra, 25 ohm.
- Z_{OPGW} : Impedancia del cable OPGW, para efectos de cálculos asumiremos un valor de 0.5 ohm/ km.
- $Z_{Alumoweld}$: Impedancia del cable Alumoweld, para efectos de cálculos asumiremos un valor de 1.5 ohm/ km.

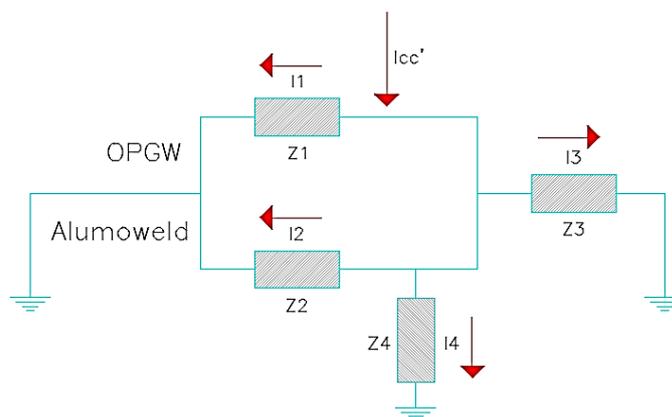
Con estos datos, y empleando la Ecuación 22 y Ecuación 23, obtenemos la impedancia del cable de guarda igual a 0.38 ohm/ km.

3.6.6 Corrientes de cortocircuito en los cables de guarda

En la siguiente Figura 22 nos muestra el circuito equivalente de nuestra línea de transmisión.

Figura 22

Circuito Equivalente para los cables de guarda



Con ello, determinaremos las impedancias y corriente de cortocircuito para cada cable de guarda, mediante las Ecuaciones 24, 25 y 26, expresadas a continuación:

$$\frac{1}{Z_X} = \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3} + \frac{1}{Z_4} \quad (24)$$

$$k = \frac{I_{cc'}}{\left(\frac{1}{Z_X}\right)} \quad (25)$$

$$I_i = \frac{k}{Z_i}, \quad i: 1,2,3 \text{ y } 4 \quad (26)$$

Dónde:

- Z1: Impedancia del cable OPGW de la primera estructura a la SE más cercana.
- Z2: Impedancia del cable Alumoweld de la primera estructura a la SE más cercana.
- Z3: Impedancia equivalente de la primera estructura a la SE más alejada, Z_E .
- Z4: Impedancia de la puesta a tierra de la SE más cercana a la estructura.
- I1: Corriente de cortocircuito en el cable OPGW, de la primera estructura a la SE más cercana.
- I2: Corriente de cortocircuito en el cable Alumoweld, de la primera estructura a la SE más cercana.
- I3: Corriente de cortocircuito de la primera estructura a la SE más alejada.
- I4: Corriente de cortocircuito en la puesta a tierra.

De lo anterior, en la Tabla 28, nos muestra los valores de impedancia y corrientes de cortocircuito para cada uno de los componentes de nuestra LT.

Tabla 28

Resultados de la división de corrientes.

Impedancia	Valor	Corriente	Valor
Z1	0.03 ohm	I1	7680.36 A
Z2	0.08 ohm	I2	2560.12 A
Z3	13.76 ohm	I3	13.96 A
Z4	2 ohm	I4	96.00 A

Nota: Con ello obtenemos una corriente de 7.68 kA para el cable OPGW, y una corriente de 2.56 kA, para el cable Alumoweld

3.6.7 Sección mínima requerida en los cables de guarda

Para determinar la sección mínima del cable OPGW y del cable Alumoweld, utilizaremos la ecuación descrita en (IEEE Std 80, 2013), donde nos indican que la sección mínima de los cables, pueden expresarse como una función de la corriente de cortocircuito que circula por el cable.

Con ello, tenemos la Ecuación 27, la cual está expresada a continuación.

$$A_{mm^2} = I \cdot \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}} \quad (27)$$

Dónde:

- A_{mm^2} : Sección transversal del conductor en mm^2 .
- I: Corriente de cortocircuito, (kA).
- T_m : Temperatura máxima permitida, ($^{\circ}C$).
- T_a : Temperatura ambiente, $27^{\circ}C$.
- α_r : Coeficiente térmico de resistividad a $20^{\circ}C$.
- TCAP: Factor de capacidad térmica
- K_o : $1/\alpha_0$ (con α_0 : Coeficiente térmico de resistividad a $30^{\circ}C$).
- t_c : Tiempo de despeje de falla, (s).

Las constantes del material del cable están indicadas de la Tabla 1 de (IEEE Std 80, 2013), así mismo, estas constantes se muestran en el Anexo 7.

Cabe indicar, que de acuerdo a (IEC 60865-1, 2011), la temperatura máxima (T_m), a la cual debe trabajar un conductor en condiciones de cortocircuito es $200^{\circ}C$.

Para efectos de cálculos, se asume que todo el cable es homogéneo, además que el tiempo para el despeje de cortocircuito del cable será de 0,5s, según lo indicado en el numeral 3.6.3.

Considerando solo las características del material conductor, y la Ecuación 27, obtenemos la Tabla 29 y la Tabla 30, donde obtenemos la sección mínima del cable OPGW y del cable Alumoweld respectivamente.

Tabla 29

Sección mínima del cable OPGW

Descripción	Unidad	Valor
α_r	1/ °C	0.0036
Ko	°C	258
Tm	°C	200
ρ_r	u-ohm-cm	8.48
TCAP	J/(cm ³ .°C)	3.58
tc	s	0.5
Ta	°C	27
Icc	kA	7.68
Sección mínima	mm ²	72.81

Tabla 30

Sección mínima del cable Alumoweld

Descripción	Unidad	Valor
α_r	1/ °C	0.0036
Ko	°C	258
Tm	°C	200
ρ_r	u-ohm-cm	8.48
TCAP	J/(cm ³ .°C)	3.58
tc	s	0.5
Ta	°C	27
Icc	kA	2.56
Sección mínima	mm ²	24.27

Obtenido las secciones mínimas de los cables OPGW y Alumoweld, determinaremos la capacidad de cortocircuito, (kA)²s, para el cable OPGW, teniendo un tiempo de duración de la falla igual a 0,5 segundos. La Ecuación 28, nos muestra la capacidad de cortocircuito para este cable.

$$\text{Capacidad de cortocircuito} = (I_{OPGW})^2 * t \quad (28)$$

Con ello, obtenemos que la capacidad mínima de cortocircuito que deberá soportar el cable OPGW es de 29.49 (kA)^2 .

3.6.8 Resumen

Con los análisis realizados, obtenemos la sección mínima requerida tanto para el cable OPGW como para el cable Alumoweld.

La sección del cable OPGW seleccionado, deberá ser superior a la sección mínima mostrada en la Tabla 29, además el cable OPGW seleccionado, también deberá superar la capacidad de cortocircuito que se determinó.

La sección del cable Alumoweld seleccionado, deberá ser superior a la sección mínima mostrada en la Tabla 30.

3.7 Selección del Aislamiento y dimensionamiento de las estructuras

En esta sección determinaremos los niveles de aislamiento, el mínimo número de aisladores, así como también dimensionaremos las siluetas de las estructuras que serán implementadas en nuestra línea de transmisión.

3.7.1 Normas Técnicas

Para la selección del aislamiento, y posterior número de aisladores, se deberá seguir las indicaciones y recomendaciones de los siguientes códigos, referencias y/o normas:

- Código Nacional de Electricidad, Suministro 2011.
- Procedimiento Técnico N°20, COES.
- Insulation Coordination: Definition, principles and rules, IEC 60071-1, 2019.
- Insulation Coordination: Application guide, IEC 60071-2, 2018.
- EPRI Transmission Line Reference Book – 200 kV and above, third edition.
- Tower Top geometry and mid span clearances, CIGRE 348.
- Selection and dimensioning of high voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 1: Definitions, IEC 60815-1, 2008.

Para los casos donde se de divergencia entre lo descrito, se tomará en consideración la condición más exigente.

3.7.2 Metodología

Determinaremos un conjunto de sobretensiones soportadas normalizadas, y con ello, las mínimas distancias fase – tierra requeridas. Para determinar el mínimo número de aisladores, consideraremos el nivel de contaminación presente en la zona, así como también, la sobretensión por impulso tipo rayo, procediendo a considerar el máximo valor entre ellos.

Cabe indicar, que también se determinará la resistencia mecánica del aislador, tal que puedan soportar las máximas cargas.

En el dimensionamiento de nuestra silueta, se tomará en consideración las mínimas distancias fase – tierra obtenida, además de ello, se calculará los ángulos de oscilación de la cadena, y las distancias fase – fase a mitad de vano.

Posterior a ello, se determinará la tasa de fallas, verificando así que cumpla con los límites establecidos en (COES, 2021).

3.7.3 Mínimo número de aisladores

3.7.3.1 Densidad relativa del aire.

Para determinar la densidad relativa del aire, se empleará la Ecuación 29 y la Ecuación 30, descritas a continuación.

$$\delta = \frac{3.92 \cdot b}{273 + \theta} \quad (29)$$

$$\text{Log } b = \text{Log } 76 - \frac{y}{18336} \quad (30)$$

Dónde:

- b: Presión barométrica.
- θ : Temperatura ambiente, 27 °C
- y: Altitud sobre el nivel del mar, 2000 msnm.
- δ : Densidad relativa del aire.

Reemplazando los datos dados en las Ecuaciones 29 y 30, obtenemos que la densidad relativa del aire, para una altitud máxima de 2000 msnm, será 0.77.

3.7.3.2 Por el nivel de contaminación.

Para determinar el mínimo número de aisladores por contaminación, primero debemos definir la distancia de fuga específica de nuestros aisladores a suministrar, la cual debe atender a las indicaciones de la norma (IEC 60815-1, 2008), cubriendo el nivel de contaminación presente en el estudio.

La distancia de fuga específica considerada será de 31 mm/kV (fase - fase), correspondiente a un alto nivel de contaminación en la zona. Con ello, tenemos la Ecuación 31 expresada a continuación.

$$N = \frac{Vmáx. DE}{Df. \delta} \quad (31)$$

Dónde:

- Vmáx: Tensión máxima, 550 kV.
- DE: Distancia de fuga específica, 31 mm/ kV
- Df: Distancia de fuga específica del aislador, 545 mm (Vidrio tipo Antifog).
- δ : Densidad relativa del aire, 0.77.

Con ello, obtenemos el mínimo número de aisladores requeridos por el nivel presente de contaminación en el área de estudio, tal como observamos en la tabla 31.

Tabla 31

Mínimo número de aisladores por contaminación

Máxima Altitud msnm	Aislador de vidrio templado DF, 545 mm			
	DE mm/kV	Distancia de fuga desarrollada mm	δ	N° de aisladores
2000	31	17050	0.77	40

3.7.3.3 Por impulso atmosférico.

Determinaremos el número mínimo de aisladores necesarios que puedan soportar las sobretensiones de orígenes atmosféricos. Por ello, determinaremos el nivel básico de aislamiento corregido ($BIL_{Corregido}$) y posterior a ello, la tensión crítica disruptiva (CFO).

Para determinar el nivel básico de aislamiento, consideraremos lo indicado (IEC 60071-1, 2019), que nos indica que para un nivel de tensión de 500 kV, donde la tensión máxima es de 550 kV, se tendrá una tensión de impulso rayo de 1550 kV. Ver Anexo 8.

Sin embargo, este valor deberá ser corregido por altitud, es decir con lo determinado en el numeral 3.7.3.1, mediante la Ecuación 32, descrita a continuación.

$$BIL_{Corregido} = \frac{BIL}{\delta} \quad (32)$$

Con ello, para nuestra línea de transmisión, obtenemos un nivel básico de aislamiento corregido, $BIL_{Corregido}$ de 2006.45 kVp.

Para determinar la tensión crítica disruptiva o también llamada tensión de contorno, CFO, se tiene la Ecuación 33, descrita a continuación.

$$CFO = \frac{BIL_{Corregido}}{(1 - 1.3 \times D)} \quad (33)$$

Dónde:

- $BIL_{Corregido}$: Nivel básico de aislamiento corregido, 2006.45 kVp.
- D: Desviación estándar, según recomendación de la norma IEC 60071-2, el valor de desviación estándar para una sobretensión de impulso tipo rayo es de 3 %.
- CFO: Tensión crítica disruptiva para una tensión de 50% de probabilidades, $VSM_{50\%}$.

Con ello, de la Ecuación 28, obtenemos que la tensión crítica disruptiva, CFO, es de 2086.6 kVp. Para este valor de CFO, y tomando como referencia la tabla de fabricante de Sediver, toughened glass suspension insulators, obtenemos el mínimo número de aisladores que soportará los distintos valores de sobretensiones para impulso tipo rayo, el cual es 26 aisladores. Ver Anexo 9.

3.7.3.4 Selección del mínimo número de aisladores.

La Tabla 32 muestra el mínimo número de aisladores obtenidos por nivel de contaminación y por la sobretensión de impulso tipo rayo. Para nuestra línea de transmisión, optaremos por el número de aisladores obtenidos por contaminación, siendo esta opción la que nos sugiere un mayor número de aisladores.

Tabla 32

Resumen del mínimo número de aisladores

Condición	Mínimo número de aisladores
Por contaminación	40
Por impulso tipo rayo	26

Sin embargo, como factor de seguridad, se recomienda agregar un aislador adicional a las cadenas de anclaje de la línea de transmisión. Con ello, obtenemos lo siguiente:

- Número de aisladores por cadena de suspensión, 40 aisladores.
- Número de aisladores por cadena de anclaje, 41 aisladores.

3.7.4 Distancias mínimas de Aislamiento

3.7.4.1 Por frecuencia industrial.

Para determinar la tensión crítica a frecuencia industrial y la distancia mínima necesaria en aire para la tensión operativa, se seguirá la metodología descrita en (Electric Power Research Institute, 2005).

Para obtener esta tensión crítica, bajo condiciones de sobretensión a frecuencia industrial ($VSM_{50\%}$), primero determinaremos la tensión de sostenimiento V_s , la cual está expresada en la Ecuación 34.

$$V_s = a \cdot Vn \cdot kt \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad (34)$$

Dónde:

- Vs: Tensión de sostenimiento, (kVp).
- Vn: Tensión nominal de la red, 500 kV.
- a: Porcentaje máximo de tensión, 1.1.
- kt: Factor de sobretensión a frecuencia industrial, considerando un valor conservador de 1.3.

Con ello, obtenemos una tensión de sostenimiento, Vs, de 583.8 kVp. Para obtener la tensión crítica de soportabilidad, $VSM_{50\%}$, emplearemos la Ecuación 35 descrita a continuación.

$$VSM_{50\%} = \frac{Vs}{(1 - k \times D)\delta} \quad (35)$$

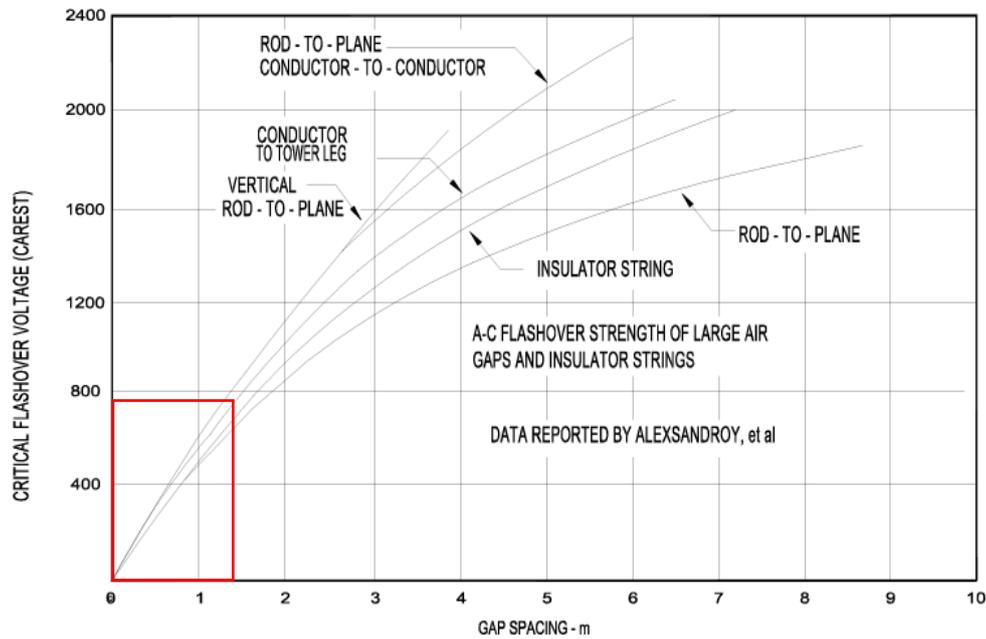
Dónde:

- $VSM_{50\%}$: Tensión crítica de soportabilidad, kVp.
- Vs: Tensión de sostenimiento, 583.8 kVp.
- δ : Densidad relativa del aire, 0.77.
- k: Factor según probabilidad del 99.87%, 3. Ver Anexo 10.
- D: Desviación estándar, 2% de acuerdo al capítulo 4.6.2 de (Electric Power Research Institute, 2005).

Al resolver estos cálculos, obtenemos la tensión crítica de soportabilidad, $VSM_{50\%}$, de 796.2 kVp. En base a esta tensión crítica de soportabilidad obtenida, $VSM_{50\%}$, determinaremos la distancia mínima conductor - estructura lateral en aire mediante la Figura 23, mostrada a continuación.

Figura 23

Critical Flashover Voltage



Nota. Fuente Figura 3.3-7 (Electric Power Research Institute, 2005)

De la Figura 23 mostrada, obtenemos una distancia mínima conductor – estructura lateral de 1.4m aproximadamente.

3.7.4.2 Por sobretensión tipo maniobra.

Para determinar la tensión crítica debido a las sobretensiones tipo maniobra y la distancia mínima necesaria en aire para dicha sobretensión, se seguirá la metodología descrita en (Electric Power Research Institute, 2005).

Para obtener esta tensión crítica, bajo condiciones de sobretensión tipo maniobra ($VSM_{50\%}$), primero determinaremos la tensión de sostenimiento V_s , la cual está expresada en la Ecuación 36.

$$V_s = a \cdot V_n \cdot kt \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad (36)$$

Dónde:

- V_s : Tensión de sostenimiento, (kVp).
- V_n : Tensión nominal de la red, 500 kV.
- a : Porcentaje máximo de tensión, 1.1.

- kt: Factor de sobretensión por tipo maniobra, considerando un valor conservador de 2.2.

Con ello, obtenemos una tensión de sostenimiento, V_s , de 987.96 kVp. Para obtener la tensión crítica de soportabilidad, $VSM_{50\%}$, emplearemos la Ecuación 37 descrita a continuación:

$$VSM_{50\%} = \frac{V_s}{(1 - k \times D)\delta} \quad (37)$$

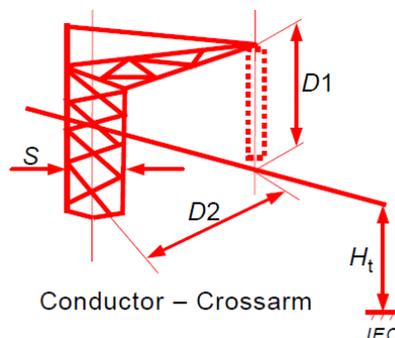
Dónde:

- $VSM_{50\%}$: Tensión crítica de soportabilidad, kVp.
- V_s : Tensión de sostenimiento, 987.96 kVp.
- δ : Densidad relativa del aire, 0.77.
- k: Factor según probabilidad del 99.87%, 3. Ver Anexo 10.
- D: Desviación estándar, 5% de acuerdo al capítulo 5.2.6 de (Electric Power Research Institute, 2005).

Al resolver estos cálculos, obtenemos la tensión crítica de soportabilidad, $VSM_{50\%}$, de 1490.14 kVp. En base a esta tensión crítica de soportabilidad obtenida, $VSM_{50\%}$, obtendremos las distancias mínimas fase tierra de conductor - estructura lateral (Ver Figura 24) y conductor - ventana (Ver Figura 25).

Figura 24

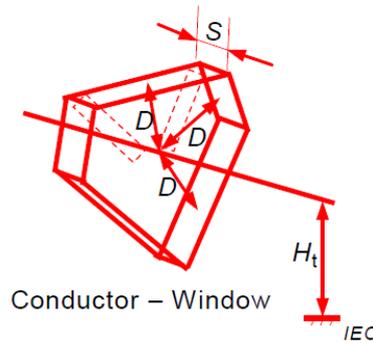
Distancia fase - tierra conductor – estructura lateral



Nota: Fuente Tabla F.1 (IEC 60071-1, 2019).

Figura 25

Distancia fase - tierra conductor – ventana



Nota: Fuente Tabla F.1 (IEC 60071-1, 2019).

Para determinar estas mínimas distancias fase- tierra (D), emplearemos la Ecuación 38 descrita a continuación:

$$VSM_{50\%} = \frac{3400 \times K_{SM}}{1 + \frac{8}{D}} \quad (38)$$

Dónde:

- $VSM_{50\%}$: Tensión crítica de soportabilidad, (kVp).
- K_{SM} : Factor que dependerá de la distancia a determinar.
- D: Distancia mínima fase – tierra, (m).

De la Ecuación 33, despejaremos el valor D, en función a la tensión crítica de soportabilidad $VSM_{50\%}$, y el factor K_{SM} , obteniendo así la Ecuación 39., descrita a continuación.

$$D = \frac{8 \times VSM_{50\%}}{3400 \times K_{SM} - VSM_{50\%}} \quad (39)$$

De acuerdo a la norma IEC 60071-2, tenemos los siguientes valores para el factor K_{SM} .

- Conductor – estructura lateral, K_{SM} : 1.45
- Conductor – ventana, K_{SM} : 1.25

Reemplazando estos valores de K_{SM} dados en la Ecuación 39, obtendremos las siguientes distancias mínimas fase – tierra, requeridas:

- Conductor – estructura lateral, 3.47 m
- Conductor – ventana, 4.32 m.

Para propósitos de dimensionar las siluetas de las estructuras de nuestra línea de transmisión, consideraremos las siguientes distancias fase – tierra:

- Conductor – estructura lateral, 3.70 m
- Conductor – ventana, 4.50 m.

3.7.4.3 Por sobretensión impulso 1.2/50

Para determinar la distancia mínima en el aire debido a la sobretensión por impulso, partiremos de lo determinado en el numeral 3.7.3.3, en este numeral determinamos que el nivel básico de aislamiento corregido por altitud, $BIL_{\text{Corregido}}$, es de 2006.45 kVp.

Con este nivel básico de aislamiento corregido por altitud, procederemos a determinar la distancia mínima fase – tierra, que corresponde a la distancia conductor - estructura, empleando la Tabla 33.

Tabla 33

Correlación entre el impulso tipo rayo y las distancias mínimas

Standard rated lightning impulse withstand voltage kV	Minimum clearance mm	
	Rod - structure	Conductor - structure
250	480	-
325	630	-
380	750	-
450	900	-
550	1100	-
650	1300	-
750	1500	-
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300

1950	3900	3600
2100	4200	3900
2250	4500	4150
2400	4800	4450
2550	5100	4700
2700	5400	5000

Nota: Fuente Tabla A.1 (IEC 60071-1, 2019).

De acuerdo a la tabla anterior, para el nivel básico de aislamiento corregido por altitud, 2066.45 kVp, tenemos una distancia mínima fase tierra conductor – estructura de 3900 mm, o 3.9 m.

3.7.4.4 Mínimas distancias fase – tierra.

De acuerdo al análisis y resultados obtenidos, la Tabla 34 nos muestra las mínimas distancias en aire fase – tierra que resistirán las sobretensiones de diversos orígenes.

Tabla 34

Distancias mínimas de aislamiento fase - tierra

Descripción	Distancia (m)	CFO (kVp)
Distancia debido a la sobretensión por impulso	3.9 (conductor – estructura)	2086.6
Distancia debida a la sobretensión por maniobra	3.70 (conductor – estructura)	1490.14
	4.50 (conductor – ventana)	
Distancia a frecuencia industrial	1.4 (conductor – estructura)	796.2

3.7.5 Diseño mecánico de los aisladores

El diseño mecánico de los aisladores se efectuará para las estructuras tipo suspensión y anclaje. De ello, se determinará los tiros o cargas máximas de los aisladores (kN), y se procederá a seleccionar la resistencia (kN) de los aisladores a instalar en la línea de transmisión.

3.7.5.1 Factores de seguridad de los aisladores.

La carga mecánica de los aisladores, para los diferentes tipos de aplicación (suspensión y anclaje), deberá tener una resistencia capaz de soportar la máxima carga de servicio, multiplicado por un factor de 1.65 de sobrecarga de acuerdo a (MINEM, 2011)

Además, los accesorios de fijación en anclaje no deberán ser exigidos a más del 80% de la rotura nominal.

3.7.5.2 Carga Máxima para los aisladores en las cadenas de suspensión.

Para determinar la carga máxima en estos aisladores se empleará la Ecuación 35, además se considerará la condición de viento máximo, descrita en el numeral 3.5.11.2.

Con ello, la Ecuación 40 es la siguiente:

$$P \geq f_s \cdot \sqrt{(T1 + T2 + T3)^2 + (V1 + V2)^2} \quad (40)$$

Dónde:

- P: Carga del aislador y herrajes
- T1: Carga transversal debida al viento sobre el conductor.
- T2: Carga transversal debido al viento sobre los aisladores
- T3: Carga transversal debido al ángulo de desvío, $2 \cdot T \cdot \text{Sen}(\alpha/2)$.
- V1: Peso del conductor, para el vano peso
- V2: Peso del aislador + peso de herrajes
- fs: Factor de seguridad, 1.65.

De lo anterior, se obtiene la Tabla 35, mostrada a continuación:

Tabla 35*Mínima carga de los aisladores en las cadenas de suspensión*

Condición: Viento Máximo (Máximo Esfuerzo)	
Conductor de Fase	ACAR
Sección de conductor (mm ²)	431.00
Presión de viento (kg/m ²)	42.26
Diámetro de conductor (mm)	26.96
Peso unitario del conductor + Viento (kg/m)	1.644
N° de conductores por Fase	4
Tiro (kg)	2451.47
Vano medio (m)	550
Vano peso (m)	550
Área de aisladores en suspensión (m ²)	1.64
Ángulo de desvío (°)	1
Peso del aislador suspensión (kg)	5.8
Numero de aisladores	40
Peso de herrajes suspensión (kg)	20
T1, Tiro transversal sobre conductor (kg)	626.61
T2, Tiro transversal sobre aisladores (kg)	69.10
T3, Tiro transversal sobre ángulo de desvío (kg)	42.79
V1, Peso del conductor para el vano peso (kg)	904.39
V2, Peso de aislador + peso de herrajes (kg)	252.00
fs, Factor de seguridad	1.65
P, Esfuerzo de rotura del aislador y herraje (kN)	88.81
Mínima carga mecánica de los aisladores (kN)	120

De la tabla mostrada, podemos observar que se requiere como mínimo aisladores de 120 kN, sin embargo, para una mayor confiabilidad del sistema, se instalará aisladores de 160 kN

3.7.5.3 Carga Máxima para los aisladores en las cadenas de anclaje.

Para determinar la carga máxima en estos aisladores se empleará la Ecuación 41, además se considerará la condición de viento máximo, descrita en el numeral 3.5.11.2. Con ello, la Ecuación 41 es la siguiente:

$$P \geq f_s \cdot L \quad (41)$$

Dónde:

- P: Carga del aislador, para los herrajes la carga será de un 25% adicional.

- L: Tiro longitudinal en la condición de viento máximo.
- fs: Factor de seguridad, 1.65.

De lo anterior, se obtiene la Tabla 36, mostrada a continuación:

Tabla 36

Mínima carga de los aisladores en las cadenas de anclaje.

Condición: Viento Máximo (Máximo Esfuerzo)	
Conductor de Fase	ACAR
Sección de conductor (mm ²)	431.00
Presión de viento (kg/m ²)	42.26
Diámetro de conductor (mm)	26.96
Peso unitario del conductor + Viento (kg/m)	1.644
Nº de conductores por Fase	4
Vano medio (m)	550
L, Tiro longitudinal	2451.47
Fs, Factor de seguridad	1.65
P, Esfuerzo de rotura del aislador y herraje (kN)	158.67
Mínima carga mecánica de los aisladores (kN)	160

De la tabla mostrada, podemos observar que se requiere como mínimo aisladores 160 kN, sin embargo, por confiabilidad del sistema, se recomienda la instalación de doble cadenas de aisladores, es decir, aisladores de 2x160 kN.

3.7.6 Dimensionamiento de las estructuras

Para dimensionar las siluetas de las estructuras de nuestra línea de transmisión 500 kV, determinaremos las mínimas distancias a mitad de vano, los ángulos de oscilación de la cadena.

3.7.6.1 Distancias mínimas a mitad de vano.

Para determinar las mínimas distancias entre fases y entre fase – cable de guarda a mitad de vano, se empleará las ecuaciones indicadas en la referencia técnica (CIGRE, 2008).

Las ecuaciones para determinar estas mínimas distancias entre fase - fase (D_1) y entre fase – cable de guarda (D_2), son las Ecuaciones 42 y 43 respectivamente, las cuales están descritas a continuación:

$$D_1 = Kc * \sqrt{F + L} + \frac{U}{150\delta} + b \quad (42)$$

$$D_2 = Kc * \sqrt{F + L} + \frac{U}{150\sqrt{3}\delta} + b \quad (43)$$

Dónde:

- D₁: Distancia entre fases, m.
- D₂: Distancia entre fase y cable de guarda, m.
- U: Tensión máxima, kV.
- Kc: Constante según las disposiciones del conductor. Ver Tabla 37.
- F: Flecha a máxima temperatura.
- L: Longitud de la cadena de aisladores, incluido herrajes, 6.4 m.
- δ: Densidad relativa del aire, 0.77
- b: Diámetro exterior del haz del conductor, 0.457 m.

A continuación, se muestra la Tabla 37, que describe los valores del coeficiente K, de acuerdo a la disposición de conductores, y a los ángulos de giros de la cadena.

Tabla 37

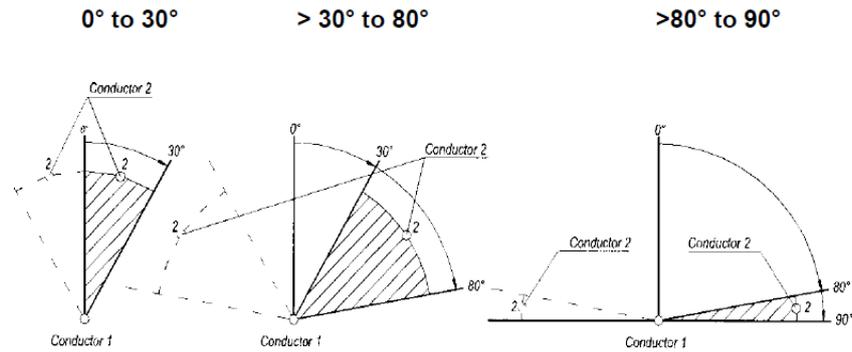
Coeficiente K

Rango de ángulo de giro	Ángulo correspondiente a la Figura 26			
	φ	0° a 30°	30° a 80°	80° a 90°
> 65°		0.95	0.75	0.70
55° a 65°		0.85	0.70	0.65
40° a 55°		0.75	0.65	0.62
< 40°		0.70	0.62	0.60

Nota: Fuente Tabla 1.3 – Coefficient kc for the approximate equation – CIGRE 348, 2008.

Figura 26

Disposición del conductor



Nota: Fuente Figura F.1 Norma EN 50341-1, 2012.

Teniendo en cuenta la disposición de conductores y cables de guarda de nuestra línea de transmisión, además de las constantes de la Tabla 37, las mínimas distancias fase – fase, y fase – cable de guarda para las estructuras de suspensión, tendrán las siguientes constantes:

- Kc: 0.62 (fase – fase).
- Kc: 0.75 (fase – cable de guarda).
- Tmáx: 75 °C.

De la misma forma, para las mínimas distancias fase – fase, y fase – cable de guarda en las estructuras de anclaje, se tiene lo siguiente:

- Kc: 0.60 (fase – fase).
- Kc: 0.70 (fase – cable de guarda).
- Tmáx: 75 °C.
- L: 0 m.

Con estas indicaciones, se procederá a determinar estas mínimas distancias mencionadas. Para ello, el valor de las flechas a requerir, serán las determinadas en la condición de máxima temperatura (Tmáx) o también llamada condición de flecha máxima, cuyos resultados obtenidos se muestran en la evaluación del cálculo mecánico del conductor, realizado en el numeral 3.5.11.2.

Se tomará mediciones de estas distancias, considerando un rango de vanos de 50m hasta vanos de 1000 m. De lo descrito, procederemos a determinar las mínimas distancias a mitad de vano, y con ello obtenemos la Tabla 38 y la Tabla 39.

Tabla 38

Mínimas distancias a mitad de vano para la estructura de suspensión

Vano (m)	Flecha Máx. (75°C)	Distancias fase – fase (m)	Distancias fase – cable de guarda (m)
50	0.79	6.88	5.22
100	1.87	7.00	5.36
150	3.26	7.15	5.54
200	4.98	7.31	5.74
250	7.07	7.49	5.96
300	9.53	7.69	6.20
350	12.39	7.91	6.46
400	15.64	8.13	6.73
450	19.3	8.36	7.01
500	23.38	8.60	7.30
550	27.86	8.85	7.60
600	32.76	9.10	7.90
650	38.08	9.35	8.21
700	43.82	9.61	8.52
750	49.98	9.87	8.84
800	56.56	10.14	9.16
850	63.57	10.41	9.48
900	70.99	10.67	9.80
950	78.84	10.94	10.13
1000	87.11	11.21	10.46

De la tabla mostrada, se puede observar que, para un vano promedio de 500 m, se tendrá para la estructura de suspensión, una distancia mínima fase - fase de 8.60 m y una distancia mínima fase – cable de guarda de 7.30 m. Es importante que al momento de dimensionar la silueta de estructura se cumpla estas mínimas distancias determinadas.

Tabla 39*Mínimas distancias a mitad de vano para la estructura de anclaje*

Vano (m)	Flecha Máx. (75°C)	Distancias fase – fase (m)	Distancias fase – cable de guarda (m)
50	0.79	5.75	3.83
100	1.87	6.04	4.16
150	3.26	6.30	4.47
200	4.98	6.56	4.77
250	7.07	6.81	5.07
300	9.53	7.07	5.37
350	12.39	7.33	5.67
400	15.64	7.59	5.97
450	19.3	7.85	6.28
500	23.38	8.12	6.59
550	27.86	8.39	6.90
600	32.76	8.65	7.21
650	38.08	8.92	7.53
700	43.82	9.19	7.84
750	49.98	9.46	8.16
800	56.56	9.73	8.47
850	63.57	10.00	8.79
900	70.99	10.27	9.10
950	78.84	10.55	9.42
1000	87.11	10.82	9.74

De la tabla mostrada, se puede observar que, para un vano promedio de 500 m, se tendrá para la estructura de anclaje, una distancia mínima fase - fase de 8.12 m y una distancia mínima fase – cable de guarda de 6.59 m. Es importante que al momento de dimensionar la silueta de estructura se cumpla estas mínimas distancias determinadas.

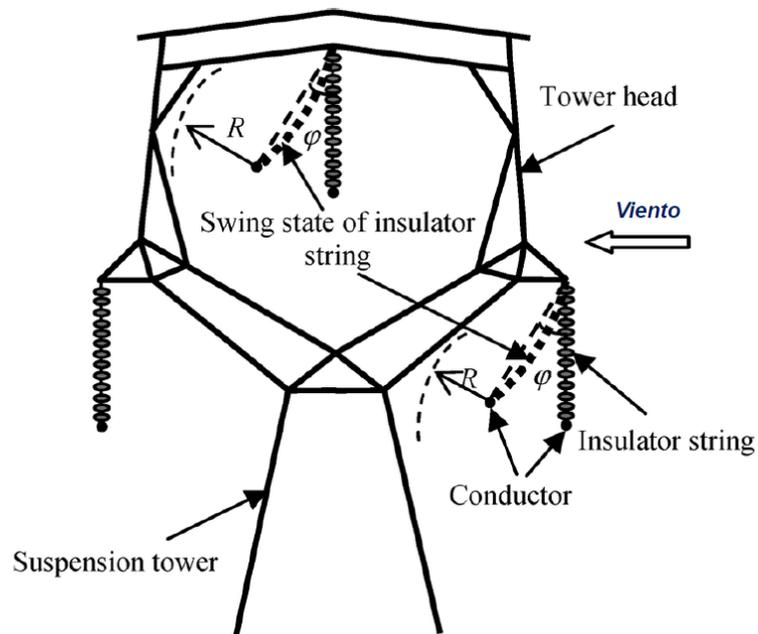
3.7.6.2 Ángulo de oscilación de la cadena.

Con las distancias mínimas determinadas, es importante en el momento de dimensionar la silueta de la línea, considerar también los giros de la cadena de aisladores, dado que a partir de esta posición se medirá dichas distancias.

En el caso de las cadenas de suspensión, estas pueden oscilar debido a la acción de sus cargas transversales, es decir, debido a la acción del viento y a la resultante de las cargas mecánicas de las mismas, tal como se muestra en la Figura 27.

Figura 27

Oscilación de la cadena de suspensión



Nota: fuente Notas de clases, Juan Bautista Ríos.

Para determinar el ángulo de oscilación de la cadena de suspensión, emplearemos la Ecuación 44.

$$\theta = \arctan \left(\frac{Vv \times Nc \times Fvc + \frac{1}{2} Nc \times Fva + 2x Nc \times T \times \text{seno}(\alpha/2)}{Wc \times Nc \times Vp + \frac{1}{2} \times Wca + Wpe} \right) \quad (44)$$

Dónde:

- Vv: Vano viento, 500 m.
- Fvc: Fuerza del viento sobre el conductor, Pvc x Øc.
- Fva: Fuerza del viento sobre el aislador, Pvc x Øa.
- Pvc: Presión del viento, (kg/ mm²).
- Øc: Diámetro del conductor, (m).
- Øa: Diámetro del aislador, (m).
- α°: Ángulo topográfico.
- Wc: Peso del conductor, (kg).
- Vp: Vano peso, 500 m.

- W_{ca} : Peso de la cadena de aisladores en kg, $P_a \times N_a$.
- N_a : Número de aisladores.
- P_a : Peso del aislador, (kg).
- W_{pe} : Peso de las pesas, kg.
- N_{cf} : Número de conductores por fase.

De lo indicado, se procederá a determinar los ángulos topográficos en las condiciones de viento máximo, y también por lo indicado en (MINEM, 2011), Regla 233.A.1, tal como se muestra en la Tabla 40.

Tabla 40

Ángulos de oscilación de la cadena.

Descripción	Condición	
	Viento Máximo	CNE 290 Pa
Ángulo de oscilación de aisladores, Θ	41.7°	32.3°
Número de conductores por fase, N_{cf}	4	4
Diámetro del conductor, \varnothing_c	0.027	0.027
Diámetro del aislador, \varnothing_a	0.33	0.33
Presión del viento en el conductor, P_{vc}	42.30	29.57
Presión del viento en el aislador, P_{va}	42.30	29.57
Vano viento, V_v	500	500
Ángulo topográfico, α	1	1
Tensión longitudinal del conductor, T_o	2451.5	2092.2
Peso de conductor, W_c	1.1857	1.1857
Peso de aisladores, P_a	8.8	8.8
Número de aisladores, N_a	40	40
Vano Peso, V_p	550	550
Peso de contrapesos, W_{pe}	0	0

De la tabla anterior, se tiene que el ángulo de oscilación de la cadena son 41.7 ° para la condición de viento máximo, y 32.3 ° para la condición del Código Nacional, 290 Pa. Para propósitos de dimensionar nuestra silueta de la estructura, tenemos la Tabla 41.

Tabla 41

Relación de sobretensiones y ángulos de oscilación

Sobretensión	Ángulo de oscilación
Frecuencia industrial	42°
Sobretensión maniobra	35°
Sobretensión impulso	10°

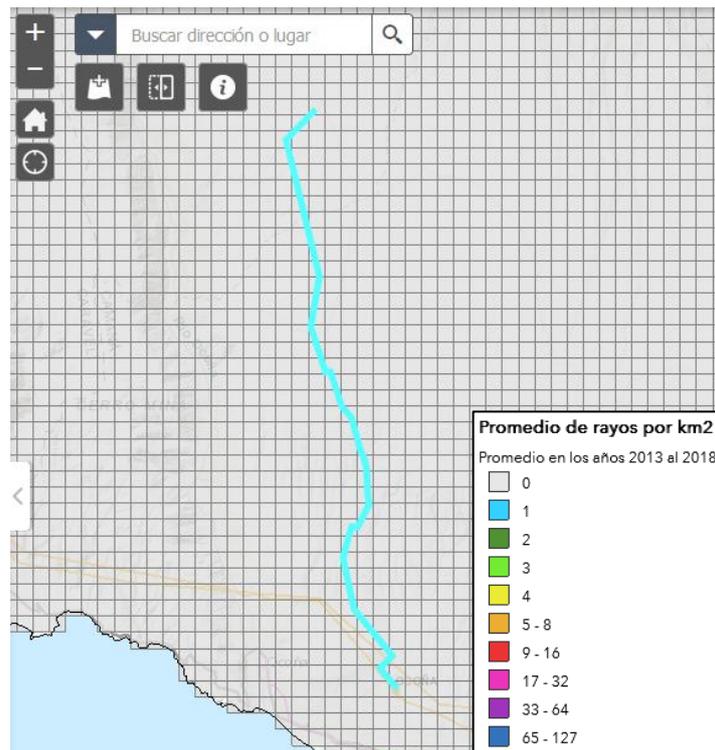
Nota: En base a diseños de líneas existentes y las buenas prácticas de ingeniería en el Perú se considerará 10°.

3.7.7 Determinación de la tasa de salida

Para determinar la tasa de falla de nuestra línea de transmisión, consideraremos el mapa ceraúnico dado por OSINERGMIN (descargas atmosféricas nube - tierra) a lo largo de la trayectoria de nuestra línea de transmisión. Ver Figura 28.

Figura 28

Descargas atmosféricas en la línea de transmisión.



Nota: Fuente OSINERGMIN ([https://gisem.osinergmin.gob.pe/Descargas Atmosfericas/](https://gisem.osinergmin.gob.pe/Descargas_Atmosfericas/)).

De la figura anterior, podemos observar que la densidad de descargas atmosféricas en la zona del proyecto es igual a 0 rayos por km², sin embargo, para fines preventivos asumiremos una densidad de descargas atmosféricas de 0.5 rayos por km²

Para determinar la tasa de falla, o tasa de salidas, emplearemos el subprograma APPLET (Ver Figura 29, Figura 30 y Figura 31) del (Electric Power Research Institute, 2005), cuyos datos de entrada serán los siguientes:

- Vano promedio, 500 m.
- Diámetro del conductor, 2.696 cm.
- Diámetro del cable OPGW, 1.45 cm.
- Diámetro del cable Alumoweld, 1.39 cm.
- Longitud de la cadena de aislador, 6.4m.
- Densidad de descargas atmosféricas, 0.5 rayos/ km².
- Vp: Vano peso, 500 m.

Figura 29

Cálculo de la tasa de salidas – APPLET.

L-1 Transmission Line Lightning Performance

Single Circuit Number of Shield Wires:
 Double Circuit Span Length (m): Tower Surge Impedance (Ω):
 Ground Flash Density (flash/(km² year)):

Circuit (#)	Ph to Ph Voltage (kV)	Phase Angle (degree)	Horiz. Distance (m)	Height at Tower (m)	PHASE CONDUCTORS				Insulator Length (m)	Insulator Orientation
					Sag (m)	Number	Diameter (cm)	Spacing (cm)		
1	500	-120	-14.5	42.4	23	4	2.69	45.7	6.4	Vertical
	500	0	0	42.4	23	4	2.69	45.7	6.4	Vertical
	500	120	14.5	42.4	23	4	2.69	45.7	6.4	Vertical
2										Vertical
										Vertical
										Vertical

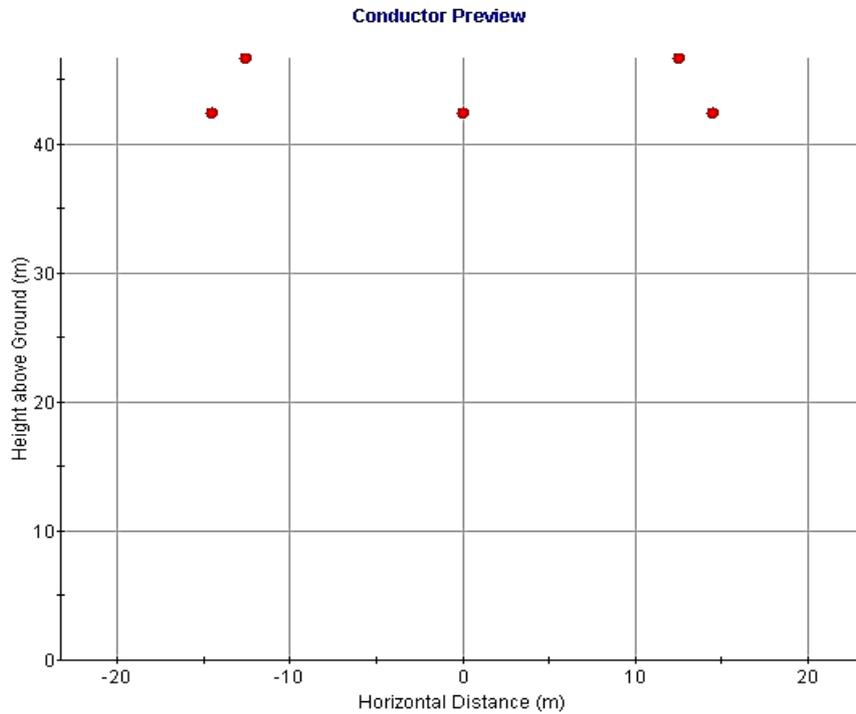
Shield Wire						
1	-12.53	46.6	20		1.39	
2	12.53	46.6	20		1.45	

Tower Footing Resistance Description (See Help)
 Low Frequency No-Ionization Footing Resistance (Ω): Earth Resistivity (Ω/m):
 Account for Earth Ionization: Yes Earth Critical Ionization Gradient (kV/m):
 No Korsuncev's S Dimension (m):

Nota. Fuente APPLET – L1, (Electric Power Research Institute, 2005)

Figura 30

Geometría de la Estructura.



Nota: Fuente APPLET – L1, (Electric Power Research Institute, 2005)

Figura 31

Tasa de salidas de la línea de transmisión.

RESULTS OF LIGHTNING PERFORMANCE CALCULATIONS

Flashes to phase wires (shielding failures): 0.0 per 100 km per year
 Flashes to shield wire: 9.5 per 100 km per year
 Total number of flashes to the line: 9.5 per 100 km per year

There are no shielding failures
 There are no backflashovers, even with the highest possible stroke current

Flashovers caused by shielding failures: 0.0 per 100 km per year
 Backflashovers: 0.0 per 100 km per year
 Total number of flashovers: 0.0 per 100 km per year

Breakdown by Phase

Phase (#)	Shielding Failures (1/100kmYear)	Shiel.Fail. Flashovers (1/100kmYear)	Backflashovers (1/100kmYear)
1	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0
Total	0.0	0.0	0.0

Nota. Fuente APPLET – L1, (Electric Power Research Institute, 2005)

Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

4.1 Selección del conductor

Debido a los problemas de contaminación presente en las zonas costeras de nuestro país, tal es el caso de la corrosión, es indispensable el uso de conductores tipo ACAR, dado el buen comportamiento de este conductor frente a este problema.

Cabe indicar que aparte del buen comportamiento de este conductor ante la corrosión, es que el conductor ACAR presenta un menor peso unitario (kg/km) para una misma sección (mm²) en comparación con los otros tipos de conductores, tal es el caso del conductor ACSR, o el conductor AAAC, por ello instalar estos conductores representará un menor peso por km de línea. Ver Tabla 42.

Sin embargo, los tiros mecánicos de estos conductores ACAR, son menores para una misma sección en comparación al conductor ACSR o al conductor AAAC, esto implicará vanos de menores longitudes, por el consiguiente, incremento del número de estructuras, o el uso de estructuras de mayores tamaños, aunque también reflejará menores costos de estructuras y fundaciones.

Tabla 42

Comparación mecánica de conductores.

Conductor	Sección	Peso unitario	Tiro de rotura
ACAR 850 MCM	431 mm ²	1185.7 kg/km	9717 kgf
ACSR Starling	421.7 mm ²	1465.8 kg/km	12858 kgf
AAAC 900 MCM	456.3 mm ²	1251.9 kg/km	13421 kgf

Nota: Fuente Catálogo Nexans.

Otro punto a detallar, es el uso de 04 conductores por fase. Estos número de subconductores son típicos para este nivel de tensión (500 kV), ya sea para para cubrir la capacidad requerida o una futura capacidad (ampliaciones, expansiones, etc), así como también nos permitirá reducir las pérdidas de energía en comparación a emplear 01 conductor por fase o 02 conductores por fase. Ver Tabla 43

Tabla 43*Comparación de costos de pérdidas (US\$).*

Potencia MW	Nº Cond/fase	Pérdidas de Potencia MW	Pérdidas de energía anual MWh	Costo de pérdidas de energía US\$	Costo de pérdidas de Potencia US\$	Costo de pérdidas totales US\$
446.81	4	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51
446.81	2	1.87	5,010.54	266,710.98	133,330.05	400,041.03
446.81	1	3.75	10,021.08	533,421.96	266,660.10	800,082.06

Nota: Adaptado del Análisis Económico del Conductor

También pudimos observar que todas las secciones de conductores cubrían la capacidad requerida por límite térmico, sin embargo, lo que acabó definiendo la sección del conductor ACAR, es el límite de gradiente superficial.

Si bien es importante determinar la máxima capacidad por límite térmico para seleccionar el conductor, para los niveles de 220 kV, y 500 kV, es recomendable hacer la verificación del conductor por gradiente superficial, ruido audible, campo eléctrico y magnético, así aseguraremos el buen comportamiento del conductor durante el tiempo de operación de la línea.

En los análisis mecánicos, pudimos observar que el conductor ACAR 850 MCM 18/19, no presentará problemas en la distribución de estructuras, ya que hasta para un vano de 1000 m, no superará los tiros máximos (60%) en ninguna de las hipótesis de diseño.

4.1.1 Conductor Seleccionado

El conductor seleccionado para la línea de transmisión 500 kV, es el ACAR 850 MCM (04 conductores/fase), cuyas características principales se muestran en la Tabla 44:

Tabla 44*Características principales del conductor seleccionado.*

Conductor ACAR 850 MCM	Características principales
Sección real	431 mm ²
Nº hilos	18/19
Diámetro total	26.96 mm
Peso unitario	1185.7 kg/km
Tiro de rotura	9717 kgf
Módulo de elasticidad final	9185 kg/mm ²
Coeficiente de dilatación final	0.000023 ° C -1
R 25 °C	0.0750 ohm / km
R 75 °C	0.0882 ohm / km

Nota: Fuente Catálogo Nexans. Ver Anexo 11

4.2 Selección de los cables de guarda

Para el caso del cable OPGW, con la sección mínima y la capacidad de cortocircuito determinada en el numeral 3.6.7, además de la consideración que nos indica el (COES, 2021), en el numeral 7.1:

El cable OPGW deberá estar constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 24 hilos que deberá seguir la recomendación internacional “Telecommunication Union ITU-T G.652.D”, p 57.

Con ello, procederemos a elegir el cable OPGW que cumpla estas 03 consideraciones. Sea el caso se seleccionó el cable OPGW del tipo AlumaCore, 113.39 mm², que posee 36 hilos de fibra óptica, además de su buen comportamiento ante condiciones extremas.

Para la selección del cable Alumoweld, cabe resaltar que, se consideró este cable debido a su buen comportamiento frente a la corrosión.

Para seleccionar las características del cable Alumoweld, tomaremos en consideración algunas características similares del cable OPGW seleccionado, tales como la sección, peso unitario, diámetro. Con ello se obtiene que el cable Alumoweld a implementar en nuestra línea de transmisión 500 kV tendrá una sección de 117.42 mm².

4.2.1 Cables de guarda seleccionados

En conclusión, los cables de guarda seleccionados para la línea de transmisión 500 kV, son el cable OPGW y el cable Alumoweld, cuyas características principales de dichos cables se muestran en la Tabla 45 y Tabla 46 respectivamente:

Tabla 45

Características principales del cable OPGW seleccionado.

Cable OPGW	Características principales
Sección real	113.39 mm ²
Diámetro	14.5 mm
Peso unitario	611 kg/km
Tiro de rotura	9320 kg
Capacidad de corriente de cortocircuito	95 (kA) ² s
Nº de hilos	36
Resistencia a 25 °C	0.451613 ohm / km
Resistencia a 75 °C	0.533385 ohm / km

Nota: Fuente AFL AC-71/571. Ver Anexo 12

Tabla 46

Características principales del cable Alumoweld seleccionado.

Cable Alumoweld	Características principales
Sección real	117.42 mm ²
Diámetro	13.86 mm
Peso unitario	781.1 kg/km
Tiro de rotura	12260.1 kg
Nº de cables	7
Resistencia a 25 °C	0.7705 ohm / km
Resistencia a 75 °C	1.30707 ohm / km

Nota: Fuente Catálogo Overhead Ground. Ver Anexo 13

4.3 Selección de los aisladores

De los análisis del mínimo número de aisladores, se observó que el número mínimo de aisladores por contaminación fue mucho mayor que lo obtenido debido al impulso tipo rayo, esto se debe a algunos factores, tales como el nivel de contaminación (31 mm/kV), el uso de aisladores con distancia de fuga de 545 mm, además de la altitud del proyecto.

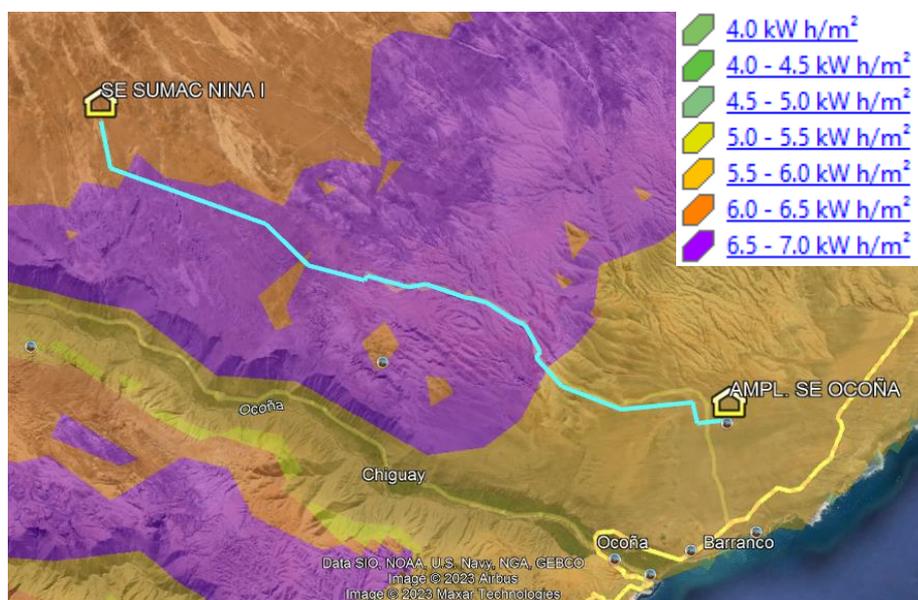
Otro factor importante a tener en cuenta, sobre todo para los niveles de 500 kV, es la sobretensión por maniobra. Determinar esta sobretensión, y con ello las mínimas distancias fase – tierra, es importante al momento de dimensionar la silueta de la estructura.

Dada la alta presencia de alta radiación solar a lo largo del recorrido de la línea de transmisión, se considera la instalación de aisladores de vidrio por encima de los aisladores de porcelana, a ser estos últimos débiles ante esta condición, ocasionado un rápido envejecimiento, caso contrario del vidrio, siendo este un material más durable y resistente.

Ver Figura 32

Figura 32

Energía solar promedio anual en la zona del proyecto.



Nota: Fuente Mapa de Energía Solar Promedio (www.geopsperu.com)

Para mejorar la confiabilidad del sistema, se prevé instalar aisladores de 160 kN en las estructuras de suspensión, y con ello soportar las diversas cargas sin exceder los porcentajes de resistencia a la rotura nominal. De la misma forma, para los aisladores tipo anclaje, se prevé la instalación de dos cadenas, cuyas cargas por cada disco de aislador será de 160 kN (redundancia de componentes).

4.3.1 Aisladores seleccionados

A continuación, se presentan las características del aislador de vidrio seleccionado.

Ver Tabla 47

Tabla 47

Características principales de los aisladores seleccionados

Características principales	Unidad	Suspensión	Anclaje
Rotura	kN	160	2x160
Peso Aprox.	kg	8.8	8.8
Diámetro de aislador	mm	330	330
Espaciamiento de aislador	mm	146	146
Distancia de fuga del aislador	mm	545	545
Distancia de fuga específica	mm/kV	31	31
Distancia de arco en seco	m	5.84	5.99
Tipo	-	Antifog	Antifog
Material	-	Vidrio	Vidrio
Numero de aisladores	Und	40	41

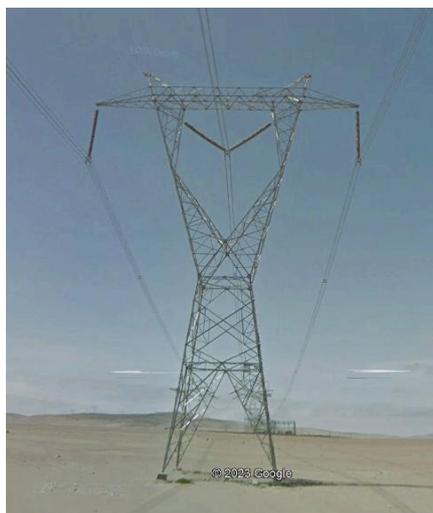
Nota: Fuente Catálogo Sediver.

4.4 Dimensionamiento de las Estructuras

Las estructuras de nuestra línea de transmisión serán estructuras metálicas (celosía), con perfiles angulares de acero galvanizado. Existen diversas configuraciones para estas estructuras, sin embargo, para nuestra línea de transmisión emplearemos estructuras similares a lo existente en la zona del estudio. Ver Figura 33

Figura 33

Línea de transmisión existente 500 kV Ocoña – San José, L-5036.



Nota: Fuente Google Earth.

Para dimensionar estas estructuras tanto tipo suspensión como tipo anclaje, se determinó las mínimas distancias fase – tierra de acuerdo a los niveles de sobretensión,

además de las distancias entre fases y fase a cable de guarda en la condición de mitad vano.

Además, se pudo determinar los ángulos de oscilación de la cadena de suspensión. Con estos resultados obtenidos, se dimensionó las medidas de la silueta de la línea de transmisión, además se determinó una altura básica aproximada, en base de la DMS determinada en el numeral 3.4.2 y las flechas a la condición de temperatura máxima mostradas en el numeral 3.5.11.2.

Además, como criterio, se consideró un ángulo de blindaje positivo de 10° para dimensionar los puntos de amarre de los cables de guarda. Con ello se tiene las siguientes dimensiones de las estructuras a emplearse en la línea de transmisión 500 kV.

Con ello, obtenemos el modelamiento de la estructura de suspensión, mostrada en la Figura 34 y para la estructura de anclaje, la Figura 35.

Figura 34

Estructura de Suspensión 500 kV.

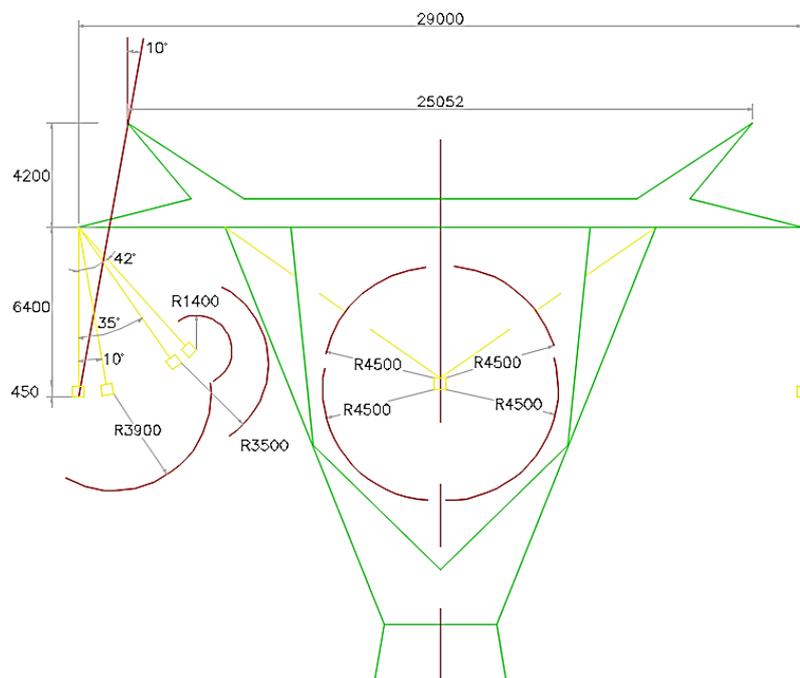
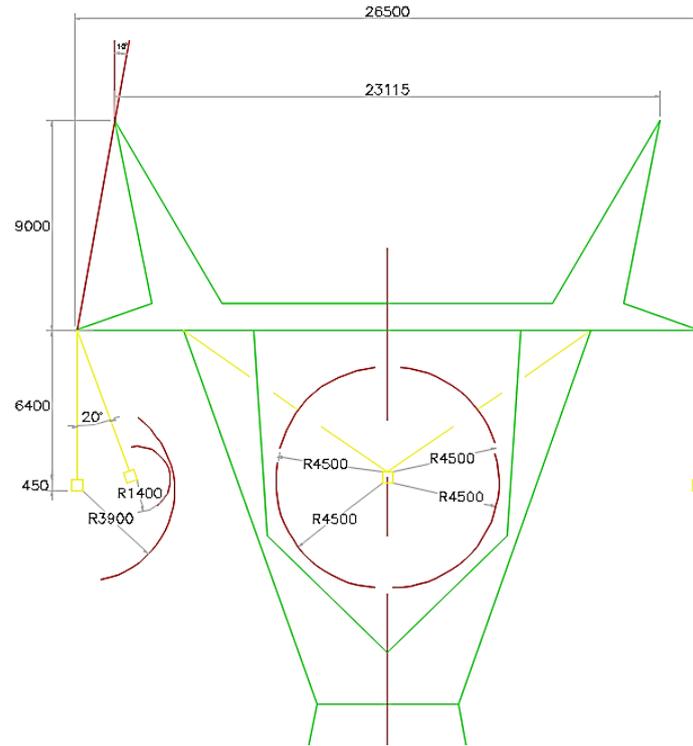


Figura 35

Estructura de Anclaje 500 kV.



4.4.1 Resultados de la Tasa de Salidas

De acuerdo al resultado obtenido, para resistencias de puesta a tierra menores o igual que 25 ohm, no se supera el valor de 1,0 falla por cada 100 km-año de acuerdo a lo indicado en (COES, 2021), ver numeral 2.1.10.3.

Conclusiones

Para la puesta en operación de la línea de transmisión 500 kV Sumac Nina - Ampliación SE Ocoña, se ha cumplido con los requerimientos técnicos requeridos de acuerdo a las normativas peruanas e internacionales.

El conductor ACAR 850 MCM 18/19 hilos (04 conductores/ fase), cubre la potencia suministrada de la futura central solar, además de ello, cumple con los límites de gradiente superficial, campo eléctrico y magnético, ruido audible y radio interferencia máximos establecidos.

El análisis económico que se realizó, nos reafirmó que implementar este conductor representa un menor costo en comparación a las otras secciones de conductores preseleccionados.

Al momento de realizar la distribución de estructuras, no presentará inconvenientes mecánicos, debido que en los análisis del conductor ACAR realizados hasta 1000 m de vano, se observó que ninguna hipótesis supera el tiro de rotura.

Las condiciones ambientales es un factor importante a tener en cuenta para determinar los suministros requeridos en un proyecto.

La obtención de los niveles de aislamiento, la selección de los aisladores y el cumplimiento de las distancias mínimas, asegurará que nuestra LT resista los esfuerzos eléctricos dados por las diferentes sobretensiones.

El aislador seleccionado soportará las cargas mecánicas originadas por el movimiento de la línea de transmisión.

La selección del cable OPGW y del cable Alumoweld cubrirá el apantallamiento de la línea, así mismo, en la evaluación de la tasa de fallas, se corroboró que la línea no presentará salidas de origen atmosférico (<1).

Recomendaciones

Se recomienda usar espinterómetros solo en las cadenas de anclaje, dado que existe la posibilidad que la LT pueda sufrir de contorneos debido a la polución o a las sobretensiones por maniobra, protegiendo así al aislador ante posibles fallas, por ello, se recomienda agregar un disco adicional a las cadenas de anclaje.

Se recomienda que los aisladores tengan una cubierta de goma silicona, con ello se garantizará un promedio de 4 años libre de mantenimiento.

Al día de hoy, los conductores de alta temperatura, continúan evaluándose en el mercado peruano, tanto por los especialistas y los entes peruanos, por ello, se recomienda para futuros estudios, realizar un análisis técnico y económico en la implementación de estos conductores de alta temperatura en comparación a los conductores típicos del mercado (conductores ACAR, ACSR, AAAC).

Referencias bibliográficas

- Bautista Ríos, J. P. (2021). *Notas de Clase de Líneas de Transmisión - FIEE - UNI*.
- CESEL Ingenieros. (2023). *Expediente de Pre Operatividad Central Solar Fotovoltaica Sumac Nina I*.
- CIGRE. (2008). *Tower Top Geometry and Mid Span Clearances. Technical Brochure 348. June*.
- COES. (2021). *Procedimiento Técnico N° 20 (PR-20)*. 161.
- DIVISION, U. S. D. O. A. R. U. S. E. S., & Revised. (2009). *Bulletin 1724E-200 Design Manual for. May*.
- Electric Power Research Institute. (2005). *AC Transmission Line Reference Book--200 kV and Above, Third Edition. EPRI, 3, 1–1074*.
- IEC 60071-1. (2019). *Insulation Coordination: Definition, principles and rules*.
- IEC 60815-1. (2008). *Selection and dimensioning of high voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 1: Definitions*. 1–8.
- IEC 60865-1. (2011). *Short circuit currents - Calculation of effects. Part 1: Definitions and calculation methods. IEC, 56*. <http://myslide.es/download/link/iec-60071-1-en-espanol-aislamiento>
- IEEE 738. (2012). *IEEE standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors* (Vol. 2012, Issue January).
- IEEE Std 80. (2013). *Guide for Safety In AC Substation Grounding*. In *Group* (Vol. 2000, Issue February).
- Knapper, J. (2008). *Overhead power lines*. In *IET Seminar Digest* (Vol. 2008, Issue 12395). <https://doi.org/10.1049/ic:20080533>
- Martínez, J. (2007). *Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión*.
- MINEM. (2006). *Código Nacional De Electricidad – Utilización. Direccion General de Electricidad - Direccion de Normas Electricas, 836*.
- MINEM. (2011). *Código Nacional de Electricidad (Suministro). Angewandte Chemie International Edition, 6(11), 951–952., Mi, 328*.

Osinergmin. (2022). *Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra. 2023*, 90–91. <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Informe-Tecnico-090-2019-GRT.pdf>

Prysmian Group. (n.d.). *Cable ACAR. 506*, 11–12. https://latam.prysmiangroup.com/sites/default/files/product_center/latam/files/006_PG_FT_AL_ESP_Cable_Aluminio_Reforzado_ACAR.pdf

Prysmian Group. (n.d.-a). *Cable AAAC. 506*.

Prysmian Group. (n.d.-b). *Cable ACSR. 506*. http://www.cdeln.com/sites/default/files/fichas_tecnicas/2010/03/cn-003-CablesACSR.pdf

Untiveros, H. (1998). *Diseño de Líneas de Transmisión aéreas en altas tensiones* (p. 274).

Anexos

	Pág.
Anexo 1: Ampacidad.....	1
Anexo 2: Gradiente Eléctrico	16
Anexo 3: Costos de Pérdidas.....	21
Anexo 4: Costos totales por tipo de conductor	29
Anexo 5: Campo Eléctrico y Magnético.....	31
Anexo 6 Radio Interferencia y Ruido Audible	34
Anexo 7: Constantes del Material	37
Anexo 8: Niveles de Aislamiento – IEC 60071-1	39
Anexo 9: Número de aisladores por sobretensión.....	41
Anexo 10: Tabla de distribución normal	43
Anexo 11: Conductores ACAR.....	45
Anexo 12: Cables OPGW	47
Anexo 13: Cable Alumoweld	49

Anexo 1

Ampacidad

ACAR 650 MCM

Steady-State Thermal Rating

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 35.000 (deg C)
Wind speed: 0.610 (m/s)
Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
Atmosphere type: Industrial

Solar Conditions

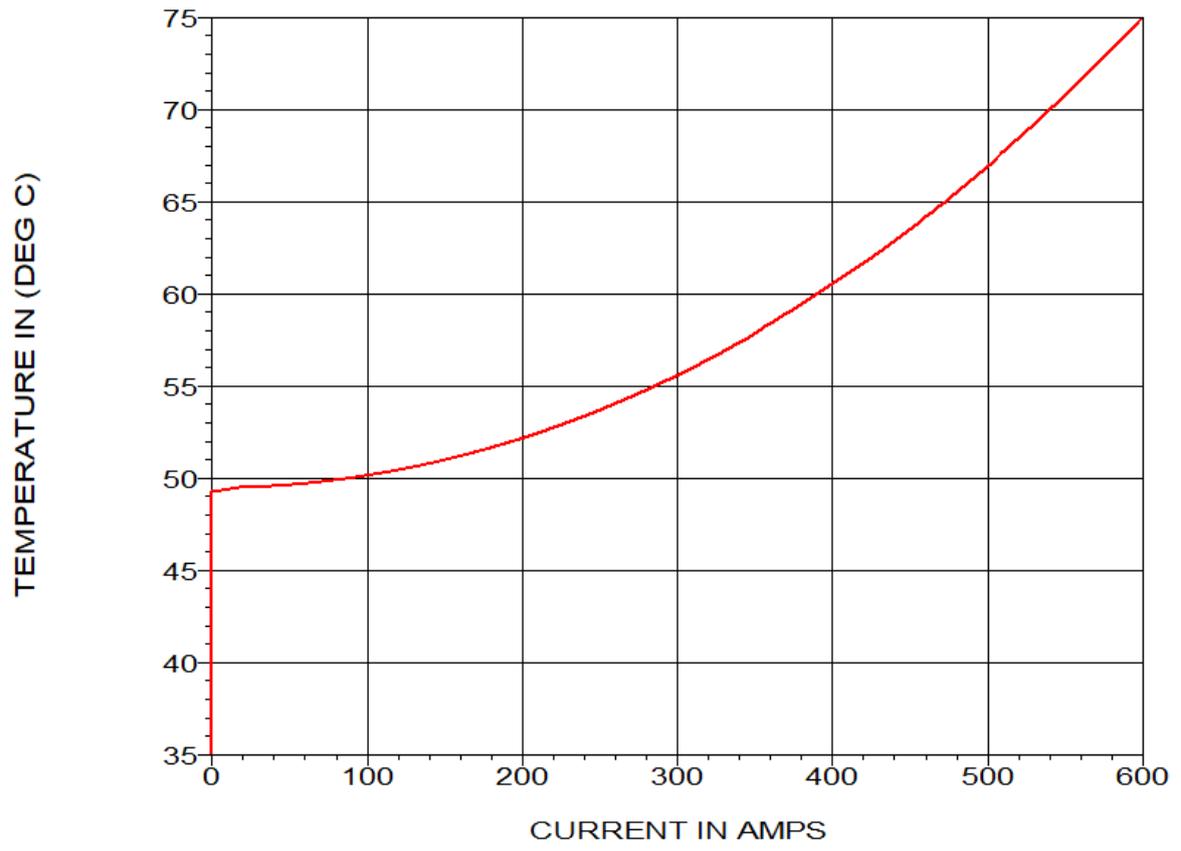
Date: agosto 8 (day of the year with most solar heating)
Day of year: 220
Sun time: 12.000 (hours)
Altitude: 89.970 (deg)
Azimuth: 180.000 (deg)

Conductor Properties

Description: 650 kcmil 30/7 Strands ACAR - Adapted from 1970's Publicly Available Data
Azimuth: 90.000 (deg)
AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0930 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.1100 (Ohm/km)
Solar absorptivity: 0.500
Emissivity: 0.500
Outer diameter: 23.560 (mm)
Outer strand diameter: 0.000 (mm)
Outer strand layers: 0
Outer surface finish: Smooth
Cable is thermal bimetallic: False
Heat capacity: 0.000 (Watt-s/m-deg C)
Latitude: - 16.000 (deg)
Elevation above sea level: 2000.000 (m)

Analysis Results

Current: 599.580 (Amps)
Conductor temperature: 75.000 (deg C)
Convective cooling: 44.219 (Watt/m)
Radiative cooling: 16.659 (Watt/m)
Solar heating: 21.334 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation: 1006.114 (Watt/m^2)
Final conductor azimuth: 270.000 (deg)
Final solar absorptivity: 0.900
Final emissivity: 0.700
Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)



ACAR 700 MCM

Steady-State Thermal Rating

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 35.000 (deg C)
Wind speed: 0.610 (m/s)
Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
Atmosphere type: Industrial

Solar Conditions

Date: agosto 8 (day of the year with most solar heating)
Day of year: 220
Sun time: 12.000 (hours)
Altitude: 89.970 (deg)
Azimuth: 180.000 (deg)

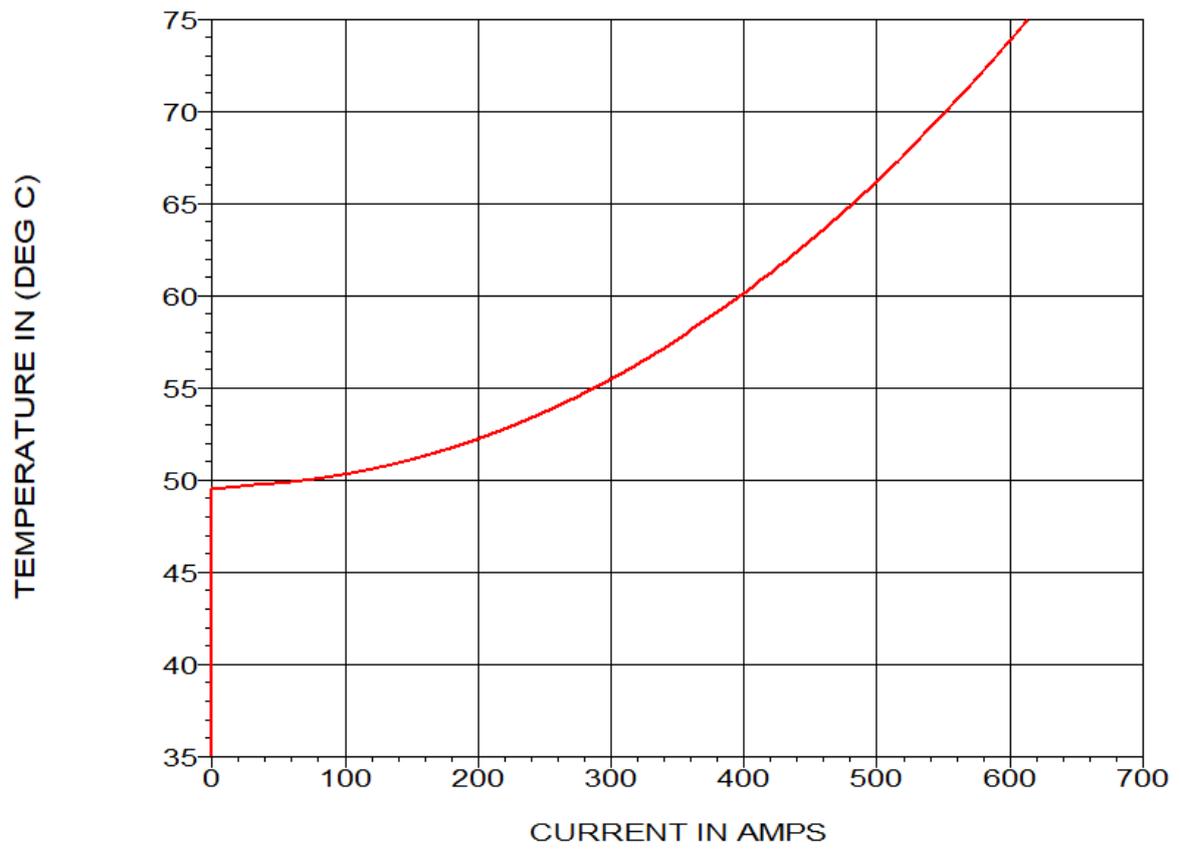
Conductor Properties

Description: 700 kcmil 18/19 Strands ACAR - Adapted from 1970's Publicly Available Data

Azimuth: 90.000 (deg)
AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0905 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.1069 (Ohm/km)
Solar absorptivity: 0.500
Emissivity: 0.500
Outer diameter: 24.450 (mm)
Outer strand diameter: 0.000 (mm)
Outer strand layers: 0
Outer surface finish: Smooth
Cable is thermal bimetallic: False
Heat capacity: 0.000 (Watt-s/m-deg C)
Latitude: - 16.000 (deg)
Elevation above sea level: 2000.000 (m)

Analysis Results

Current: 613.281 (Amps)
Conductor temperature: 75.000 (deg C)
Convective cooling: 45.057 (Watt/m)
Radiative cooling: 17.289 (Watt/m)
Solar heating: 22.140 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation: 1006.114 (Watt/m^2)
Final conductor azimuth: 270.000 (deg)
Final solar absorptivity: 0.900
Final emissivity: 0.700
Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)



ACAR 800 MCM

Steady-State Thermal Rating

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 35.000 (deg C)
Wind speed: 0.610 (m/s)
Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
Atmosphere type: Industrial

Solar Conditions

Date: agosto 8 (day of the year with most solar heating)
Day of year: 220
Sun time: 12.000 (hours)
Altitude: 89.970 (deg)
Azimuth: 180.000 (deg)

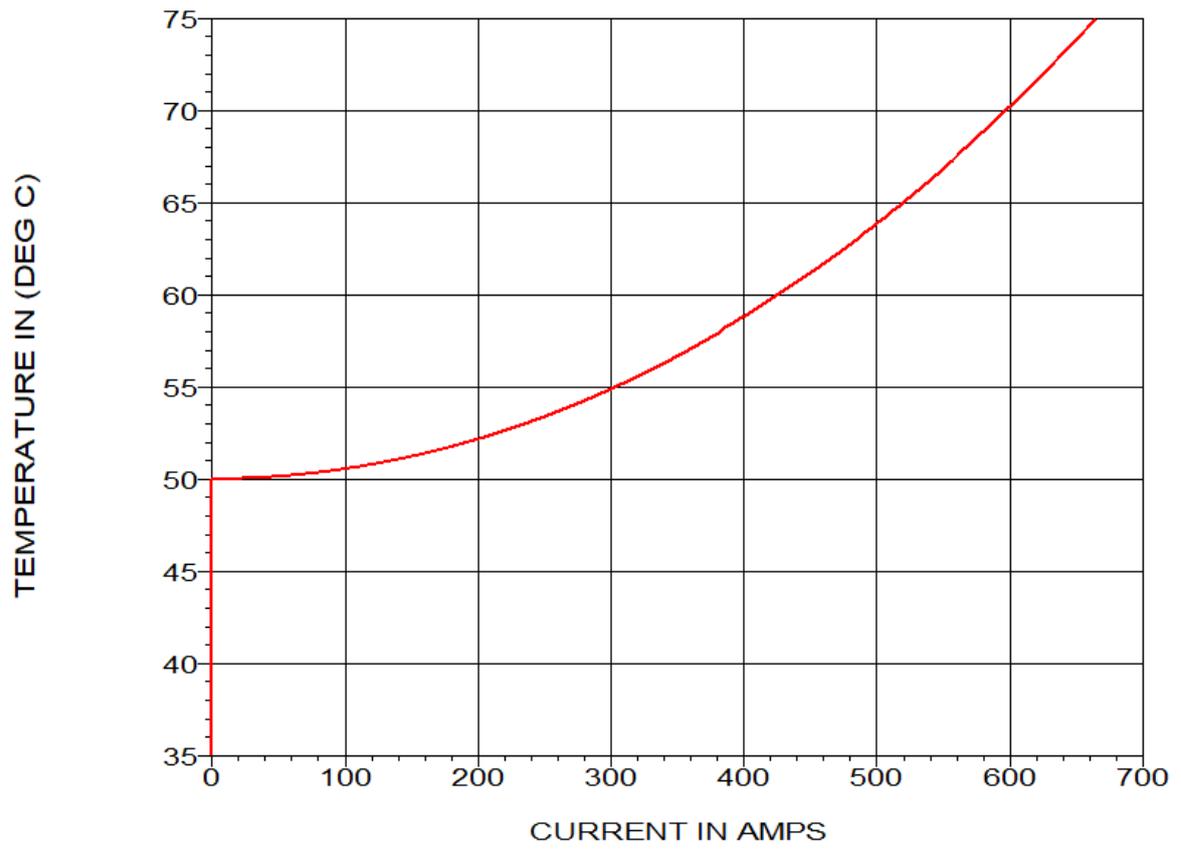
Conductor Properties

Description: 800 kcmil 18/19 Strands ACAR - Adapted from 1970's Publicly Available Data

Azimuth: 90.000 (deg)
AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0796 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.0938 (Ohm/km)
Solar absorptivity: 0.500
Emissivity: 0.500
Outer diameter: 26.140 (mm)
Outer strand diameter: 0.000 (mm)
Outer strand layers: 0
Outer surface finish: Smooth
Cable is thermal bimetallic: False
Heat capacity: 0.000 (Watt-s/m-deg C)
Latitude: - 16.000 (deg)
Elevation above sea level: 2000.000 (m)

Analysis Results

Current: 664.548 (Amps)
Conductor temperature: 75.000 (deg C)
Convective cooling: 46.611 (Watt/m)
Radiative cooling: 18.484 (Watt/m)
Solar heating: 23.670 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation: 1006.114 (Watt/m^2)
Final conductor azimuth: 270.000 (deg)
Final solar absorptivity: 0.900
Final emissivity: 0.700
Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)



ACAR 850 MCM

Steady-State Thermal Rating

IEEE Standard 738-2006 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 35.000 (deg C)
Wind speed: 0.610 (m/s)
Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
Atmosphere type: Industrial

Solar Conditions

Date: agosto 8 (day of the year with most solar heating)
Day of year: 220
Sun time: 12.000 (hours)
Altitude: 89.970 (deg)
Azimuth: 180.000 (deg)

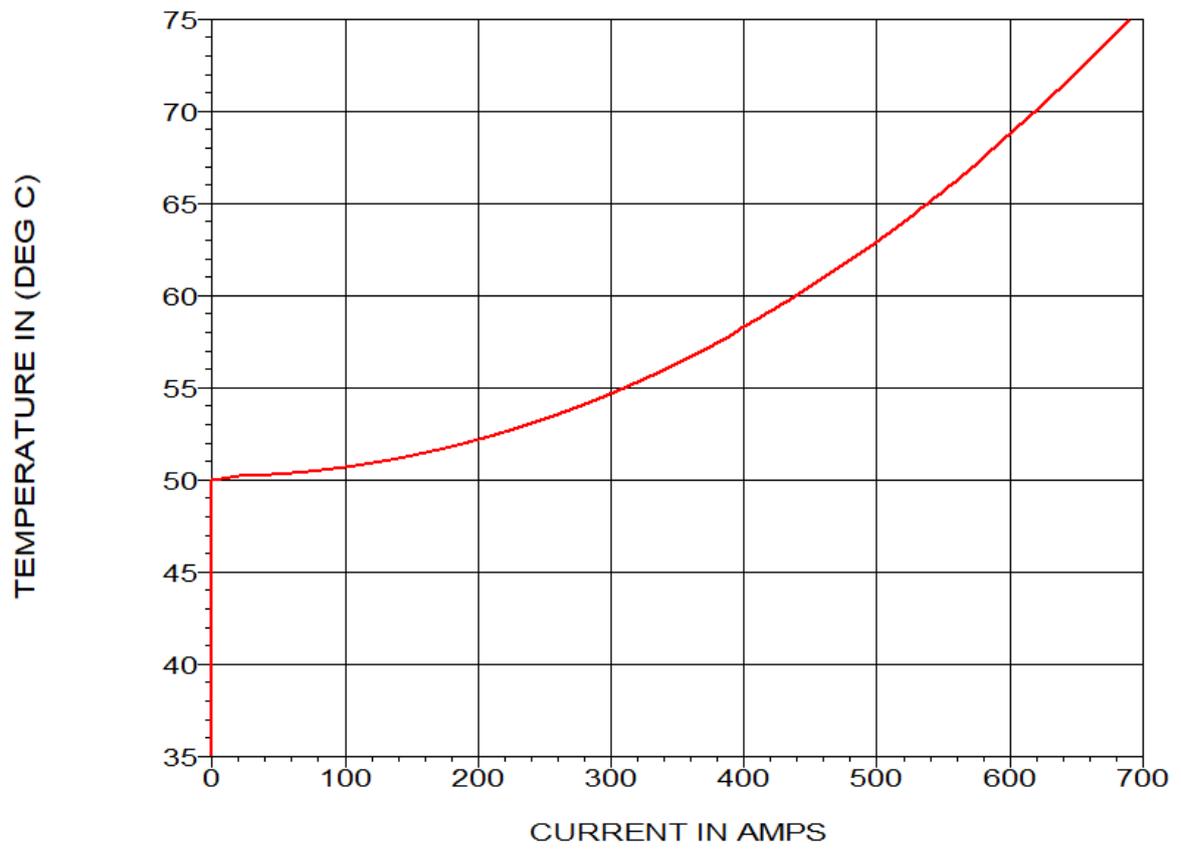
Conductor Properties

Description: 850 kcmil 18/19 Strands ACAR - Adapted from 1970's Publicly Available Data

Azimuth: 90.000 (deg)
AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0750 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.0882 (Ohm/km)
Solar absorptivity: 0.500
Emissivity: 0.500
Outer diameter: 26.960 (mm)
Outer strand diameter: 0.000 (mm)
Outer strand layers: 0
Outer surface finish: Smooth
Cable is thermal bimetallic: False
Heat capacity: 0.000 (Watt-s/m-deg C)
Latitude: 16.000 (deg)
Elevation above sea level: 2000.000 (m)

Analysis Results

Current: 690.047 (Amps)
Conductor temperature: 75.000 (deg C)
Convective cooling: 47.347 (Watt/m)
Radiative cooling: 19.063 (Watt/m)
Solar heating: 24.412 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation: 1006.114 (Watt/m^2)
Final conductor azimuth: 270.000 (deg)
Final solar absorptivity: 0.900
Final emissivity: 0.700
Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)



ACAR 900 MCM

Steady-State Thermal Rating

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 35.000 (deg C)
Wind speed: 0.610 (m/s)
Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
Atmosphere type: Industrial

Solar Conditions

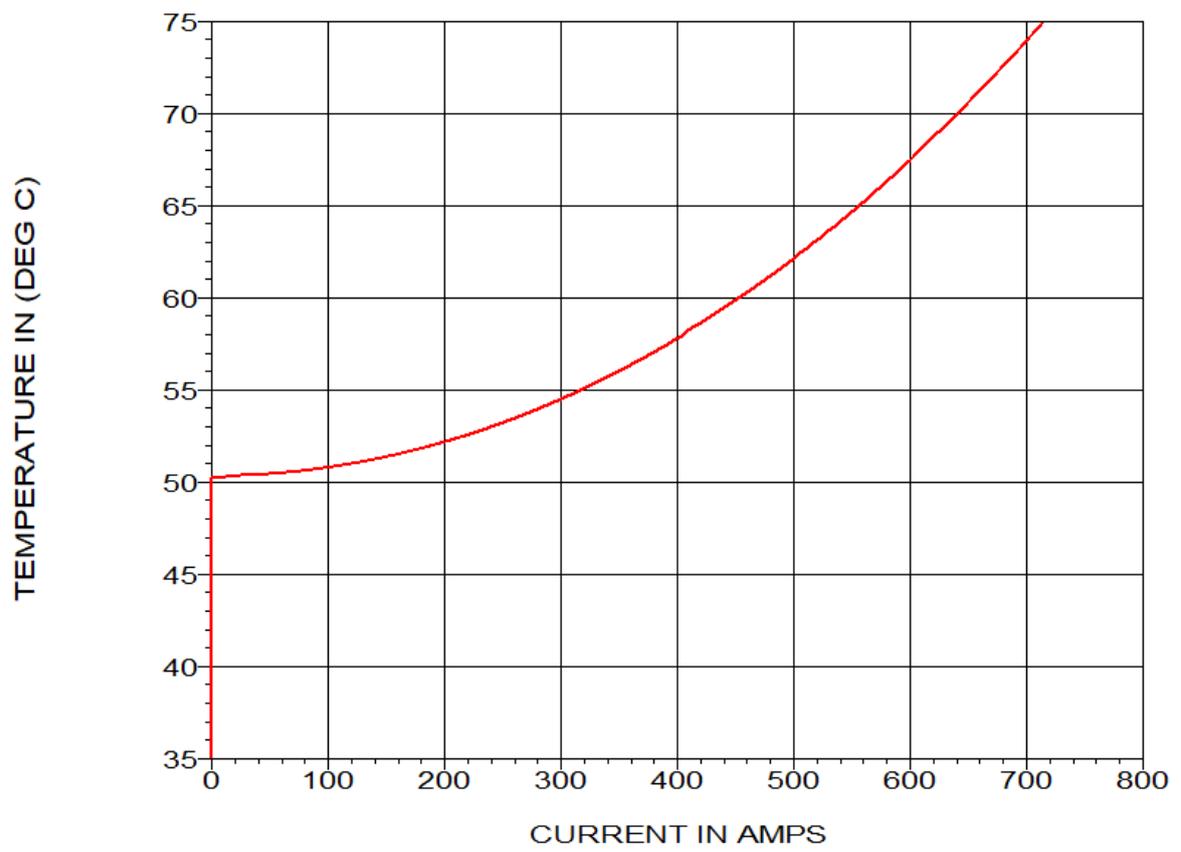
Date: agosto 8 (day of the year with most solar heating)
Day of year: 220
Sun time: 12.000 (hours)
Altitude: 89.970 (deg)
Azimuth: 180.000 (deg)

Conductor Properties

Description: 900 kcmil 18/19 Strands ACAR - Adapted from 1970's Publicly Available Data
Azimuth: 90.000 (deg)
AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0709 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.0833 (Ohm/km)
Solar absorptivity: 0.500
Emissivity: 0.500
Outer diameter: 27.730 (mm)
Outer strand diameter: 0.000 (mm)
Outer strand layers: 0
Outer surface finish: Smooth
Cable is thermal bimetallic: False
Heat capacity: 0.000 (Watt-s/m-deg C)
Latitude: - 16.000 (deg)
Elevation above sea level: 2000.000 (m)

Analysis Results

Current: 714.509 (Amps)
Conductor temperature: 75.000 (deg C)
Convective cooling: 48.028 (Watt/m)
Radiative cooling: 19.608 (Watt/m)
Solar heating: 25.110 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation: 1006.114 (Watt/m^2)
Final conductor azimuth: 270.000 (deg)
Final solar absorptivity: 0.900
Final emissivity: 0.700
Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)



ACAR 950 MCM

Steady-State Thermal Rating

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 35.000 (deg C)
Wind speed: 0.610 (m/s)
Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
Atmosphere type: Industrial

Solar Conditions

Date: agosto 8 (day of the year with most solar heating)
Day of year: 220
Sun time: 12.000 (hours)
Altitude: 89.970 (deg)
Azimuth: 180.000 (deg)

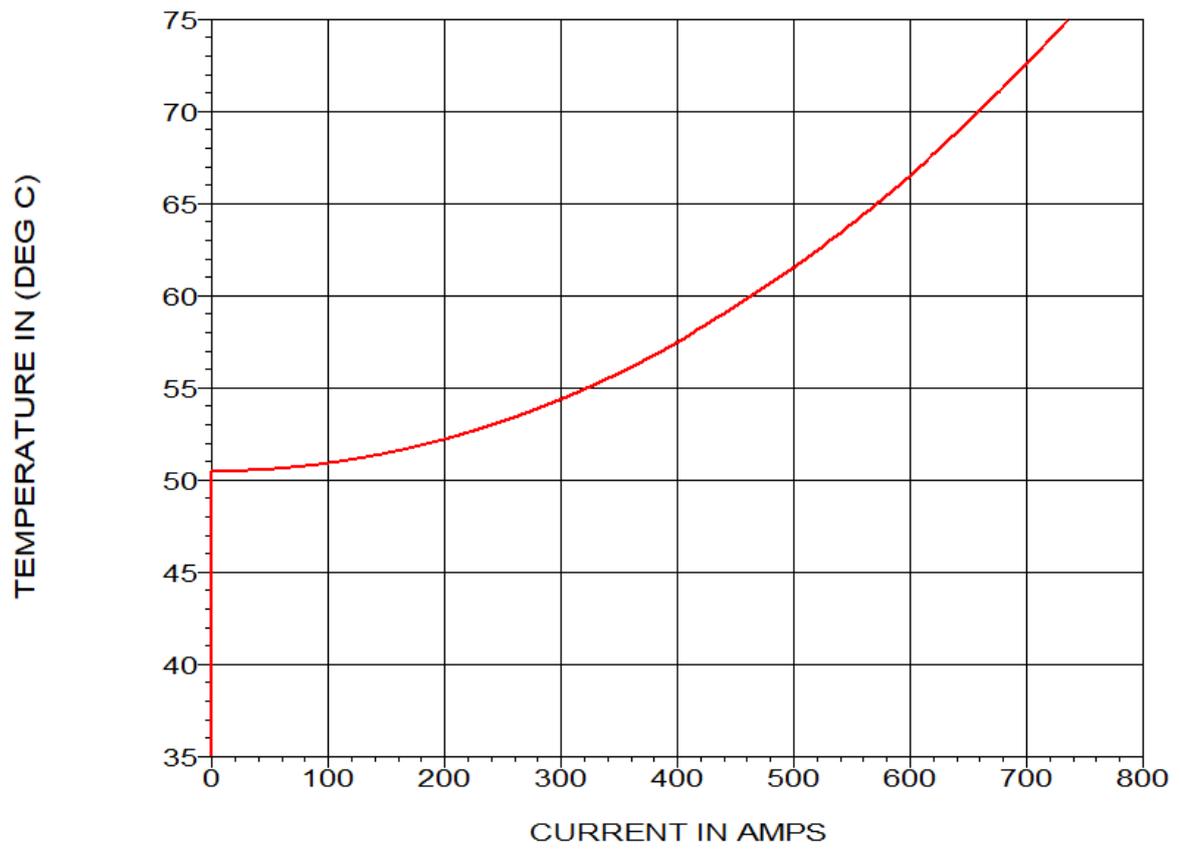
Conductor Properties

Description: 950 kcmil 18/19 Strands ACAR - Adapted from 1970's Publicly Available Data

Azimuth: 90.000 (deg)
AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0674 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.0795 (Ohm/km)
Solar absorptivity: 0.500
Emissivity: 0.500
Outer diameter: 28.480 (mm)
Outer strand diameter: 0.000 (mm)
Outer strand layers: 0
Outer surface finish: Smooth
Cable is thermal bimetallic: False
Heat capacity: 0.000 (Watt-s/m-deg C)
Latitude: - 16.000 (deg)
Elevation above sea level: 2000.000 (m)

Analysis Results

Current: 735.727 (Amps)
Conductor temperature: 75.000 (deg C)
Convective cooling: 48.683 (Watt/m)
Radiative cooling: 20.138 (Watt/m)
Solar heating: 25.789 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation: 1006.114 (Watt/m²)
Final conductor azimuth: 270.000 (deg)
Final solar absorptivity: 0.900
Final emissivity: 0.700
Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)



ACAR 1000 MCM

Steady-State Thermal Rating

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 35.000 (deg C)
Wind speed: 0.610 (m/s)
Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
Atmosphere type: Industrial

Solar Conditions

Date: agosto 8 (day of the year with most solar heating)
Day of year: 220
Sun time: 12.000 (hours)
Altitude: 89.970 (deg)
Azimuth: 180.000 (deg)

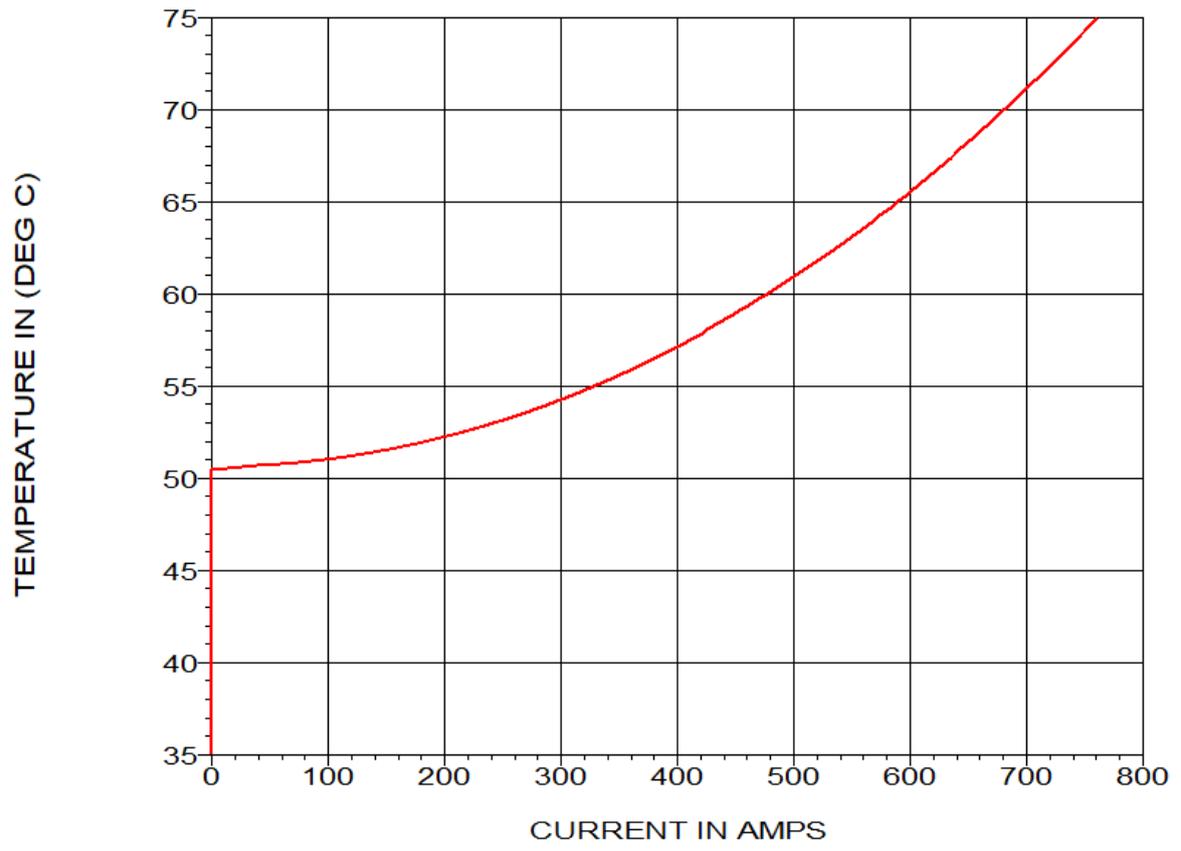
Conductor Properties

Description: 1000 kcmil 18/19 Strands ACAR - Adapted from 1970's
Publicly Available Data

Azimuth: 90.000 (deg)
AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0643 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.0752 (Ohm/km)
Solar absorptivity: 0.500
Emissivity: 0.500
Outer diameter: 29.235 (mm)
Outer strand diameter: 0.000 (mm)
Outer strand layers: 0
Outer surface finish: Smooth
Cable is thermal bimetallic: False
Heat capacity: 0.000 (Watt-s/m-deg C)
Latitude: - 16.000 (deg)
Elevation above sea level: 2000.000 (m)

Analysis Results

Current: 760.866 (Amps)
Conductor temperature: 75.000 (deg C)
Convective cooling: 49.335 (Watt/m)
Radiative cooling: 20.672 (Watt/m)
Solar heating: 26.473 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation: 1006.114 (Watt/m^2)
Final conductor azimuth: 270.000 (deg)
Final solar absorptivity: 0.900
Final emissivity: 0.700
Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)



Anexo 2

Gradiente Eléctrico

ACAR 600 MCM								
Fase/ CG	X (m)	Y (m)	Flecha (m)	Diámetro (mm)	Cond/ fase	Δ (m)	Tensión (kV)	Ángulo
A	0	36	23	22.6	4	0.457	500	0
B	14.5	36	23	22.6	4	0.457	500	-120
C	-14.5	36	23	22.6	4	0.457	500	120
C1	-12.53	46.6	20.7	13.90	1	0	0	0
C2	12.53	46.6	20.7	14.50	1	0	0	0

CG/ Fase	E pico	E rms	Ec kVrms/cm
EC1	10.37	7.21	14.90
EC2	9.99	6.94	14.90
EA	24.02	16.99	14.90
EB	22.47	15.88	14.90
EC	22.47	15.88	14.90

m	0.768	cm
δ	0.77	
rc	1.13	
ms	0.9.	
Ec	14.90	

ACAR 700 MCM								
Fase/ CG	X (m)	Y (m)	Flecha (m)	Diámetro (mm)	Cond/ fase	Δ (m)	Tensión (kV)	Ángulo
A	0	36	23	24.5	4	0.457	500	0
B	14.5	36	23	24.5	4	0.457	500	-120
C	-14.5	36	23	24.5	4	0.457	500	120
C1	-12.53	46.6	20.7	13.90	1	0	0	0
C2	12.53	46.6	20.7	14.50	1	0	0	0

CG/ Fase	E pico	E rms	Ec kVrms/cm
EC1	10.41	7.24	14.91
EC2	10.03	6.97	14.91
EA	22.45	15.87	14.91
EB	20.99	14.84	14.91
EC	20.99	14.84	14.91

m	0.776	cm
δ	0.77	
rc	1.23	
ms	0.90	
Ec	14.91	

ACAR 800 MCM								
Fase/ CG	X (m)	Y (m)	Flecha (m)	Diámetro (mm)	Cond/ fase	Δ (m)	Tensión (kV)	Ángulo
A	0	36	23	26.1	4	0.457	500	0
B	14.5	36	23	26.1	4	0.457	500	-120
C	-14.5	36	23	26.1	4	0.457	500	120
C1	-12.53	46.6	20.7	13.90	1	0	0	0
C2	12.53	46.6	20.7	14.50	1	0	0	0

CG/ Fase	E pico	E rms	Ec kVrms/cm
EC1	10.45	7.26	14.90
EC2	10.06	6.99	14.90
EA	21.29	15.06	14.90
EB	19.91	14.07	14.90
EC	19.91	14.07	14.90

m	0.781	cm
δ	0.77	
rc	1.31	
ms	0.90	
Ec	14.90	

ACAR 850 MCM								
Fase/ CG	X (m)	Y (m)	Flecha (m)	Diámetro (mm)	Cond/ fase	Δ (m)	Tensión (kV)	Ángulo
A	0	36	23	26.9	4	0.457	500	0
B	14.5	36	23	26.9	4	0.457	500	-120
C	-14.5	36	23	26.9	4	0.457	500	120
C1	-12.53	46.4	20.7	13.90	1	0	0	0
C2	12.53	46.4	20.7	14.50	1	0	0	0

CG/ Fase	E pico	E rms	Ec kVrms/cm
EC1	10.47	7.27	14.91
EC2	10.08	7.01	14.91
EA	20.77	14.69	14.91
EB	19.41	13.72	14.91
EC	19.41	13.72	14.91

m	0.784	cm
δ	0.77	
rc	1.35	
ms	0.90	
Ec	14.91	

ACAR 900 MCM								
Fase/ CG	X (m)	Y (m)	Flecha (m)	Diámetro (mm)	Cond/ fase	Δ (m)	Tensión (kV)	Ángulo
A	0	36	23	27.7	4	0.457	500	0
B	14.5	36	23	27.7	4	0.457	500	-120
C	-14.5	36	23	27.7	4	0.457	500	120
C1	-12.53	46.6	20.7	13.90	1	0	0	0
C2	12.53	46.6	20.7	14.50	1	0	0	0

CG/ Fase	E pico	E rms	Ec kVrms/cm
EC1	10.30	7.29	14.89
EC2	9.92	7.02	14.89
EA	20.27	14.33	14.89
EB	18.94	13.39	14.89
EC	18.94	13.39	14.89

m	0.786	cm
δ	0.77	
rc	1.39	
ms	0.90	
Ec	14.89	

ACAR 950 MCM								
Fase/ CG	X (m)	Y (m)	Flecha (m)	Diámetro (mm)	Cond/ fase	Δ (m)	Tensión (kV)	Ángulo
A	0	36	23	28.5	4	0.457	500	0
B	14.5	36	23	28.5	4	0.457	500	-120
C	-14.5	36	23	28.5	4	0.457	500	120
C1	-12.53	46.6	20.7	13.90	1	0	0	0
C2	12.53	46.6	20.7	14.50	1	0	0	0

CG/ Fase	E pico	E rms	Ec kVrms/cm
EC1	10.32	7.30	14.88
EC2	9.94	7.03	14.88
EA	19.80	14.00	14.88
EB	18.50	13.08	14.88
EC	18.50	13.08	14.88

m	0.788	cm
δ	0.77	
rc	1.43	
ms	0.90	
Ec	14.88	

ACAR 1000 MCM								
Fase/ CG	X (m)	Y (m)	Flecha (m)	Diámetro (mm)	Cond/ fase	Δ (m)	Tensión (kV)	Ángulo
A	0	36	23	29.2	4	0.457	500	0
B	14.5	36	23	29.2	4	0.457	500	-120
C	-14.5	36	23	29.2	4	0.457	500	120
C1	-12.53	46.6	20.7	13.90	1	0	0	0
C2	12.53	46.6	20.7	14.50	1	0	0	0

CG/ Fase	E pico	E rms	Ec kVrms/cm
EC1	10.33	7.31	14.88
EC2	9.95	7.04	14.88
EA	19.41	13.73	14.88
EB	18.13	12.82	14.88
EC	18.13	12.82	14.88

m	0.790	cm
δ	0.77	
rc	1.46	
ms	0.90	
Ec	14.88	

Anexo 3

Costos de Pérdidas

Conductor ACAR 650 MCM			PÉRDIDAS JOULE					PÉRDIDAS CORONA				
	AÑO	POTENCIA	Pérdidas de Potencia MW	Pérdidas de energía anual MWh	Costo de pérdidas de energía	Costo de pérdidas de Potencia	Costo de pérdidas totales	Pérdidas de Potencia	Pérdidas de energía anual	Costo de pérdidas de energía	Costo de pérdidas de Potencia	Costo de pérdidas totales
0	2.023	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
1	2.024	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
2	2.025	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
3	2.026	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
4	2.027	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
5	2.028	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
6	2.029	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
7	2.030	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
8	2.031	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
9	2.032	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
10	2.033	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
11	2.034	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
12	2.035	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
13	2.036	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
14	2.037	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
15	2.038	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
16	2.039	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
17	2.040	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
18	2.041	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
19	2.042	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
20	2.043	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
21	2.044	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
22	2.045	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
23	2.046	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
24	2.047	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
25	2.048	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
26	2.049	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
27	2.050	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
28	2.051	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
29	2.052	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
30	2.043	446.81	0.94	2,505.27	133,355.49	66,665.02	200,020.51	2.1956	19,233.88	1,023,819.52	156,246.00	1,180,065.51
TOTAL PÉRDIDAS JOULE US\$							1,617,162.99	TOTAL PÉRDIDAS CORONA US\$				9,540,812.78

Conductor ACAR 700 MCM			PÉRDIDAS JOULE					PÉRDIDAS CORONA					
	AÑO	POTENCIA	Pérdidas de Potencia MW	Pérdidas de energía anual MWh	Costo de pérdidas de energía	Costo de pérdidas de Potencia	Costo de pérdidas totales	Pérdidas de Potencia	Pérdidas de energía anual	Costo de pérdidas de energía	Costo de pérdidas de Potencia	Costo de pérdidas totales	
0	2,023	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
1	2,024	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
2	2,025	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
3	2,026	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
4	2,027	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
5	2,028	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
6	2,029	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
7	2,030	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
8	2,031	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
9	2,032	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
10	2,033	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
11	2,034	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
12	2,035	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
13	2,036	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
14	2,037	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
15	2,038	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
16	2,039	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
17	2,040	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
18	2,041	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
19	2,042	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
20	2,043	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
21	2,044	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
22	2,045	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
23	2,046	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
24	2,047	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
25	2,048	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
26	2,049	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
27	2,050	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
28	2,051	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
29	2,052	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
30	2,043	446.81	0.91	2,434.67	129,597.29	64,786.28	97,191.79	1.7390	15,233.38	810,872.93	123,748.03	934,620.96	
				TOTAL PÉRDIDAS JOULE US\$				785,794.20	TOTAL PÉRDIDAS CORONA US\$				7,556,397.06

Conductor ACAR 800 MCM			PÉRDIDAS JOULE					PÉRDIDAS CORONA					
	AÑO	POTENCIA	Pérdidas de Potencia MW	Pérdidas de energía anual MWh	Costo de pérdidas de energía	Costo de pérdidas de Potencia	Costo de pérdidas totales	Pérdidas de Potencia	Pérdidas de energía anual	Costo de pérdidas de energía	Costo de pérdidas de Potencia	Costo de pérdidas totales	
0	2.023	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
1	2.024	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
2	2.025	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
3	2.026	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
4	2.027	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
5	2.028	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
6	2.029	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
7	2.030	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
8	2.031	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
9	2.032	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
10	2.033	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
11	2.034	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
12	2.035	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
13	2.036	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
14	2.037	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
15	2.038	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
16	2.039	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
17	2.040	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
18	2.041	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
19	2.042	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
20	2.043	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
21	2.044	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
22	2.045	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
23	2.046	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
24	2.047	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
25	2.048	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
26	2.049	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
27	2.050	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
28	2.051	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
29	2.052	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
30	2.043	446.81	0.80	2,136.31	113,715.86	56,847.08	85,281.47	1.5878	13,909.33	740,393.55	112,992.11	853,385.66	
TOTAL PÉRDIDAS JOULE US\$							689,499.49	TOTAL PÉRDIDAS CORONA US\$					6,899,610.85

Conductor ACAR 850 MCM			PÉRDIDAS JOULE					PÉRDIDAS CORONA				
	AÑO	POTENCIA	Pérdidas de Potencia MW	Pérdidas de energía anual MWh	Costo de pérdidas de energía	Costo de pérdidas de Potencia	Costo de pérdidas totales	Pérdidas de Potencia	Pérdidas de energía anual	Costo de pérdidas de energía	Costo de pérdidas de Potencia	Costo de pérdidas totales
0	2.023	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
1	2.024	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
2	2.025	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
3	2.026	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
4	2.027	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
5	2.028	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
6	2.029	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
7	2.030	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
8	2.031	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
9	2.032	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
10	2.033	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
11	2.034	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
12	2.035	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
13	2.036	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
14	2.037	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
15	2.038	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
16	2.039	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
17	2.040	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
18	2.041	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
19	2.042	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
20	2.043	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
21	2.044	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
22	2.045	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
23	2.046	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
24	2.047	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
25	2.048	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
26	2.049	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
27	2.050	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
28	2.051	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
29	2.052	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
30	2.043	446.81	0.75	2,008.77	106,926.86	53,453.23	80,190.04	1.5178	13,295.61	707,725.26	108,006.57	815,731.83
TOTAL PÉRDIDAS JOULE US\$							648,335.35	TOTAL PÉRDIDAS CORONA US\$				6,595,180.18

Conductor ACAR 900 MCM			PÉRDIDAS JOULE					PÉRDIDAS CORONA				
	AÑO	POTENCIA	Pérdidas de Potencia MW	Pérdidas de energía anual MWh	Costo de pérdidas de energía	Costo de pérdidas de Potencia	Costo de pérdidas totales	Pérdidas de Potencia	Pérdidas de energía anual	Costo de pérdidas de energía	Costo de pérdidas de Potencia	Costo de pérdidas totales
0	2.023	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
1	2.024	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
2	2.025	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
3	2.026	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
4	2.027	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
5	2.028	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
6	2.029	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
7	2.030	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
8	2.031	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
9	2.032	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
10	2.033	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
11	2.034	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
12	2.035	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
13	2.036	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
14	2.037	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
15	2.038	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
16	2.039	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
17	2.040	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
18	2.041	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
19	2.042	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
20	2.043	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
21	2.044	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
22	2.045	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
23	2.046	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
24	2.047	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
25	2.048	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
26	2.049	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
27	2.050	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
28	2.051	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
29	2.052	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
30	2.043	446.81	0.71	1,897.17	100,986.48	50,483.60	75,735.04	1.4422	12,633.25	672,467.93	102,625.92	775,093.85
TOTAL PÉRDIDAS JOULE US\$							612,316.72	TOTAL PÉRDIDAS CORONA US\$				6,266,622.67

Conductor ACAR 950 MCM			PÉRDIDAS JOULE					PÉRDIDAS CORONA					
	AÑO	POTENCIA	Pérdidas de Potencia MW	Pérdidas de energía anual MWh	Costo de pérdidas de energía	Costo de pérdidas de Potencia	Costo de pérdidas totales	Pérdidas de Potencia	Pérdidas de energía anual	Costo de pérdidas de energía	Costo de pérdidas de Potencia	Costo de pérdidas totales	
0	2.023	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
1	2.024	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
2	2.025	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
3	2.026	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
4	2.027	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
5	2.028	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
6	2.029	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
7	2.030	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
8	2.031	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
9	2.032	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
10	2.033	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
11	2.034	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
12	2.035	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
13	2.036	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
14	2.037	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
15	2.038	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
16	2.039	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
17	2.040	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
18	2.041	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
19	2.042	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
20	2.043	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
21	2.044	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
22	2.045	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
23	2.046	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
24	2.047	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
25	2.048	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
26	2.049	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
27	2.050	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
28	2.051	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
29	2.052	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
30	2.043	446.81	0.68	1,810.63	96,379.65	48,180.63	72,280.14	1.3754	12,048.16	641,323.36	97,872.92	739,196.28	
				TOTAL PÉRDIDAS JOULE US\$				584,383.90	TOTAL PÉRDIDAS CORONA US\$				5,976,391.35

Conductor ACAR 1000 MCM			PÉRDIDAS JOULE					PÉRDIDAS CORONA				
	AÑO	POTENCIA	Pérdidas de Potencia MW	Pérdidas de energía anual MWh	Costo de pérdidas de energía	Costo de pérdidas de Potencia	Costo de pérdidas totales	Pérdidas de Potencia	Pérdidas de energía anual	Costo de pérdidas de energía	Costo de pérdidas de Potencia	Costo de pérdidas totales
0	2.023	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
1	2.024	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
2	2.025	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
3	2.026	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
4	2.027	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
5	2.028	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
6	2.029	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
7	2.030	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
8	2.031	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
9	2.032	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
10	2.033	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
11	2.034	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
12	2.035	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
13	2.036	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
14	2.037	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
15	2.038	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
16	2.039	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
17	2.040	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
18	2.041	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
19	2.042	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
20	2.043	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
21	2.044	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
22	2.045	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
23	2.046	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
24	2.047	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
25	2.048	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
26	2.049	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
27	2.050	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
28	2.051	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
29	2.052	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
30	2.043	446.81	0.64	1,712.69	91,166.66	45,574.63	68,370.65	1.3332	11,678.54	621,648.44	94,870.32	716,518.76
TOTAL PÉRDIDAS JOULE US\$							552,775.71	TOTAL PÉRDIDAS CORONA US\$				5,793,043.91

Anexo 4
Costos totales por tipo de conductor

Evaluación de Alternativas:

Variable	Unidad	Cond. base	650 - 30/7	700 - 18/19	800 - 18/19	850 - 18/19	900 - 18/19	950 - 18/19	1000 - 18/19
kd	\$/km	255,367.60	209,862.21	216,781.15	230,086.83	237,005.77	243,658.61	250,311.45	257,230.39
kF		940.85	940.85	940.85	940.85	940.85	940.85	940.85	940.85
V	kV	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00
n	N° subconductores	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
A	Sección	500.00	329.00	355.00	405.00	431.00	456.00	481.00	507.00
NT	N ternas	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Análisis de costos:

N° COND. / FASE	TIPO DE CONDUCTOR	SECCIÓN mm ²	INVERSIÓN INICIAL (a) US\$	COSTO DE MANT. (b) (US\$)	INVERSIÓN TOTAL (a+b) (US\$)	COSTO DE PÉRDIDAS JOULE (c) (US\$)	COSTO DE PÉRDIDAS CORONA (d) (US\$)	COSTO TOTAL (a+b+c+d)
4.00	ACAR 650 - 30/7	329.00	8,079,695	1,952,503	10,032,198	1,617,163	9,540,813	21,190,174
4.00	ACAR 700 - 18/19	355.00	8,346,074	2,016,875	10,362,949	785,794	7,556,397	18,705,141
4.00	ACAR 800 - 18/19	405.00	8,858,343	2,140,667	10,999,010	689,499	6,899,611	18,588,121
4.00	ACAR 850 - 18/19	431.00	9,124,722	2,205,040	11,329,762	648,335	6,595,180	18,573,277
4.00	ACAR 900 - 18/19	456.00	9,380,856	2,266,936	11,647,792	612,317	6,266,623	18,526,732
4.00	ACAR 950 - 18/19	481.00	9,636,991	2,328,832	11,965,823	584,384	5,976,391	18,526,598
4.00	ACAR 1000 - 18/19	507.00	9,903,370	2,393,204	12,296,574	552,776	5,793,044	18,642,394

Anexo 5
Campo Eléctrico y Magnético

EMF-2 Electric Field of Transmission Lines in 2-D

Type of Input Data
Choose Input Type

----- List of Conductors -----

Object ID(#)	Diameter (cm)	Voltage (kV)	Phase Angle (degree)	Horizontal Coordinate X(m)	Height Above Ground H(m)
1A	8.44	288.68	0.0	0.0	36.0
1B	8.44	288.68	-120.0	-14.5	36.0
1C	8.44	288.68	120.0	14.5	36.0

----- Contour Values -----

Calculation Line Calculation Grid
 Input by User Automatic

Start End Number of
 X(m) -32 32 Subdivisions
 H(m) 1 1 25

Highest Lowest

----- Results -----

Point	X (m)	H (m)	E (V/m)	Vsp (V)
0	-32.00	1.00	955.30	954.70
1	-29.44	1.00	990.45	989.72
2	-26.88	1.00	1013.32	1012.43
3	-24.32	1.00	1020.30	1019.22
4	-21.76	1.00	1008.01	1006.70
5	-19.20	1.00	973.75	972.15
6	-16.64	1.00	915.97	914.00
7	-14.08	1.00	834.69	832.24
8	-11.52	1.00	731.86	728.76
9	-8.96	1.00	611.66	607.65
10	-6.40	1.00	481.44	476.00
11	-3.84	1.00	355.01	347.30
12	-1.28	1.00	264.15	253.48
13	1.28	1.00	264.15	253.48
14	3.84	1.00	355.01	347.30
15	6.40	1.00	481.44	476.00
16	8.96	1.00	611.66	607.65
17	11.52	1.00	731.86	728.76
18	14.08	1.00	834.69	832.24
19	16.64	1.00	915.97	914.00
20	19.20	1.00	973.75	972.15
21	21.76	1.00	1008.01	1006.70
22	24.32	1.00	1020.30	1019.22
23	26.88	1.00	1013.32	1012.43
24	29.44	1.00	990.45	989.72
25	32.00	1.00	955.30	954.70

Anexo 6
Radio Interferencia y Ruido Audible

RN-2 EMI Calculations Using Empirical Method

Type of Input Data
 Choose Input Type

----- **List of Conductors** -----

Bundle ID (#)	Diameter (cm)	Voltage (kV)	Phase Angle (degree)	Horizontal Coordinate X (m)	Height Above Ground H (m)
1C	2.69	288.7	120.0	14.73	35.77
1C	2.69	288.7	120.0	14.73	36.23
1C	2.69	288.7	120.0	14.27	36.23
1C	2.69	288.7	120.0	14.27	35.77
2	1.39	0.0	0.0	-12.53	46.60
3	1.45	0.0	0.0	12.53	46.60

Buttons: Load Conductors, View Conductors, Delete Conductors, Save Conductors

Lateral Profile ----- **Basic Data** -----

Antenna Height (m)	<input type="text" value="1.0"/>	Altitude (m)	<input type="text" value="2000"/>
Starting X (m)	<input type="text" value="-32"/>	Measuring Frequency (MHz)	<input type="text" value="1.5"/>
Ending X (m)	<input type="text" value="32"/>	Ground Resistivity (ohm*m)	<input type="text" value="100"/>
Number of Steps	<input type="text" value="20"/>	Detector Bandwidth (kHz)	<input type="text" value="9"/>

Buttons: Calculate, Clear, Demo

----- EMI PROFILE -----

EMI at the frequency of 1.5 MHz, using RMS detector, 9.0 kHz bandwidth, height above ground 1.0 m, altitude 2000.0 m.

Horizontal Distance (m)	Average Fair (db above 1 μ V/m)	Average Rain (dB above 1 μ V/m)
-32.0	21.6	46.6
-28.8	22.1	47.1
-25.6	22.6	47.6
-22.4	23.1	48.1
-19.2	23.6	48.6
-16.0	24.1	49.1
-12.8	24.5	49.5
-9.60	24.8	49.8
-6.40	25.0	50.0
-3.20	25.2	50.2
0.00	25.2	50.2
3.20	25.2	50.2
6.40	25.0	50.0
9.60	24.8	49.8
12.80	24.5	49.5
16.00	24.1	49.1
19.20	23.6	48.6
22.40	23.1	48.1
25.60	22.6	47.6
28.80	22.1	47.1
32.00	21.6	46.6

AN-1 Audible Noise of Transmission Lines (2-D)

Type of Input Data

Choose Input Type

Bundle ID (#)	Number of Subconductors	Subconductor Diameter(cm)	Voltage to Ground (kV)	Phase Angle (degree)	Horizontal Coordinate(m)	Height above Ground(m)
1A	4	2.69	288.7	0.0	0.00	36.00
1B	4	2.69	288.7	-120.0	-14.50	36.00
1C	4	2.69	288.7	120.0	14.50	36.00
2	1	1.39	0.0	0.0	-12.53	46.60
3	1	1.45	0.0	0.0	12.53	46.60

----- Lateral Profile -----

XB(m) XE(m) Number of Increments

Altitude (m)

Height Above Ground (m)

----- AUDIBLE NOISE PROFILE -----

X (m)	L50	L50	L5	Fair Weather Range	
	Rain EPRI (dbA)	Rain BPA (*) (dbA)	Rain EPRI (dbA)	(dbA)	(dbA)
-32.00	40.4	41.4	48.2	-5.9	25.4
-28.80	40.6	41.6	48.4	-5.7	25.6
-25.60	40.8	41.8	48.6	-5.4	25.8
-22.40	41.0	42.0	48.8	-5.2	26.1
-19.20	41.2	42.1	49.0	-5.0	26.2
-16.00	41.4	42.3	49.2	-4.8	26.4
-12.80	41.5	42.4	49.3	-4.7	26.6
-9.60	41.6	42.5	49.4	-4.5	26.7
-6.40	41.7	42.6	49.5	-4.4	26.8
-3.20	41.8	42.7	49.6	-4.4	26.8
0.00	41.8	42.7	49.6	-4.3	26.9
3.20	41.8	42.7	49.6	-4.4	26.8
6.40	41.7	42.6	49.5	-4.4	26.8
9.60	41.6	42.5	49.4	-4.5	26.7
12.80	41.5	42.4	49.3	-4.7	26.6
16.00	41.4	42.3	49.2	-4.8	26.4
19.20	41.2	42.1	49.0	-5.0	26.2
22.40	41.0	42.0	48.8	-5.2	26.1
25.60	40.8	41.8	48.6	-5.4	25.8
28.80	40.6	41.6	48.4	-5.7	25.6
32.00	40.4	41.4	48.2	-5.9	25.4

Anexo 7
Constantes del Material

Description	Material conductivity (100%)	α r factor at 20 °C (1/°C)	Ko at 0 °C (0 °C)	Fusing a temperature Tm (°C)	ρ_r 20 °C ($\mu\Omega$ -cm)	TCAP thermal capacity {J/(cm ³ -°C)}	Ta
Copper, annealed soft - drawn	100	0.00393	234	1083	1.72	3.42	16.6
Copper, commercial hard drawn	97	0.00381	242	1084	1.78	3.42	16.6
Copper clad steel wire.	40	0.00378	245	1084	4.4	3.85	16.6
Copper clad steel wire..	30	0.00378	245	1084	5.86	3.85	16.6
Copper clad steel rod	20	0.00378	245	1084	8.62	3.85	16.6
Aluminum, EC grade	61	0.00403	228	657	2.86	2.56	16.6
Aluminum 5005 alloy	53.5	0.00353	263	652	3.22	2.6	16.6
Aluminum 6201 alloy	52.5	0.00347	268	654	3.28	2.6	16.6
Aluminum clad steel wire	20.3	0.0036	258	657	8.48	3.58	16.6
Steel, 1020	10.8	0.0016	605	1510	15.9	3.28	16.6
Stainless-clad steel rod	9.8	0.0016	605	1400	17.5	4.44	16.6
Zinc-coated steel rod	8.6	0.0032	293	419	20.1	3.93	16.6
Stainless steel, 304	2.4	0.0013	749	1400	72	4.03	16.6

Referencia: Tabla 1 – IEEE 80, 2013

 OPGW

Anexo 8
Niveles de Aislamiento – IEC 60071-1

Table 3 – Standard insulation levels for range II ($U_m > 245$ kV) (1 of 2)

Highest voltage for equipment, U_m kV (RMS value)	Standard rated switching impulse withstand voltage			Standard rated lightning impulse withstand voltage ^b kV (peak value)
	Longitudinal insulation ^a kV (peak value)	Phase-to-earth kV (peak value)	Phase-to-phase (ratio to the phase-to-earth peak value)	
300 ^c	750	750	1,50	850
				950
	750	850	1,50	950
				1 050
362	850	850	1,50	950
				1 050
	850	950	1,50	1 050
				1 175
420	850	850	1,60	1 050
				1 175
	950	950	1,50	1 175
				1 300
550	950	950	1,70	1 300
				1 425
	950	1 050	1,60	1 300
				1 425
800	1 175	1 300	1,70	1 675
				1 800
	1 175	1 425	1,70	1 800
				1 950
1 100	1 175	1 550	1,60	1 950
				2 100
	1 300	1 425	1,70	2 100
				2 250
1 100	1 550	1 675	1,65	2 250
				2 400
	1 675	1 800	1,6	2 400
				2 550

Anexo 9
Número de aisladores por sobretensión

Fog type profile

Fog type profile suspension insulator string withstand voltages based on the test procedure of International Standard IEC 60383-93 and British Standard BS 60383

Catalog N°	Diameter / Spacing Ø 280/146 - Ø 330/146			Diameter / Spacing Ø 330/170		
	F100P/146 - F120P/146 F160P/146 - 100PF/146			F160P/170 - F210P/170		
	Number of units	Power frequency withstand voltage (kV)		Lightning impulse withstand voltage (kV)	Power frequency withstand voltage (kV)	
DRY		WET	DRY		WET	
2	140	85	210	150	105	235
3	195	115	295	210	150	335
4	240	150	380	265	190	435
5	290	180	465	320	230	535
6	335	210	530	370	270	625
7	380	240	600	420	300	710
8	425	270	680	470	335	800
9	465	300	760	515	365	890
10	510	330	840	570	395	980
11	550	360	920	610	430	1070
12	585	390	1000	660	460	1170
13	630	410	1080	700	490	1260
14	670	430	1160	745	520	1355
15	710	460	1240	785	550	1450
16	750	490	1320	830	575	1540
17	785	510	1410	870	605	1640
18	825	530	1500	910	630	1730
19	860	550	1580	950	655	1810
20	895	570	1655	990	680	1900
21	925	590	1730	1030	700	1990
22	960	610	1810	1060	720	2080
23	995	630	1885	1090	740	2160
24	1025	650	1950	1130	755	2245
25	1060	670	2025	1170	780	2325
26	109	690	2100	1200	800	2410
27	1120	710	2180	1250	825	2490
28	1155	730	2260	1290	850	2575
29	1185	750	2340	1330	885	2650
30	1215	770	2420	1360	910	2720

Referencia: Catálogo Sediver.

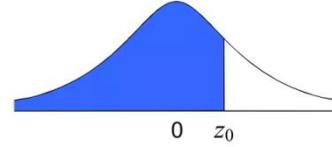
Anexo 10
Tabla de distribución normal

Tabla de la distribución normal N(0,1) para probabilidad acumulada inferior

μ = Media

σ = Desviación típica

$$P(z \leq z_0) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{z_0} e^{-\frac{z^2}{2}} dz$$



Tipificación: $z_0 = \frac{x - \mu}{\sigma}$

z_0	0,00	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	z_0
0,0	0,5000	0,5040	0,5080	0,5120	0,5160	0,5199	0,5239	0,5279	0,5319	0,5359	0,0
0,1	0,5398	0,5438	0,5478	0,5517	0,5557	0,5596	0,5636	0,5675	0,5714	0,5753	0,1
0,2	0,5793	0,5832	0,5871	0,5910	0,5948	0,5987	0,6026	0,6064	0,6103	0,6141	0,2
0,3	0,6179	0,6217	0,6255	0,6293	0,6331	0,6368	0,6406	0,6443	0,6480	0,6517	0,3
0,4	0,6554	0,6591	0,6628	0,6664	0,6700	0,6736	0,6772	0,6808	0,6844	0,6879	0,4
0,5	0,6915	0,6950	0,6985	0,7019	0,7054	0,7088	0,7123	0,7157	0,7190	0,7224	0,5
0,6	0,7257	0,7291	0,7324	0,7357	0,7389	0,7422	0,7454	0,7486	0,7517	0,7549	0,6
0,7	0,7580	0,7611	0,7642	0,7673	0,7704	0,7734	0,7764	0,7794	0,7823	0,7852	0,7
0,8	0,7881	0,7910	0,7939	0,7967	0,7995	0,8023	0,8051	0,8078	0,8106	0,8133	0,8
0,9	0,8159	0,8186	0,8212	0,8238	0,8264	0,8289	0,8315	0,8340	0,8365	0,8389	0,9
1,0	0,8413	0,8438	0,8461	0,8485	0,8508	0,8531	0,8554	0,8577	0,8599	0,8621	1,0
1,1	0,8643	0,8665	0,8686	0,8708	0,8729	0,8749	0,8770	0,8790	0,8810	0,8830	1,1
1,2	0,8849	0,8869	0,8888	0,8907	0,8925	0,8944	0,8962	0,8980	0,8997	0,9015	1,2
1,3	0,9032	0,9049	0,9066	0,9082	0,9099	0,9115	0,9131	0,9147	0,9162	0,9177	1,3
1,4	0,9192	0,9207	0,9222	0,9236	0,9251	0,9265	0,9279	0,9292	0,9306	0,9319	1,4
1,5	0,9332	0,9345	0,9357	0,9370	0,9382	0,9394	0,9406	0,9418	0,9429	0,9441	1,5
1,6	0,9452	0,9463	0,9474	0,9484	0,9495	0,9505	0,9515	0,9525	0,9535	0,9545	1,6
1,7	0,9554	0,9564	0,9573	0,9582	0,9591	0,9599	0,9608	0,9616	0,9625	0,9633	1,7
1,8	0,9641	0,9649	0,9656	0,9664	0,9671	0,9678	0,9686	0,9693	0,9699	0,9706	1,8
1,9	0,9713	0,9719	0,9726	0,9732	0,9738	0,9744	0,9750	0,9756	0,9761	0,9767	1,9
2,0	0,9772	0,9778	0,9783	0,9788	0,9793	0,9798	0,9803	0,9808	0,9812	0,9817	2,0
2,1	0,9821	0,9826	0,9830	0,9834	0,9838	0,9842	0,9846	0,9850	0,9854	0,9857	2,1
2,2	0,9861	0,9864	0,9868	0,9871	0,9875	0,9878	0,9881	0,9884	0,9887	0,9890	2,2
2,3	0,9893	0,9896	0,9898	0,9901	0,9904	0,9906	0,9909	0,9911	0,9913	0,9916	2,3
2,4	0,9918	0,9920	0,9922	0,9925	0,9927	0,9929	0,9931	0,9932	0,9934	0,9936	2,4
2,5	0,9938	0,9940	0,9941	0,9943	0,9945	0,9946	0,9948	0,9949	0,9951	0,9952	2,5
2,6	0,9953	0,9955	0,9956	0,9957	0,9959	0,9960	0,9961	0,9962	0,9963	0,9964	2,6
2,7	0,9965	0,9966	0,9967	0,9968	0,9969	0,9970	0,9971	0,9972	0,9973	0,9974	2,7
2,8	0,9974	0,9975	0,9976	0,9977	0,9977	0,9978	0,9979	0,9979	0,9980	0,9981	2,8
2,9	0,9981	0,9982	0,9982	0,9983	0,9984	0,9984	0,9985	0,9985	0,9986	0,9986	2,9
3,0	0,99865	0,99869	0,99874	0,99878	0,99882	0,99886	0,99889	0,99893	0,99896	0,99900	3,0
3,1	0,99903	0,99906	0,99910	0,99913	0,99916	0,99918	0,99921	0,99924	0,99926	0,99929	3,1
3,2	0,99931	0,99934	0,99936	0,99938	0,99940	0,99942	0,99944	0,99946	0,99948	0,99950	3,2
3,3	0,99952	0,99953	0,99955	0,99957	0,99958	0,99960	0,99961	0,99962	0,99964	0,99965	3,3
3,4	0,99966	0,99968	0,99969	0,99970	0,99971	0,99972	0,99973	0,99974	0,99975	0,99976	3,4
3,5	0,99977	0,99978	0,99978	0,99979	0,99980	0,99981	0,99981	0,99982	0,99983	0,99983	3,5
3,6	0,99984	0,99985	0,99985	0,99986	0,99986	0,99987	0,99987	0,99988	0,99988	0,99989	3,6
3,7	0,99989	0,99990	0,99990	0,99990	0,99991	0,99991	0,99992	0,99992	0,99992	0,99992	3,7
3,8	0,99993	0,99993	0,99993	0,99994	0,99994	0,99994	0,99994	0,99995	0,99995	0,99995	3,8
3,9	0,99995	0,99995	0,99996	0,99996	0,99996	0,99996	0,99996	0,99996	0,99997	0,99997	3,9

$1-\alpha$	90%	92%	94%	95%	96%	97%	98%	99%
α	10%	8%	6%	5%	4%	3%	2%	1%
$z_{\alpha/2}$	1,645	1,751	1,881	1,960	2,054	2,170	2,326	2,576
z_{α}	1,282	1,405	1,555	1,645	1,751	1,881	2,054	2,326

Siendo:

$1-\alpha$ = Nivel de confianza
 α = Nivel de significación

www.vaxasoft.com/indexes.html

Anexo 11
Conductores ACAR

Cabos de alumínio com alma de liga de alumínio - ACAR - Dados técnicos
ACAR - Aluminium Conductor Alloy Reinforced

Bitola AWG ou MCM	Seção transversal (mm ²) Total	Formação do condutor				Diâmetro nominal (mm) Total	Peso nominal (kg/km)		
		1350		6201			1350	6201	Total
		Nº de fios	Diâmetro (mm)	Nº de fios	Diâmetro (mm)				
650	329	30	3,365	7	3,365	23,56	736,1	170,8	906,9
650	329	24	3,365	13	3,365	23,56	588,9	317,2	906,1
650	329	18	3,365	19	3,365	23,56	441,7	463,6	905,3
700	355	33	3,493	4	3,493	24,45	872,5	105,2	977,7
700	355	30	3,493	7	3,493	24,45	793,2	184,1	977,2
700	355	24	3,493	13	3,493	24,45	634,5	341,8	976,4
700	355	18	3,493	19	3,493	24,45	475,9	499,6	975,5
750	380	33	3,617	4	3,617	25,32	935,6	112,8	1048,3
750	380	30	3,617	7	3,617	25,32	850,5	197,4	1047,9
750	380	24	3,617	13	3,617	25,32	680,4	366,5	1046,9
750	380	18	3,617	19	3,617	25,32	510,3	535,7	1046,0
800	405	33	3,734	4	3,734	26,14	997,1	120,2	1117,2
800	405	30	3,734	7	3,734	26,14	906,4	210,3	1116,7
800	405	24	3,734	13	3,734	26,14	725,1	390,6	1115,7
800	405	18	3,734	19	3,734	26,14	543,8	570,9	1114,7
850	431	33	3,851	4	3,851	26,96	1060,5	127,8	1188,4
850	431	30	3,851	7	3,851	26,96	964,1	223,7	1187,8
850	431	24	3,851	13	3,851	26,96	771,3	415,5	1186,7
850	431	18	3,851	19	3,851	26,96	578,5	607,2	1185,7
900	456	33	3,962	4	3,962	27,73	1122,5	135,3	1257,8
900	456	30	3,962	7	3,962	27,73	1020,5	236,8	1257,3
900	456	24	3,962	13	3,962	27,73	816,4	439,8	1256,1
900	456	18	3,962	19	3,962	27,73	612,3	642,7	1255,0
950	481	33	4,069	4	4,069	28,48	1184,0	142,7	1326,7
950	481	30	4,069	7	4,069	28,48	1076,4	249,8	1326,1
950	481	24	4,069	13	4,069	28,48	861,1	463,8	1324,9
950	481	18	4,069	19	4,069	28,48	645,8	677,9	1323,7
1000	507	33	4,176	4	4,176	29,23	1247,1	150,3	1397,4
1000	507	30	4,176	7	4,176	29,23	1133,7	263,1	1396,8
1000	507	24	4,176	13	4,176	29,23	907,0	488,5	1395,5
1000	507	18	4,176	19	4,176	29,23	680,2	714,0	1394,3
1000	507	54	3,251	7	3,251	29,26	1236,8	159,4	1396,2
1000	507	48	3,251	13	3,251	29,26	1099,3	296,1	1395,4
1000	507	42	3,251	19	3,251	29,26	961,9	432,7	1394,7
1000	507	33	3,251	28	3,251	29,26	755,8	637,7	1393,5
1100	557	33	4,379	4	4,379	30,65	1371,3	165,3	1536,6
1100	557	30	4,379	7	4,379	30,65	1246,6	289,3	1535,9
1100	557	24	4,379	13	4,379	30,65	997,3	537,2	1534,5
1100	557	18	4,379	19	4,379	30,65	748,0	785,1	1533,1

Nota:

Condições para cálculo da Ampacidade:

Temperatura do condutor = 75 °C,

Temperatura ambiente = 25 °C,

Velocidade do vento = 1 m/s, com sol.

Referencia: Catálogo Nexans.

Anexo 12
Cables OPGW

FIBERS (max)	OPGW SIZE	FAULT CURRENT (kA) ² sec	TOTAL CONDUCTOR AREA		OVERALL DIAMETER		WEIGHT		RBS		SAG10 CHART #	MAX SHIP LENGTH *	
			in ²	mm ²	in	mm	lbs/ft	kg/m	lbs	kg		Wood (m)	Steel (m)
8	AC-53/449	39	0.1166	75.24	0.449	11.4	0.282	0.420	15122	6860	1-1453	7000	7000
8	AC-27/27/449	48	0.1166	75.24	0.449	11.4	0.211	0.315	9679	4390	1-1439	7000	7000
8	AC-86/535	74	0.1677	108.17	0.535	13.6	0.430	0.640	22879	10378	1-1442	5500	5500
8	AC-43/43/535	96	0.1677	108.17	0.535	13.6	0.315	0.469	14539	6595	1-1170	5500	5500
12	AC-57/465	41	0.1210	78.08	0.465	11.8	0.300	0.447	16214	7355	1-1421	7000	7000
12	AC-29/29/465	51	0.1210	78.08	0.465	11.8	0.224	0.333	10344	4692	1-1439	7000	7000
12	AC-72/504	56	0.1445	93.21	0.504	12.8	0.368	0.548	20329	9221	1-1442	6500	7000
12	AC-32/40/504	70	0.1445	93.21	0.504	12.8	0.282	0.420	13732	6229	1-917	7000	7000
24	AC-64/528	68	0.1510	97.43	0.528	13.4	0.359	0.535	18391	8342	1-1450	6700	7000
24	AC-29/34/528	81	0.1510	97.43	0.528	13.4	0.281	0.418	12351	5602	1-1439	7000	7000
24	AC-74/552	81	0.1666	107.51	0.552	14.0	0.405	0.602	21132	9585	1-1453	6000	7000
24	AC-37/37/552	98	0.1666	107.51	0.552	14.0	0.306	0.455	13556	6149	1-1438	7000	7000
36	AC-71/571	95	0.1758	113.39	0.571	14.5	0.411	0.611	20546	9320	1-1461	5900	7000
36	AC-33/38/571	110	0.1758	113.39	0.571	14.5	0.323	0.480	13779	6250	1-1438	7000	7000
36	AC-86/607	118	0.2002	129.14	0.607	15.4	0.481	0.716	24829	11263	1-1457	5000	6900
36	AC-40/47/607	141	0.2002	129.14	0.607	15.4	0.375	0.558	16646	7551	1-1439	6500	7000
48	AC-86/646	151	0.2208	142.43	0.646	16.4	0.509	0.757	25098	11384	1-1461	4700	6600
48	AC-34/52/646	172	0.2208	142.43	0.646	16.4	0.417	0.621	18053	8189	1-1439	5800	7000
48	AC-129/724	239	0.2876	185.57	0.724	18.4	0.703	1.046	35034	15891	1-1453	3400	4700
48	AC-65/65/724	292	0.2876	185.57	0.724	18.4	0.530	0.789	22524	10217	1-1438	4500	5500
72	AC-88/659	154	0.2232	143.98	0.659	16.7	0.516	0.768	25556	11592	1-1461	4700	6500
72	AC-38/49/659	177	0.2232	143.98	0.659	16.7	0.414	0.615	17698	8028	1-1438	5800	6800
72	AC-102/691	182	0.2460	158.96	0.691	17.5	0.582	0.866	29555	13406	1-1450	4100	5700
72	AC-44/58/691	212	0.2460	158.96	0.691	17.5	0.465	0.692	20566	9329	1-1439	5200	6800

Referencia: AFL Telecommunications.

Anexo 13
Cable Alumoweld

NO. & SIZE OF WIRE AWG	NOMINAL DIAMETER		BREAKING LOAD		WEIGHT		OHMS PER	OHMS PER	CROSS SECTION	
	IN.	MM	LB.	KG.	LB./1000 FT.	KG./KM	1000 FT. @ 68°F	KM @ 20°C	SQ. IN.	mm ²
19 No. 8	.642	16.3	43,240	19,610	713.5	1,062.0	.1649	.5409	.24640	158.90
19 No. 9	.572	14.5	34,290	15,550	565.8	842.0	.2079	.6821	.19540	126.10
7 No. 5	.546	13.9	27,030	12,260	524.9	781.1	.2264	.7426	.18200	117.40
7 No. 6	.486	12.4	22,730	10,310	416.3	619.5	.2803	.9198	.14430	93.10
7 No. 7	.433	11.0	19,060	8,645	330.0	491.1	.3535	1.160	.11450	73.87
7 No. 8	.385	9.78	15,930	7,226	261.8	389.6	.4458	1.463	.09077	58.56
7 No. 10	.306	7.76	10,020	4,545	164.7	245.1	.7088	2.325	.05708	36.83
3 No. 5	.392	9.96	12,230	5,547	224.5	334.1	.5177	1.699	.07800	50.32
3 No. 6	.349	8.87	10,280	4,663	178.1	265.0	.6528	2.142	.06185	39.90

Modulus of Elasticity: Strand, 23,000,000 pounds per sq. inch. Coefficient of Linear Expansion: .000,007,2 per degree Fahrenheit.

Referencia: Overhead Ground Wires

Electrical Properties of Alumoweld® Overhead Ground Wires						
DESIGNATION	RESISTANCE—OHMS PER CONDUCTOR PER MILE		REACTANCE PER CONDUCTOR PER MILE ONE FOOT SPACING		Geometric Mean Radius at 60 Hz Feet	Approx. Ampacity at 60 Hz** Amps
	Ia At 25°C (77°F) Small Currents 60 Hz	Ia At 75°C (167°F) Current Approx. 75% of Ampacity* 60 Hz	Xa Inductive Ohms 60 Hz	X'a Capacitive Megohms 60 Hz		
19 No. 8 Awg	0.9038	1.280	.687	.1074	.003478	335
19 No. 9 Awg	1.1400	1.554	.701	.1109	.003098	295
7 No. 5 Awg	1.2400	1.669	.707	.1122	.002958	280
7 No. 6 Awg	1.5360	2.010	.721	.1157	.002633	250
7 No. 7 Awg	1.9370	2.470	.735	.1191	.002345	220
7 No. 8 Awg	2.4400	3.060	.749	.1226	.002085	190
7 No. 9 Awg	3.0800	3.800	.763	.1260	.001858	160
7 No. 10 Awg	3.8800	4.730	.777	.1294	.001658	140
3 No. 5 Awg	2.7800	3.560	.707	.1221	.002940	170
3 No. 6 Awg	3.5100	4.410	.721	.1255	.002618	150

* Resistance at 75°C total temperature, based on an ambient of 25°C plus 50°C rise due to heating effect of current. The approximate magnitude of current necessary to produce the 50°C rise is 75% of the "Approximate Ampacity at 60 Hz."

** Based on a strand temperature of 125°C and an ambient of 25°C.

Physical and Electrical Characteristics of Alumoweld® Overhead Ground Wire		
	D.C.	
	RESISTANCE	

Referencia: Overhead Ground Wires