

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTÍSIMA CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



UCSC

Diseño de líneas de transmisión en zonas de altura
arriba de 3000 metros sobre el nivel del mar.

Alvaro Ignacio Ortega Avello

Informe de Habilitación Profesional para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

Profesor Patrocinante:
Dr. Ricardo A. Lizana F.

Profesores Guía:
Dr. Samuel A. Vergara R.
Mg. Ricardo I. León C.

Concepción, Agosto de 2023

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTISIMA CONCEPCION
Facultad de Ingeniería
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Profesor Patrocinante:
Dr. Ricardo A. Lizana F.

Diseño de líneas de transmisión en zonas de altura arriba de 3000 metros sobre el nivel del mar.

Alvaro Ignacio Ortega Avello

Informe de Habilitación Profesional
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Julio 2023

Resumen

En el presente documento se presentan los aspectos principales a considerar en el diseño de una línea de transmisión aérea de 220 kV en altura sobre los 3.000 m.s.n.m

Se diseña una línea de transmisión considerando su trazado, conductor, cable de guardia, aislación, estructuras, espaciamientos, distancias eléctricas y fenómenos de acuerdo a su geografía como el galloping e ice jumping, aplicando estándares y normativas vigentes.

Entre los componentes que se definieron dentro del desarrollo del informe, a partir de diversos criterios y normas establecidas, se encuentran un conductor por fase ACAR 1300 MCM, 2 cables de guardia tipo OPGW y una aislación de la línea con 21 aisladores para cadena de suspensión.

Se establecieron distancias eléctricas que se deberán cumplir para el diseño, en base a los pliegos técnicos normativos, considerando las condiciones geográficas del proyecto.

Las conclusiones y resultados de los estudios realizados se dan a conocer y se aplican llevándolos a una simulación en el software PLS CADD.

A mi familia que confió en mí y apoyo en todo momento.

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mis padres Alberto Ortega y Jacqueline Avello quienes me apoyaron y guiaron en todo momento sin excepción alguna durante este difícil camino, enseñándome valores y responsabilidad que me ayudaron a crecer como persona.

Agradecer, además, a mis familiares que me dieron siempre una palabra de aliento para afrontar los momentos difíciles. En forma especial, a mis tíos Roberto Ortega y Fabiola Rodríguez por permitirme quedarme en su hogar mientras cursaba mis años de universidad y hacerme sentir de la mejor manera posible, y a mi abuela Ana Mora por su constante apoyo.

Quiero agradecer al profesor Ricardo Lizana, por los consejos brindados, su comprensión y por haber aceptado y acompañado a lo largo de este proceso. También agradecer a Alejandro Vargas quien fue guía desde la empresa, por su generosa voluntad y compartir sus conocimientos técnicos para obtener los mejores resultados posibles.

Finalmente, agradecer a compañeros, colegas, amigos y a cada persona que compartí durante este periodo y aportaron para que esto fuese posible.

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	IX
LISTA DE FIGURAS	X
NOMENCLATURA.....	XI
ABREVIACIONES.....	XIII
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL.....	1
1.2. OBJETIVOS	2
1.2.1 <i>Objetivo General</i>	2
1.2.2 <i>Objetivos Específicos</i>	2
1.3. ALCANCES Y LIMITACIONES	2
1.4. NORMATIVA UTILIZADA	2
1.5. TEMARIO Y METODOLOGÍA	3
CAPÍTULO 2. CONDICIONES DE DISEÑO A NIVEL GENERAL	4
2.1. INTRODUCCIÓN	4
2.2. TRAZADO DE LA LÍNEA	4
2.3. DETERMINACIÓN DEL CONDUCTOR	12
2.3.1 <i>Diseño Conductor</i>	12
2.3.2 <i>Selección Tipo Conductor</i>	14
2.4. DETERMINACIÓN DEL CABLE DE GUARDIA.....	14
2.4.1 <i>Tipos de Cable de Guardia</i>	15
2.4.2 <i>Comportamiento de la Línea ante Descargas Atmosféricas</i>	15
2.5. DETERMINACIÓN DE AISLACIÓN	16
2.5.1 <i>Nivel de Aislación</i>	16
2.5.2 <i>Aisladores</i>	18
2.5.3 <i>Cálculo de la Aislación</i>	18
2.5.4 <i>Cantidad de Aisladores</i>	24
2.6. DISEÑO BÁSICO DE ESTRUCTURAS	25
2.6.1 <i>Criterios de Diseño</i>	25
2.6.2 <i>Tipos de Estructuras</i>	25
2.6.3 <i>Vanos de Diseño</i>	27
2.6.4 <i>Tipos de Cargas Mecánicas</i>	28
2.6.5 <i>Ángulo y Deflexiones en las Estructuras</i>	30
2.7. ESPACIAMIENTOS MÍNIMOS	31
2.7.1 <i>Factor de Corrección por altura (Ka)</i>	31
2.7.2 <i>Espaciamento para Sobretensiones de Frecuencia Industrial (Condiciones Extremas)</i>	31
2.7.3 <i>Espaciamento para Sobretensiones de Frente Lento (Maniobra)</i>	32
2.7.4 <i>Espaciamento para Sobretensiones de Frente Rápido (Rayo)</i>	33
2.7.5 <i>Espaciamientos Mínimos exigidos por la Normativa Nacional</i>	33
2.8. DISTANCIAS ELÉCTRICAS.....	35
2.8.1 <i>Distancia Conductor - Conductor</i>	35
2.8.2 <i>Distancia Conductor – Cable de Guardia</i>	35
2.8.3 <i>Distancia Conductor – Suelo</i>	35
2.8.4 <i>Distancia Conductor – Estructura</i>	36
2.8.5 <i>Distancia Conductor – Construcción</i>	36
2.8.6 <i>Cruces con Otras Líneas</i>	37
2.8.7 <i>Paralelismo con Otras Líneas Eléctricas</i>	39
CAPÍTULO 3. FACTORES DE DISEÑO ADICIONALES.....	40
3.1. INTRODUCCIÓN	40
3.2. EFECTO GALLOPING	40

3.2.1	<i>Amplitud por efecto del Galloping</i>	41
3.3.	ICE JUMPING	43
CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÉREA DE ALTA TENSIÓN EN ALTURA		45
4.1.	INTRODUCCIÓN	45
4.2.	CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA	45
4.3.	TRAZADO DE LA LÍNEA	46
4.4.	DETERMINACIÓN DEL CONDUCTOR	47
4.4.1	<i>Capacidad Térmica del Conductor</i>	48
4.4.2	<i>Capacidad Máxima del conductor</i>	50
4.4.3	<i>Cálculo Efecto Corona</i>	51
4.4.4	<i>Regulación de Tensión</i>	52
4.5.	DETERMINACIÓN DEL CABLE DE GUARDIA.....	54
4.5.1	<i>Intensidad de Corriente de Descarga</i>	54
4.6.	DETERMINACIÓN DE LA AISLACIÓN	56
4.6.1	<i>Solicitud por Contaminación Atmosférica</i>	56
4.6.2	<i>Solicitud por Sobretensiones Representativas</i>	57
4.6.3	<i>Solicitud Soportadas de Coordinación</i>	58
4.6.4	<i>Solicitud Soportadas Requerida</i>	58
4.6.5	<i>Conversión de Sobretensiones Requeridas</i>	59
4.6.6	<i>Resumen Sobretensiones Soportadas</i>	60
4.6.7	<i>Cantidad de Aisladores</i>	60
4.7.	DISEÑO BÁSICO DE ESTRUCTURAS	61
4.8.	ESPACIAMIENTOS MÍNIMOS	64
4.8.1	<i>Espaciamiento para Sobretensiones de Frecuencia Industrial (Condiciones Extremas)</i>	65
4.8.2	<i>Espaciamiento para Sobretensiones de Frente Lento (Maniobra)</i>	65
4.8.3	<i>Espaciamiento para Sobretensiones de Frente Rápido (Rayo)</i>	66
4.8.4	<i>Espaciamiento Mínimos en Aire Exigidos por la Normativa Nacional</i>	66
4.8.5	<i>Verificación de Espaciamientos</i>	67
4.9.	DISTANCIAS ELÉCTRICAS.....	69
4.9.1	<i>Distancia Conductor - Conductor</i>	69
4.9.2	<i>Distancia Conductor – Cable de Guardia</i>	70
4.9.3	<i>Distancia Conductor – Suelo</i>	70
4.9.4	<i>Distancia Conductor – Estructura</i>	70
4.9.5	<i>Distancia Conductor – Construcción</i>	70
4.9.6	<i>Cruces con otras líneas</i>	71
4.10.	EFFECTO GALLOPING	72
4.11.	EFFECTO ICE JUMPING	74
4.12.	SIMULACIÓN	74
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES		80
5.1.	SUMARIO	80
5.2.	CONCLUSIONES	81
5.3.	TRABAJO FUTURO.....	83
BIBLIOGRAFÍA.....		84
ANEXO A. DEFINICIONES IMPORTANTES.....		86
A.1.	CABLES APANTALLADOS.....	86
A.2.	EFFECTO JOULE	86
A.3.	EFFECTO CORONA	86
ANEXO B. CLASIFICACIÓN DE ZONAS.....		87
ANEXO C. DISTANCIA DE SEGURIDAD.....		89
ANEXO D. PROPIEDADES TIPO DE CONDUCTORES.....		90
ANEXO E. TABLAS CON CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES.....		92

ANEXO F.	RESULTADO TEMPERATURA	94
ANEXO G.	CALCULO DE AMPACIDAD	103
ANEXO H.	RESULTADOS EFECTO CORONA	111
ANEXO I.	SELECCIÓN CABLE DE GUARDIA	114
ANEXO J.	CARACTERÍSTICAS AISLADOR SELECCIONADO.....	119

Lista de Tablas

TABLA 2.1 Presión de viento y temperatura ambiente según RPTD N°7.	7
TABLA 2.2 Factores para determinación de las presiones de viento.	8
TABLA 2.3 Valores de BIL utilizados en la coordinación de aislación.	17
TABLA 2.4 Valores de BSL utilizados en la coordinación de aislación.	17
TABLA 2.5 Valores de factor kg para sobretensiones.	32
TABLA 2.6 Espaciamientos mínimos por Normativa Nacional.	33
TABLA 2.7 Altura de los conductores sobre el suelo.	36
TABLA 4.1 Características del sistema a diseñar.	45
TABLA 4.2 Condiciones ambientales del sistema a diseñar.	46
TABLA 4.3 Características de los conductores propuestos.	49
TABLA 4.4 Resultado análisis térmico.	50
TABLA 4.5 Capacidad de potencia conductores propuestos.	50
TABLA 4.6 Gradiente superficial conductores propuestos.	52
TABLA 4.7 Comportamiento de la línea ante una descarga atmosférica sin cable de guardia.	55
TABLA 4.8 Características cable de guardia seleccionado.	55
TABLA 4.9 Comportamiento de la línea ante una descarga atmosférica con cable de	55
TABLA 4.10 Características aislador.	56
TABLA 4.11 Valores fase – tierra para coordinación de aislamiento.	60
TABLA 4.12 Tensiones soportadas requeridas fase - tierra.	60
TABLA 4.13 Resumen cantidad de aisladores.	61
TABLA 4.14 Espaciamientos mínimos.	66
TABLA 4.15 Ángulos de desviación	68
TABLA 4.16 Distancia conductor - estructura.	70
TABLA 4.17 Distancias vertical mínimas en cruces de líneas eléctricas para 220 kV	71
TABLA 4.18 Distancias horizontales mínimas en cruces de líneas eléctricas para 220 kV	71
TABLA 4.19 Resultado Galloping para un modo de onda.	73
TABLA 4.20 Resultado Galloping para dos modos de onda.	73
TABLA 4.21 Resumen resultado para fenómeno ice jumping	74
TABLA 4.22 Resumen características cadenas de aislación.	75
TABLA 4.23 Cantidad de estructuras	78
TABLA B.1 Zona I según altitud.	87
TABLA C.1 Distancia de seguridad según tensión máxima.	89

Lista de Figuras

Fig 2.1 Trazado línea mediante Google Earth.....	5
Fig 2.2 Imagen explicativa términos flecha, catenaria y vano.	6
Fig 2.3 Ejemplo franja de seguridad	9
Fig 2.4 Distancia entre el eje del trazado y límite lateral de la franja de seguridad.....	10
Fig 2.5 Distancia entre el eje del trazado y límite lateral de la franja de seguridad cuando no existe conductores en el lado de la estructura donde se está haciendo el cálculo.	12
Fig 2.6 Dependencia del exponente m en la coordinación impulso de conmutación con tensión soportada.	22
Fig 2.7 Geometría estructura para ejemplo tesis.	26
Fig 2.8 Vanos de diseño.	27
Fig 2.9 Ángulo de deflexión de una línea de transmisión.	30
Fig 2.10 Aplicación de los espaciamientos mínimo en la estructura.	34
Fig 3.1 Diagrama de Davisson que indica la trayectoria elíptica del efecto Galloping.	41
Fig 3.2 Diagrama de L.W. Toye considerando la interacción de dos formas de ondas.	42
Fig 3.3 Distancia para efectos producidos por ice jumping.	44
Fig 4.1 Trazado preliminar visto desde Google Earth.	47
Fig 4.2 Perfil de elevación.....	47
Fig 4.3 Estructura metálica doble circuito.	62
Fig 4.4 Estructura metálica doble circuito.	63
Fig 4.5 Análisis para vano máximo.....	64
Fig 4.6 Verificación espaciamiento.....	68
Fig 4.7 Vista de perfil.....	78
Fig 4.8 Vista 3D.	79
Fig 4.9 Vista 3D (alejada)	79

Nomenclatura

Z_t	: Impedancia de impulso de la estructura.
L_e^h	: Altura de la estructura.
L_e^b	: Ancho en la base de la estructura.
Urp-fi	: Sobretensiones Representativas a Frecuencia Industrial.
Uet	: Sobretensiones Representativas a Frente Lento.
Ucw-fi	: Sobretensiones Soportadas de Coordinación a Frecuencia Industrial.
Ucw-w	: Sobretensiones Soportadas de Coordinación a Frente Lento.
Urw-fi	: Sobretensiones Soportadas Requeridas para Frecuencia Industrial.
Urw-sw	: Sobretensiones Soportadas Requeridas para Frente Lento.
Df_{min}	: Distancia de fuga mínima requerida por la cadena de aisladores.
V_{ff}	: Tensión nominal entre fases.
D_{fo}	: Distancia de fuga por contaminación, grado de contaminación.
δ	: Densidad relativa del aire.
Df_a	: Distancia de fuga unitaria por aislador.
U_s	: Tensión máxima de operación.
Ks	: Factor de Seguridad.
Ka	: Factor de Corrección por altura.
SDWV	: Tensión soportada de corta duración a frec. industrial fase – tierra.
LIWV	: Conversión de tensión soportada a frente lento.
F_V	: Carga vertical.
F_T	: Carga transversal.
F_L	: Carga longitudinal.
\emptyset_{cp}	: Diámetro del cable de potencia.
n_{cp}	: Número de cables de potencia por fase.
M_{cp}	: Peso unitario del cable de potencia.
L_p	: Vano de peso.
n_a	: Número de conjuntos de aislación.
M_a	: Peso del conjunto de aislación.
P_W	: Presión ejercida por el viento.
F_{max}	: Tensión mecánica máxima ejercida por el cable de potencia.
K_{ss}	: Factor de seguridad para suspensión.
K_{sa}	: Factor de seguridad para anclaje.
D_{pe_pf}	: Espaciamiento en aire para sobretensiones de frecuencia industrial.
D_{pe_sf}	: Espaciamiento en aire para sobretensiones de frente lento.
D_{pe_ff}	: Espaciamiento en aire para sobretensiones de frente rápido.
SDWV	: Tensión soportada de corta duración a frec. industrial fase – tierra.
LIWV	: Conversión de tensión soportada a frente lento.
L_c	: Longitud de la cadena de aisladores.
D^V	: Distancia vertical de cruce.
D^H	: Distancia horizontal de cruce.
kV_S	: Voltaje nominal de la línea superior.

kV_i	: Voltaje nominal de la línea inferior.
n_{cp}	: Número de cables de potencia por fase.
M_{cp}	: Peso unitario del cable de potencia.
L_p	: Vano de peso.
n_a	: Número de conjuntos de aislación.
M_a	: Peso del conjunto de aislación.
P_w	: Presión ejercida por el viento.
F_{max}	: Tensión mecánica máxima ejercida por el cable de potencia.
K_{ss}	: Factor de seguridad para suspensión.
K_{sa}	: Factor de seguridad para anclaje.

Abreviaciones

Mayúsculas

RPTD : Pliego Técnico Normativo.

NTSyCS : Norma Técnica de Seguridad y Calidad Servicio.

E.H.S. : Alta Resistencia Mecánica.

CNE : Comisión Nacional de Energía.

PLS CADD : Power Line Systems.

Minúsculas

m.s.n.m. : metros sobre el nivel del mar.

Capítulo 1. Introducción

1.1. Introducción General

En la mayoría de países incluyendo a Chile, la demanda energética está en constante crecimiento debido a diversos factores como el aumento de la población, desarrollo económico, urbanización, crecimiento industrial, nuevas tecnologías, etc. Sabiendo esto, es de vital importancia transportar energía eléctrica desde un centro de generación a una subestación o abastecer de energía algún centro minero para su funcionamiento. Para esto, es necesario el uso de líneas de transmisión eléctrica.

Una línea de transmisión eléctrica en alta tensión es el medio físico por el cual se realiza la transmisión y distribución de energía eléctrica a largas distancias con voltajes elevados. Se utilizan para conectar y transportar energía entre centrales generadoras y redes de distribución.

Algunos centros industriales como la minería, se concentran principalmente en el norte del país, ubicándose en algunos casos en zonas de alturas superiores a los 3.000 m.s.n.m. Esto conlleva a una serie de factores que afectan a la línea de transmisión eléctrica que abastece dicha minera, como la dificultad de acceso por áreas montañosas, condiciones climáticas más extremas, menor densidad del aire afectando a la eficiencia de la transmisión eléctrica y fenómenos como efecto corona, galloping e ice jumping, por lo que es necesario tener ciertas consideraciones y criterios especiales al momento de diseñar una línea de transmisión eléctrica para este tipo de casos.

En el presente informe, se analizarán distintos aspectos generales al momento de diseñar una línea de transmisión de alta tensión, donde se verá trazado de la línea, determinación del conductor y cable de guardia, aislación, distancias eléctricas mínimas, estructuras y fenómenos de galloping e ice jumping, considerando la respectiva normativa vigente. Además, se diseñará una línea de transmisión de 220 kV ubicada en la I Región de Tarapacá al sureste de la ciudad de Iquique, con las condiciones particulares que se deben adoptar para una zona sobre los 3.000 m.s.n.m para posteriormente mostrar los resultados en una simulación realizado en el software PLS CADD.

1.2. Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Establecer los principales factores a considerar en el diseño de una línea de transmisión aérea de alta tensión en altura geográfica.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Determinación de las condiciones particulares de las zonas sobre los 3000 metros sobre el nivel del mar en el diseño de una línea de transmisión aérea.
- Analizar derrateo, fenómenos de hielo y alto nivel cerámico.
- Establecer los criterios de diseño a nivel general.

1.3. Alcances y Limitaciones

- Estudiar el diseño de una línea de transmisión aérea de alta tensión en altura, tomando como ejemplo para modelo PLS CADD una línea de 2x220 kV.
- Solo se tomarán consideraciones técnicas y no económicas.
- El diseño de estructuras y cargas en estructuras se verá en forma conceptual y no de diseño.
- Se enfocará la tesis en efectos producidos por la altura geográfica y hielo en la zona.

1.4. Normativa Utilizada

A continuación, se presentan las normas utilizadas a lo largo del proyecto junto con una breve descripción de cada una.

- Pliego Técnico Normativo RPTD N°1 “Tensiones y Frecuencias Nominales”: Presenta las máximas tensiones de operación de acuerdo al nivel de tensión del sistema.
- Pliego Técnico Normativo RPTD N°5 “Aislación”: Establece los requisitos necesarios para la aislación de las instalaciones y los componentes de un sistema eléctrico.
- Pliego Técnico Normativo RPTD N°7 “Franja y Distancias de Seguridad”: Se muestra el procedimiento para establecer la franja de seguridad, espaciamientos mínimos para la estructura y distancias eléctricas.
- Pliego Técnico Normativo RPTD N°11 “Líneas de Alta y Extra Alta Tensión”: Se clasifican

las zonas geográficas de acuerdo al lugar de emplazamiento del proyecto, distancias verticales y horizontales mínimas en los cruces con otras líneas eléctricas y define las zonas en las cuales se debe considerar los efectos galloping e ice jumping.

- Especificación Técnica Internacional IEC 60071-2 “Insulation co-ordination Part 2: Application guidelines”: Presenta el procedimiento de coordinación de aislamiento.
- Especificación Técnica Internacional IEC 60815-1 “Selection and dimensioning of high - voltage insulators interred for use in polluted conditions – Part 1: Definitions, information and general principles”: Establece el nivel de contaminación de la zona, brindando la distancia de fuga mínima por contaminación.
- Especificación Técnica Internacional IEC 60815-2, “Selection and dimensioning of high - voltage insulators interred for use in polluted conditions – Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems”: Se obtiene valor de distancia de fuga mínima requerida por la cadena de aisladores por solicitación de contaminación para el cálculo de cantidad de aisladores.
- CIGRE Technical Brochure N°348 “Tower Top Geometry and Mid Span Clearances”: Establece criterios para espaciamentos mínimos en las estructuras.
- Norma Técnica Seguridad y Calidad de Servicio, Anexo Técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión”: Establece los límites de gradiente de potencial crítico para el cálculo de efecto corona y presenta los valores máximos de descargas atmosféricas permitidas para una línea eléctrica de transmisión.

1.5. Temario y Metodología

En el presente capítulo se introduce el proyecto a desarrollar, objetivos, alcances y normativa vigente que se usará para el diseño del proyecto.

En el segundo capítulo se exponen los principales factores a considerar en el diseño de una línea de transmisión de alta tensión, indicando sus respectivas consideraciones que se deberá tener en cuenta según las condiciones climáticas y geográficas que presentará el lugar del proyecto.

En el tercer capítulo se explican fenómenos particulares generados por la presencia de viento, nieve y hielo en la zona, donde se verán sus efectos y cuáles serán las consideraciones a tener en cuenta para que no se produzcan dichos fenómenos.

En el cuarto capítulo se aplican los conceptos vistos en los capítulos anteriores y se diseña una línea de transmisión de alta tensión en altura.

En el quinto capítulo se expondrán las conclusiones y trabajos futuros del proyecto.

Capítulo 2. Condiciones de Diseño a Nivel General

2.1. Introducción

En el presente capítulo se verán los principales factores a considerar en el diseño de una línea de transmisión aérea de alta tensión, los cuales deberán satisfacer las necesidades y consideraciones del proyecto a realizar como las condiciones ambientales y geográficas del emplazamiento que tendrá el trazado de la línea, donde se tiene temperatura, viento, altura, contaminación, entre otros. Todo bajo la normativa vigente, la cual se deberá cumplir para asegurar un correcto funcionamiento.

2.2. Trazado de la Línea

Lo primero que se debe tener en cuenta para el diseño de una línea de transmisión es el diseño y construcción del trazado, ya que es necesario para conocer y analizar el terreno para ver interferencias o puntos en donde exista algún conflicto entre la traza de la línea con el terreno existente.

El terreno que la línea deberá atravesar, va a repercutir en la elección del tipo de línea que se utilizará. En las zonas montañosas o próximas a ciudades, es donde se encontrarán mayores conflictos y serán más decisivos en el diseño del trazado de la línea, por lo que se recomienda evitar montañas y cumbres para proteger la línea de la acción del viento y de descargas atmosféricas.

Un aspecto importante a considerar en el trazado de la línea es el aspecto económico dado por los permisos de paso, costo de construcción y facilidad de mantenimiento de ésta.

Los métodos más comunes para obtener información del terreno son mediante “Software Google Earth” (ver ejemplo Figura 2.1) y tecnología “LiDAR” (Ligth Detection and Ranging).

El software Google Earth es una herramienta computacional de libre acceso que es de gran ayuda al momento de requerir información del terreno sobre el cual se quiere realizar la traza.

Por otro lado, la tecnología LiDAR es un método de mayor precisión, claridad y rapidez, sin embargo, éste es un método de paga.

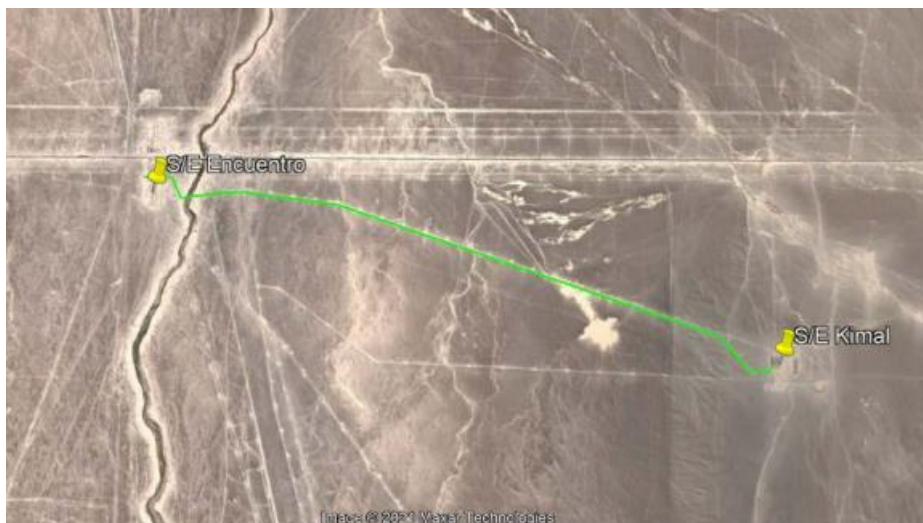


Fig 2.1 Trazado línea mediante Google Earth.

Fuente: SDI.

Para el trazado de una línea de transmisión, en primer lugar, se debe plantear un diseño preliminar en donde se estudia el terreno con el propósito de tener la mejor ruta posible, es decir minimizar vértices, minimizar cruces, paralelismo de líneas existentes, aprovechar caminos existentes, minimizar costos de mantención, etc.

Luego, se debe fijar las especificaciones preliminares a seguir, donde se tiene:

- Dimensiones generales de las estructuras de apoyo.

Para el trazado óptimo de una línea de transmisión, es necesario conocer cuáles serán las dimensiones generales de las estructuras de apoyo, ya que ella tiene como función de soportar los conductores que transportan la energía de un punto a otro. La forma y dimensiones que tendrá la estructura, está relacionada con el voltaje para la que será utilizada, el número de circuitos de que constará, el arreglo entre conductores para cumplir con los requerimientos eléctricos y mecánicos, necesidades en derecho de vía y cuestiones de estética.

- Curvas de flechas.

Un conductor de peso uniforme, sujeto entre dos apoyos situados a la misma altura, forma una curva llamada catenaria. La distancia entre el punto más bajo situado en el centro de la catenaria y la línea recta imaginaria que une los apoyos del conductor, recibe el nombre de flecha.

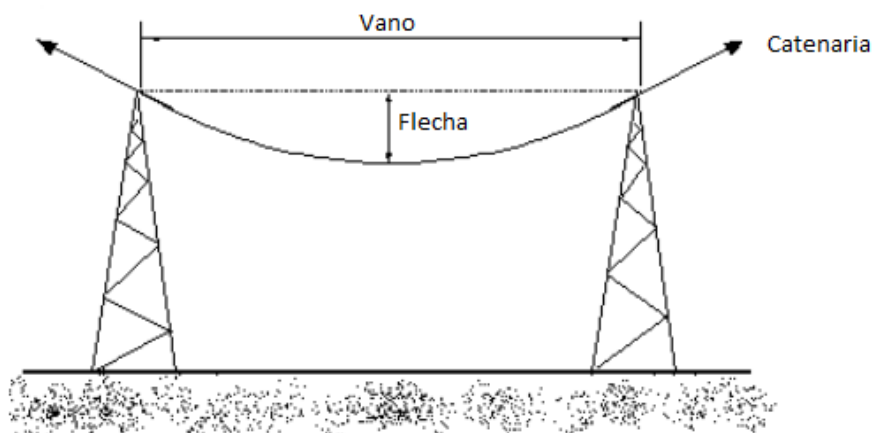


Fig 2.2 Imagen explicativa términos flecha, catenaria y vano.

Fuente: SDI.

Para el cálculo de flecha, está definido por el Pliego Técnico Normativo RPTD N°7 “Franja y Distancias de Seguridad” [1], se deberá tener las siguientes consideraciones:

- a) Utilizar la tensión mecánica calculada en el punto donde se produce la flecha, que se obtiene al suponer que la temperatura del conductor es la que alcanza cuando está transfiriendo la máxima potencia de diseño del proyecto. Además, se debe suponer el conductor afectado por la sobrecarga de viento, a la temperatura ambiente que señala la tabla 2.1 o a la temperatura que se determine en el siguiente estudio, según lo señalado en el Pliego Técnico Normativo RPTD N°11 “Líneas de Alta y Extra Alta Tensión” [2]:

Para las zonas I y IV (zonas definidas en el anexo B), se deberá presentar un estudio, que contenga, al menos, la siguiente información:

- i) Estudio climático y meteorológico de la zona del trazado de la línea.
- ii) Determinación de escenarios meteorológicos extremos a los que se verá sometido el proyecto.
- iii) Zonificación meteorológica del trazado de la línea y puntos singulares.
- iv) Determinación de las distintas solicitaciones meteorológicas, tales como temperatura, carga de viento y hielo, a las que estarán sometidos los distintos tramos y puntos singulares de la línea.
- v) Definición de escenarios meteorológicos de cargas, que incluya diferentes combinaciones de carga, conforme a la climatología chilena.
- vi) Determinación del riesgo de tormentas eléctricas del proyecto.

- b) Se deberá considerar la fuerza resultante sobre el conductor, debido a los efectos del peso del mismo y a la sobrecarga de viento y, si corresponde, debido a la sobrecarga por hielo sobre el conductor.
- c) La sobrecarga de viento se obtendrá según la desviación de los conductores y sus conjuntos de aislación, cuando corresponda, considerando los siguientes puntos:
- ❖ Se supondrán desviados por la presión de viento de acuerdo a la siguiente tabla:

TABLA 2.1 Presión de viento y temperatura ambiente según RPTD N°7.

Zona definidas en anexo A	Presión de viento en conductor (K_g/m^2)	Temperatura ambiente en °C
Zona II	50	5
Zona III	40	10

- ❖ Las presiones de vientos señaladas en la tabla 2.1, se suponen constantes hasta una altura promedio del punto de fijación de los conductores, h_c de 50 m.s.n.m sobre el terreno donde está ubicada la estructura.

Para alturas mayores a 50 m.s.n.m., las presiones de viento en la tabla 2.1 deberán ser ampliadas por el factor G_c que, dependiendo de la zona, se calculará de la siguiente forma:

$$\text{Zona II: } G_c = 0,2914 \times \text{Ln } |hc| + 1,0468 \quad (2.1)$$

$$\text{Zona III: } G_c = 0,4936 \times \text{Ln } |hc| + 0,9124 \quad (2.2)$$

Donde, Ln es la función logaritmo natural.

- ❖ La presión de viento deberá considerarse aplicada en cada uno de los conductores que conforman la fase y sin considerar reducción por efecto de apantallamiento (ver propiedades en anexo A.1.) en caso de un haz de conductores.
- ❖ La presión de viento que sea en Zona I o Zona IV deberá justificarse con un estudio, definido anteriormente.
- ❖ Para la determinación de la desviación de los conductores, se podrán reducir las presiones de viento, ponderándolas por los siguientes factores, en función de la longitud del vano:

TABLA 2.2 Factores para determinación de las presiones de viento.

Vano (m)	Factor
< 250	1,0
250 - 500	0,9
> 500	0,8

- ❖ La presión de viento sobre la cadena de aisladores será la presión de viento sobre el conductor amplificada por el factor 1,2 debido al mayor peso del conductor. En caso de varias cadenas de aisladores en una fase, se considerará que el viento sobre dicha fase está actuando en cada una de las cadenas.
 - ❖ La tensión mecánica máxima que se admitirá en los conductores de una línea aérea será en general el 50 % de la tensión mecánica de ruptura del conductor.
 - ❖ Para las condiciones climáticas donde se considere la presencia de manguito de hielo, la tensión mecánica máxima que se admitirá en los conductores de una línea aérea podrá ser mayor a lo señalado en el inciso anterior, pero no mayor al 70 % de la tensión de ruptura del conductor.
 - ❖ Los valores señalados en este punto se consideran condiciones meteorológicas mínimas, debiendo verificarse su validez para las condiciones particulares de la línea de transporte o parte de ella, o establecer si se deberán considerar valores más exigentes.
- Vano máximo y ángulos de cada apoyo.

El vano máximo es la distancia entre dos apoyos más larga admisible, esto nos permite determinar las distancias eléctricas entre conductores que tendrá el trazado de la línea.

La distribución de los apoyos de una línea, va a depender directamente del tipo de terreno en donde se hará el trazado de la misma.

Para terrenos llanos, la distribución se hace directamente en el plano general de la zona donde se dibuja la traza, mientras que, para terrenos ondulados, es necesario confeccionar el perfil longitudinal del trazado, en donde la ubicación de los apoyos cumpla con que el punto más bajo del conductor en cualquier vano, permanezca superior a la altura mínima fijada de acuerdo a normas.

De ésta forma, lo mejor es reducir al mínimo el número de apoyos en el trazado, no obstante, hay que prever apoyos especiales como desniveles con grandes vanos, cruzar líneas eléctricas o zonas navegables mediante el incremento de altura de los soportes.

- Franja o faja de seguridad.

La franja de seguridad, es el área de seguridad establecida a lo largo del trazado de una ruta de línea de transmisión, con el fin de salvaguardar la vida de las personas o instalaciones y el ancho está relacionado directamente con el nivel de tensión de las líneas.

En estas zonas está prohibido construir edificios, casas, casetas y cualquier tipo de estructura para albergar personas o animales. Además, está prohibido hacer uso de éstas áreas para cualquier actividad ya sea comercial o recreacional.



Fig 2.3 Ejemplo franja de seguridad

Fuente: SDI.

Para calcular la franja de seguridad, se deben considerar los siguientes puntos: [1].

- ❖ Los límites laterales de la franja de seguridad serán rectas paralelas al eje del trazado de la línea eléctrica.
- ❖ Para un vano de una línea eléctrica aérea de corriente alterna, la distancia entre el eje del trazado de esta y el límite lateral de la franja de seguridad, D_{eL} (ver figura 2.4), será:

$$D_{eL} = d_E + d_f + d_C + d_s \text{ (metros)} \quad (2.3)$$

Donde:

d_E : distancia entre el eje de la estructura más espaciosa que conforma el vano y el punto de fijación del conductor más externo de esta estructura.

d_f : proyección sobre el suelo de la desviación, debido al viento, de la flecha del conductor más alejado del eje de la estructura más espaciosa que conforma el vano.

d_C : proyección sobre el suelo de la desviación, debido al viento, de la cadena de aisladores que soporta al conductor más alejado de la estructura más espaciosa que conforma el vano, si es que dicha cadena es de suspensión. En caso contrario no aplica.

d_s : distancia de seguridad asociada al conductor más alejado del eje de la estructura más espaciosa que conforma el vano (ver Anexo C).

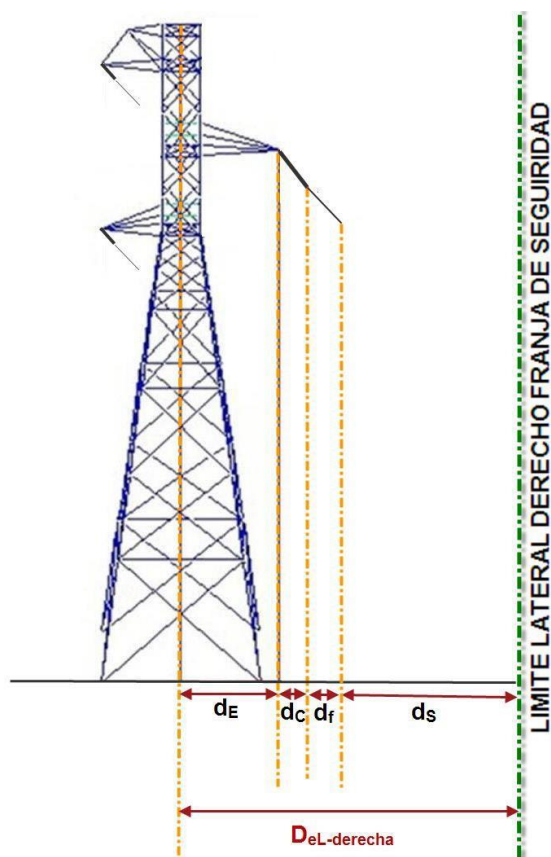


Fig 2.4 Distancia entre el eje del trazado y límite lateral de la franja de seguridad.

Fuente: Pliego Técnico Normativo RPTD N°7.

En caso de no existir conductores en el lado de la estructura de soporte donde se está haciendo el cálculo, la distancia entre el eje del trazado de una línea eléctrica aérea de corriente alterna y el límite lateral de la franja de seguridad, D_{eL} , será el mayor valor entre D_{eL1} y D_{eL2} (ver figura 2.5), donde:

$$D_{eL1} = d_f' + d_c' + d_s' - d_{E1}' \text{ (metros)} \quad (2.4)$$

$$D_{eL2} = d_{E2}' + 2 \quad \text{(metros)} \quad (2.5)$$

Donde:

d_{E1}' : distancia entre el eje de la estructura menos espaciosa que conforma el vano y el punto de fijación del conductor más interno de esta estructura.

d_{E2}' : distancia entre el eje de la estructura menos espaciosa que conforma el vano y el punto más saliente de la estructura, por el lado que se está calculando D_{eL} .

d_f' : proyección sobre el suelo de la desviación, debido al viento, de la flecha del conductor menos alejado del eje de la estructura menos espaciosa que conforma el vano.

d_c' : proyección sobre el suelo de la desviación, debido al viento, de la cadena de aisladores que soporta al conductor menos alejado de la estructura menos espaciosa que conforma el vano, si es que dicha cadena es de suspensión. En caso contrario no aplica.

d_s' : distancia de seguridad asociada al conductor menos alejado del eje de la estructura menos espaciosa que conforma el vano.

Para el caso de líneas de baja y media tensión, la franja del lado sin conductor se calculará utilizando solamente la fórmula D_{eL1} citada anteriormente, velando que en ningún caso la estructura de soporte quede colindante a los deslindes de las propiedades contiguas.

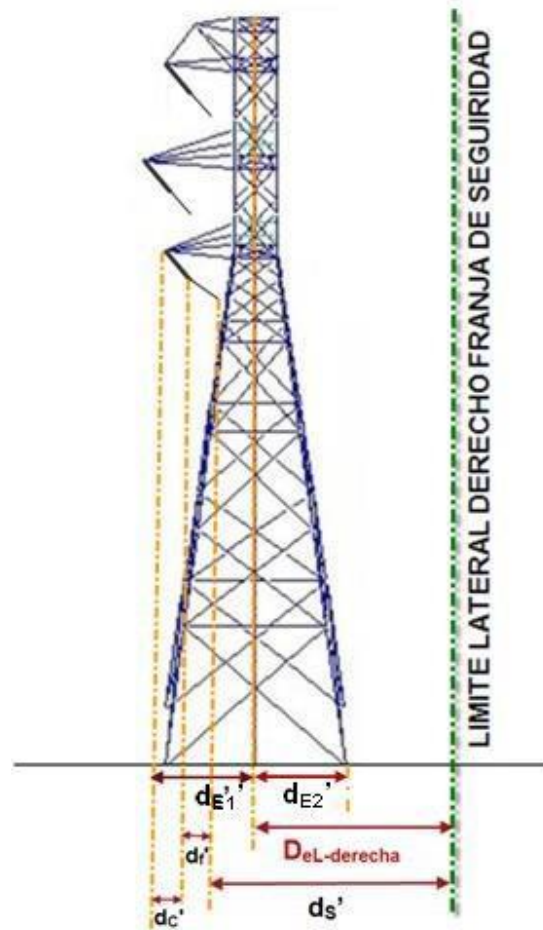


Fig 2.5 Distancia entre el eje del trazado y límite lateral de la franja de seguridad cuando no existe conductores en el lado de la estructura donde se está haciendo el cálculo.

Fuente: Pliego Técnico Normativo RPTD N°7.

Con esto y para todos los casos, el ancho de la franja de seguridad será la suma de las distancias $D_{eL_derecha}$ y $D_{eL_izquierda}$, donde, en general, $D_{eL_derecha} \neq D_{eL_izquierda}$.

Finalmente, con ésta información, se puede elaborar un trazado definitivo adecuado para el proyecto.

2.3. Determinación del Conductor

2.3.1 Diseño Conductor

Para determinar el conductor a utilizar, de deberán satisfacer las siguientes exigencias [3]:

- El material de los conductores a utilizar, deberá ser el adecuado según las condiciones meteorológicas y ambientales del lugar de emplazamiento de la línea, el propósito para el que

se requiere, y deberán soportar adecuadamente todos los esfuerzos a los que se verán sometidos los conductores.

- La temperatura máxima de operación de los conductores no deberá superar los 80 °C en conductores de aluminio o aleaciones de aluminio, y 90 °C en conductores de cobre. En caso de requerirse conductores especiales resistentes a altas temperaturas, los límites de temperatura máxima deberán definirse de acuerdo a las características del proyecto. Además, se deberá informar al Coordinador la temperatura de emergencia y de cortocircuito de los conductores, de acuerdo con lo indicado por el fabricante.
- El conductor sea capaz de transportar la potencia necesaria del proyecto.
- La tensión mecánica máxima en el conductor no debe ser superior al 50% de la tensión de ruptura, cuando dicha tensión esté definida por estados de carga que no tengan hielo. Para estados de carga que consideren la presencia de manguito de hielo en el conductor, la tensión mecánica máxima podrá ser hasta 70% de la tensión de ruptura del conductor.
- Las pérdidas Joule (ver Anexo A.2) serán calculadas para la capacidad de transmisión de la línea, considerando un factor de potencia unitario y la resistencia eléctrica de los cables calculada a temperatura máxima de diseño.
- La regulación de tensión del sistema debe cumplir lo que indica NTSyCS, la cual en su Capítulo N°5 “Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio”, Título 5-4 “Estándares de Instalaciones del SEN para estado normal y estado de alerta”, Artículo 5-19, señala el rango permitido para la tensión en las barras:
 - 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV] esto es, que la regulación de voltaje deberá ser inferior al 5%.

Otro aspecto a considerar, es el fenómeno denominado Efecto Corona (ver Anexo A.3), por lo que se debe limitar el valor máximo de gradiente superficial de los conductores para que éstos no causen pérdidas de potencia excesivas a causa de dicho fenómeno.

Los valores de gradientes críticos que no deben ser superados son 16 kVrms/cm, para zonas con altitudes hasta 1.000 m.s.n.m. y 18,5 kVrms/cm, para zonas con una altitud mayor a 1.000 m.s.n.m. Éste último valor se deberá corregir por altitud.

2.3.2 Selección Tipo Conductor

Con los antecedentes mencionados en el capítulo 2.3.1, los conductores a utilizar en altura son (ver propiedades en Anexo A.4) [4]:

- Aluminio (AAC)
- Aleación de aluminio (AAAC)
- Aluminio reforzado con aleación de aluminio (ACAR)
- Aluminio reforzado en acero (ACSR)

El aluminio es el metal que se utiliza como conductor de líneas de transmisión, debido a ventajas por sobre el cobre, entre las cuales tiene un menor precio y es más liviano para una igual capacidad de transporte.

Las propiedades que presenta el aluminio son:

- Presentan una mejor resistencia ya que se utilizan en forma de hilos cableados.
- Tiene una menor dureza superficial que el cobre, por lo que el conductor se debe manipular con cuidado y debe ser de 2 mm de diámetro o más para que el conductor no presenta daños.
- Se pueden recubrir rápidamente con una capa protectora de óxido insoluble y que protege al conductor a la intemperie.
- Para la puesta a tierra de las torres no es recomendable el uso de aluminio ya que ciertos suelos naturales atacan al aluminio en distintas formas.
- El aire marino tiene una acción muy lenta de ataque sobre el aluminio.
- Se debe tener cuidado en las uniones, debido a que el aluminio es electronegativo.
- Son más sensibles a los arcos eléctricos, debido a que para el aluminio la temperatura de fusión es de 660 grados C, mientras que para el cobre es 1083 grados C.

Para una línea de transmisión en altura, se recomienda el uso de Aleación de aluminio (AAAC) ya que tiene una mayor dureza superficial, menor peso y flecha, lo que los hace más económicos.

2.4. Determinación del Cable de Guardia

El cable de guardia o guarda, es un conductor que se ubica en la parte superior de una torre de transmisión, paralelos sobre los conductores de fase, brindando un apantallamiento que protege a los conductores contra descargas atmosféricas las cuales conduce a tierra, lo que puede causar cortes en la línea. Éstos cables no conducen corriente en condiciones normales.

La cantidad de cables de guardia lo determinará la configuración del circuito, en circuitos dobles se requieren dos cables de guardia, mientras que en circuitos simples se necesita un cable de guardia.

2.4.1 Tipos de Cable de Guardia

Los cables de guardia más utilizados para una línea de alta tensión son:

- Cable de Aluminio Revestido de Acero (Alumoweld): Es un cable de peso liviano, el cual posee una alta conductividad eléctrica, gran resistencia a la corrosión y una óptima estabilidad térmica para el funcionamiento a alta temperatura. Se utiliza en zonas en donde se necesite un cable de gran resistencia a la corrosión como en zonas costeras e insulares, con niebla salina y regiones altamente contaminadas.
- Cable Acero Galvanizado Extra - Alta Resistencia Mecánica (E.H.S.): Entre sus ventajas se encuentra la resistencia a la corrosión, gran resistencia mecánica y mayor flexibilidad para su construcción.
- Cable de guarda con fibra óptica (OPGW): Es el cable de guardia más utilizado debido a que contiene fibras ópticas dentro del cable que se utilizan para la comunicación entre las subestaciones o extremos de la línea de alta tensión.

2.4.2 Comportamiento de la Línea ante Descargas Atmosféricas

Para analizar la necesidad del cable de guardia de una línea de transmisión, se usa el criterio de confiabilidad, el cual se establece en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad Servicio (NTSyCS – año 2019) de la Comisión Nacional de Energía (CNE) en su artículo 5-55, la frecuencia de salidas (línea eléctrica sin suministro) promedio anual por concepto de indisponibilidad forzada es 3 veces para líneas de 220 kV, por cada 100 km de línea.

En caso de que la línea eléctrica no presente cable de guardia, se considerará que todas las descargas atmosféricas que puedan ocurrir en las cercanías de la línea tienen probabilidad de incidir sobre los cables de potencia y provocar una perturbación.

Se supondrá que las indisponibilidades forzadas se deben única y exclusivamente a descargas atmosféricas que afectan a la línea eléctrica operando en condición normal.

Para la simulación del comportamiento de la línea eléctrica sin y con cable de guardia, se necesitarán los siguientes parámetros:

- **Impedancia de impulso de estructura**

Cuando la corriente del rayo es conducida a tierra a través de la estructura, se origina un sobrevoltaje que está relacionado directamente con la impedancia de impulso de la torre. Para calcular la impedancia de impulso de la estructura se puede utilizar la siguiente expresión (modelo cónico de la estructura):

$$Z_t = 60 \cdot \ln \left(2 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{L_e^h}{L_e^b} \right) \quad (2.6)$$

Donde:

Z_t = Impedancia de impulso de la estructura (Ω)

L_e^h = Altura de la estructura (m)

L_e^b = Ancho en la base de la estructura (m)

- **Resistencia al pie de la estructura**

La resistencia de pie de la estructura se expresa usualmente como un valor medido a frecuencia normal (50 Hz), sin embargo, el comportamiento de la línea frente a descargas atmosféricas depende del valor de impulso de la resistencia al pie de la torre.

Este valor es de naturaleza no lineal y dependiente de factores como la resistividad del suelo, el gradiente de ionización del suelo, la magnitud de la corriente de impulso, entre otros y, además, es menor al valor de la resistencia medida a frecuencia normal.

2.5. Determinación de Aislación

2.5.1 Nivel de Aislación

El nivel de aislamiento con el cual se diseñe la línea, tendrá el propósito de garantizar la seguridad de las personas y el servicio. Para esto, deberá ser consistente con las máximas tensiones de operación de la línea, las sobretensiones transitorias que ocurren durante las fallas, las sobretensiones de maniobra y las sobretensiones causadas por descargas atmosféricas. También, deberá considerar el nivel de contaminación de la zona de ubicación de la instalación.

Para que la aislación sea efectiva, deberá resistir, además de la tensión permanente a frecuencia industrial durante su vida útil, las sollicitaciones dieléctricas variables, tanto internas (sobretensiones de maniobra) como externas (sobretensiones atmosféricas) y soportar el voltaje más alto establecido para la tensión máxima de los equipos.

Como método de protección contra sobretensiones, se usarán mástiles, cables de guardia o pararrayos, entre otros, dependiendo de las condiciones de operación y servicio de instalación al que se le presta el servicio.

Los valores de nivel básico de aislamiento que presentarán los equipos ante impulsos tipo rayo (BIL) y ante impulsos tipo maniobra (BSL), utilizados en la coordinación de aislamiento para alturas de hasta 1.000 metros, se muestran en las siguientes tablas [6]:

TABLA 2.3 Valores de BIL utilizados en la coordinación de aislamiento.

Tensión Nominal (kV)	Tensión Máxima de Equipos (kV)	BIL (kV)
2,4	2,75	20
3,3	3,6	40
4,16	4,4	40
6,6	7,2	60
12	15	75
13,2	15	75
13,8	15	75
15	17,5	95
23	26,4	145
33	36	170
44	48,3	250
66	72,5	325
110	123	550
121	145	650
154	170	750
220	245	1.050
345	362	1.175
500	550	1.550
750	800	1.800
1.000	1.200	2.100

TABLA 2.4 Valores de BSL utilizados en la coordinación de aislamiento.

Tensión Nominal (kV)	Tensión Máxima de Equipos (kV)	BSL (kV)
345	362	950
500	550	1.175
750	800	1.425
1.000	1.200	1.550

Para valores de tensiones máxima del equipo inferiores a las mostradas en ambas tablas, se deberá justificar con las normas IEC 60071-2 e IEC 60071-2 o IEEE 1427.

2.5.2 Aisladores

Los materiales que se utilizan como método de aislación son la porcelana, resina epóxica, esteatita u otros aislantes equivalentes, deberán resistir las acciones de la intemperie como la corrosión, a menos que el aislador sea exclusivamente para uso en espacios cubiertos, conservando su condición aislante.

Los aisladores, deberán tener una resistencia mecánica que supere los esfuerzos a que estarán sometidos, con un factor de seguridad de al menos 2 veces el valor soportado garantizado. Para esto, el fabricante deberá indicar el máximo esfuerzo que soporta, evaluando como el valor medio de ruptura menos dos desviaciones estándar y deberá ser probado a esas condiciones, para determinar la pérdida de su función aislante, en caso de rotura, fisura o flameo [6].

2.5.3 Cálculo de la Aislación

Para poder obtener la cantidad de aisladores necesarios para la cadena de aisladores, se procede a verificar las siguientes solicitaciones:

- ❖ Contaminación.
- ❖ Sobretensiones Representativas:
 - Temporal a Frecuencia Industrial (Urp-fi).
 - Frente Lento (Uet).
- ❖ Sobretensiones Soportadas de Coordinación:
 - Temporal de Frecuencia Industrial (Ucw-fi).
 - Frente Lento (Maniobra) (Ucw-w).
- ❖ Sobretensiones Soportadas Requeridas (Urw):
 - Para Frecuencia Industrial (Urw-fi).
 - Para Frente Lento (Maniobra) (Urw-sw).
- ❖ **Contaminación.**

Un aspecto importante a considerar al momento de analizar la cantidad de aisladores a utilizar, es el grado de contaminación del ambiente en donde se encuentran las líneas eléctricas, ya que debilita el comportamiento eléctrico de la cadena de aisladores, provocando un aumento de la corriente superficial.

La distancia de fuga mínima (separación más corta a lo largo de la superficie de un material

aislante entre dos piezas conductoras) requerida por la cadena de aisladores, se calcula con la siguiente ecuación según la recomendación de la publicación IEC 60815-2 [7]:

$$Df_{min} = \frac{1,1 \cdot V_{ff} \cdot D_{fo}}{\sqrt{\delta}} \quad (2.7)$$

Donde:

Df_{min} = Distancia de fuga mínima requerida por la cadena de aisladores [mm].

V_{ff} = Tensión nominal entre fases [kV].

D_{fo} = Distancia de fuga por contaminación, grado de contaminación [mm/kV].

δ = Densidad relativa del aire [°/1].

Considerando la distancia de fuga anterior, la cantidad de aisladores se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$NA = \frac{Df_{min}}{Df_a} \quad (2.8)$$

Donde:

NA = Número de aisladores calculado mínimo.

Df_{min} = Distancia de fuga mínima por contaminación, grado de contaminación [mm].

Df_a = Distancia de fuga unitaria por aislador [mm].

Observaciones:

- La distancia de fuga mínima por contaminación, se determina mediante la especificación técnica IEC 60815-1, de acuerdo a la zona geográfica del terreno [9]

A continuación, se presentan los cálculos necesarios para las tensiones y sobretensiones, de acuerdo con el procedimiento de coordinación de aislamiento indicado en la norma IEC 60071-2 [8].

A partir de dichas sobretensiones se determina la cantidad de aisladores por cada tipo de sobretensión.

❖ Sobretensiones Representativas:

- Sobretensión Representativa Temporal a Frecuencia Industrial (U_{rp-fi}):

Las sobretensiones temporales se caracterizan por tener una duración relativamente larga, frecuencias cercanas a la fundamenta y amplitudes inferiores a las de otros tipos de sobretensión.

Estas sobretensiones son debidas a fallas a tierra y dependen del tipo de conexión a tierra. Cuando se produce una falla tipo fase a tierra, se induce una elevación en la tensión fase – tierra habitual. Se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$U_{rp-fi} = \left(\frac{U_s}{\sqrt{3}}\right) \cdot k_{fi} \quad (2.9)$$

Donde:

U_{rp-fi} = Sobretensión representativa temporal a frecuencia industrial [kV].

U_s = Tensión máxima de operación [kV].

k_{fi} = Factor de falla fase – tierra.

Observaciones:

- Se considera un factor de falla fase – tierra conservador típico de $k_{fi} = 1,5$.

- Sobretensión Representativa de Frente Lento (U_{et}):

Este tipo de sobretensiones se originan por la energización o re-energización de las líneas de transmisión, teniendo en cuenta las cargas atrapadas cuando se lleva a cabo una conmutación trifásica rápida.

Para definir el valor de sobretensión representativa por frente lento fase-tierra (U_{et} p.u), se obtiene de la siguiente forma, conforme lo indicado en el estándar IEC 60071-2 [8]:

$$U_{et}(pu) = 1,25 \cdot U_{e2} - 0,25 \quad (2.10)$$

$$U_{et} = U_{et}(p.u.) \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot U_s}{\sqrt{3}} \quad (2.11)$$

Donde:

U_{et} = Sobretensión representativa por frente lento fase-tierra [kV].

U_{e2} = Valor de sobretensión fase-tierra [p.u].

U_s = Tensión nominal del sistema [kV].

Observaciones:

- El valor de sobretensión fase tierra (U_{e2}), se determina de acuerdo a la Figura 1 de la IEC 60071-2. Un valor de sobretensión conservador es de 2,4 (p.u) [8].

❖ **Sobretensiones Soportadas de Coordinación:**

- Sobretensiones Soportadas Temporal de Frecuencia Industrial (Ucw-fi):

De acuerdo a lo indicado en el estándar IEC 60071-2, las tensiones soportadas de coordinación a frecuencia industrial (Ucw-fi), son iguales a las tensiones representativas a frecuencia industrial (Urp-fi). Por tanto, en este caso se obtiene que [8]:

$$U_{cw-fi} = U_{rp-fi} \quad (2.12)$$

- Sobretensiones Soportadas de Frente Lento (Maniobra) (Ucw-sw):

Para determinar el valor de tensión soportada de coordinación por frente lento fase-tierra (Ucw-sw), se debe aplicar un factor determinístico de coordinación K_{cd} a las tensiones representativas (U_{et}).

$$U_{cw-sw} = U_{et} \cdot K_{cd} \quad (2.13)$$

Observaciones:

- Para las líneas, se desarrolla un cálculo conservativo por lo que la sobretensión máxima es igual al valor U_{et} . Por tanto, el factor determinístico de coordinación $K_{cd} = 1$.

❖ **Sobretensiones Soportadas Requeridas (Urw):**

La determinación de las tensiones soportadas requeridas (Urw) consiste en realizar una conversión de las tensiones a condiciones adecuadas de ensayo normalizado.

Para su cálculo, es necesario determinar el factor de seguridad (Ks) y el factor de corrección por altura (Ka):

- Factor de Seguridad (Ks)

De acuerdo a lo indicado en la IEC 60071-2, el factor de seguridad recomendado para aislamiento externo, aplicable a cualquier tipo de sobretensión (de frecuencia industrial, de onda de frente lento o de onda de frente rápido), será igual a $K_s = 1,05$ [8].

- Factor de Corrección por Altura (K_a)

De acuerdo a lo indicado en la IEC 60071-2, el factor de corrección por altura se determina a través de la siguiente expresión [8]:

$$K_a = e^{m \cdot \left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (2.14)$$

Donde:

H = Altura sobre el nivel del mar [m.s.n.m].

m = Para tensión soportada de frecuencia industrial, con aisladores limpios (situación conservadora de análisis), $m = 1$.

Para tensión soportada de onda de frente lento (maniobra), valor fase – tierra, considerando un valor U_{cw-sw} , el valor de m , se obtiene utilizando el gráfico de la Figura 9 Curva b de la norma IEC 60071-2 con el valor U_{cw-sw} [8]. La figura mencionada, se muestra en la Fig. 2.9.

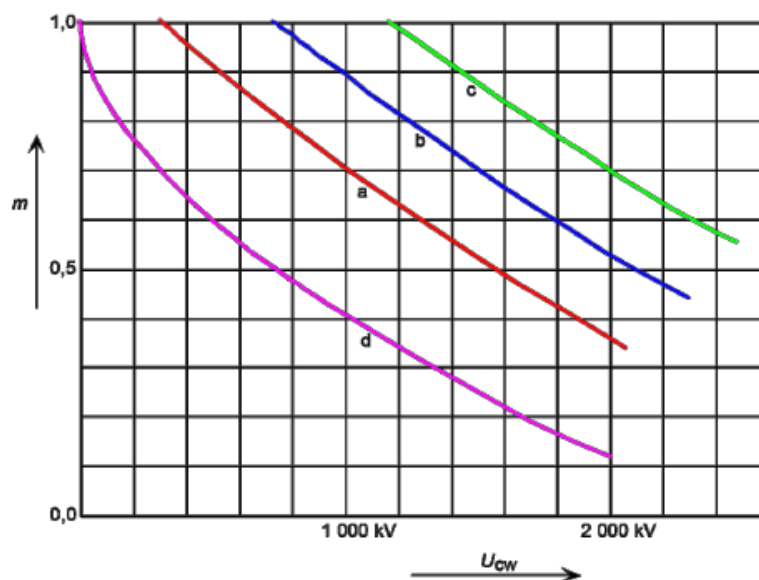


Fig 2.6 Dependencia del exponente m en la coordinación impulso de conmutación con tensión soportada.

Fuente: IEC 60071-2.

Este factor es aplicable a valores de frecuencia industrial y maniobra.

- Sobretensión Soportada requerida para Frecuencia Industrial (U_{rw-fi}):

La tensión soportada requerida para frecuencia industrial fase – tierra (U_{rw-fi}) es:

$$U_{rw-fi} = U_{cw-fi} \cdot K_s \cdot K_a \quad (2.15)$$

Donde:

U_{rw-fi} = Sobretensión soportada requerida para frecuencia industrial [kV].

K_s = Factor de seguridad.

K_a = Factor de corrección por altura.

- Sobretensión Soportada requerida para Frente Lento (Maniobra)(U_{rw-sw}):

La tensión soportada requerida para onda de frente lento fase – tierra (U_{rw-sw}) es:

$$U_{rw-sw} = U_{cw-sw} \cdot K_s \cdot K_a \quad (2.16)$$

❖ Conversión de Sobretensiones Soportadas Requeridas

- Conversión de tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial (SDWV):

De acuerdo a lo indicado en la IEC 60071-2, para aislamiento externo (distancias en aire) y aisladores limpios, el valor de tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial fase – tierra en ambiente seco (SDWV_{seco}), es igual a [8]:

$$SDWV_{seco} = U_{rw-sw} \cdot \left(0,6 + \left(\frac{U_{rw-sw}}{8500} \right) \right) \quad (2.17)$$

Donde:

$SDWV_{seco}$ = Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial fase – tierra en ambiente seco [kV].

U_{rw-sw} = Tensión soportada requerida para onda de frente lento fase – tierra [kV].

Por otro lado, el valor de tensión soportadas de corta duración a frecuencia industrial fase – tierra en ambiente húmedo ($SDWV_{húmedo}$), es igual a:

$$SDWV_{húmedo} = U_{rw-sw} \cdot 0,6 \quad (2.18)$$

Donde:

$SDWV_{húmedo}$ = Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial fase – tierra en ambiente húmedo [kV].

U_{rw-sw} = Tensión soportada requerida para onda de frente lento fase – tierra [kV].

- Conversión de tensión soportada a frente lento (LIWV):

De acuerdo a lo indicado en la IEC 60071-2, para aislamiento externo (distancias en aire) y aisladores limpios, el valor de tensión soportada de frente de onda rápido fase – tierra en ambiente seco ($LIWV_{seco}$), es igual a [8]:

$$LIWV_{seco} = U_{rw-st} \cdot \left(1,05 + \left(\frac{U_{rw-st}}{6000} \right) \right) \quad (2.19)$$

Donde:

$LIWV_{seco}$ = Tensión soportada de frente de onda rápido fase – tierra en ambiente seco [kV].

U_{rw-st} = Tensión soportada requerida para onda de frente lento fase – tierra [kV].

Por otro lado, el valor de tensión soportadas de frente de onda rápido fase – tierra en ambiente húmedo ($LIWV_{húmedo}$), es igual a:

$$LIWV_{húmedo} = U_{rw-st} \cdot 1,3 \quad (2.20)$$

2.5.4 Cantidad de Aisladores

Para conocer la cantidad de aisladores requerida según la coordinación de aislamiento, se utilizan los valores más altos de tensiones soportadas requeridas fase - tierra, incluyendo la conversión

de valores de tensión soportada requerida de maniobra, a valores de tensión resistida requerida de frecuencia industrial y descarga atmosférica (rayo), respectivamente.

Utilizando como referencia los catálogos de los aisladores, se puede definir la cantidad de aisladores.

Además, la cantidad de aisladores deberá cumplir con la cantidad requerida por contaminación, es decir, si el número de aisladores por contaminación es mayor al número obtenido por las tensiones soportadas requeridas, la cantidad de aisladores que tendrá el diseño de la línea de transmisión será la obtenida por contaminación.

2.6. Diseño Básico de Estructuras

2.6.1 Criterios de Diseño

Las estructuras en una línea de transmisión cumplen la función de soportar a los conductores que transportan la energía de un punto a otro; estas se originan de una silueta básica, la cual está basada en dimensiones relacionadas con el voltaje para la que será utilizada, el número de circuitos de que constará, el arreglo entre conductores para cumplir con las requisiciones eléctricas y mecánicas, las necesidades en derecho de vía y cuestiones de estéticas.

2.6.2 Tipos de Estructuras

Los tipos de estructuras que se definirán, serán los que se muestran a continuación [2]:

- ❖ **Suspensión:** Las estructuras de suspensión tiene como función principal soportar los conductores, de modo que mantengan sus distancias al suelo. Generalmente deben resistir sólo esfuerzos moderados en la dirección de la línea. Se utilizan principalmente en alineaciones rectas y ocasionalmente en puntos con ángulo de deflexión de hasta 1° .
- ❖ **Anclaje:** Las estructuras de anclaje se emplean en establecer puntos fijos del conductor a lo largo de la línea para dividir ésta en sectores mecánicamente independientes. Por lo que deben ser capaces de resistir desequilibrios considerables en la dirección de la línea. Se utilizan para ángulo de deflexión de 1° a 30° para un anclaje liviano y 30° a 70° para un anclaje pesado.

- ❖ **Remate:** Las estructuras de remate se emplean cuando existe un desequilibrio longitudinal por un lado y no por el otro, como por ejemplo en los puntos de inicio y término de la línea, por lo que deben ser capaces de resistir el esfuerzo de todos los conductores y cables de guardia rematados todos hacia un mismo vano. Se utilizan para ángulo de deflexión de 70° a 90° .
- ❖ **Especiales:** Son estructuras que se generalmente se utilizan para seccionamiento, transposición y cruces. Tienen un diseño propio por alguna particularidad del proyecto.

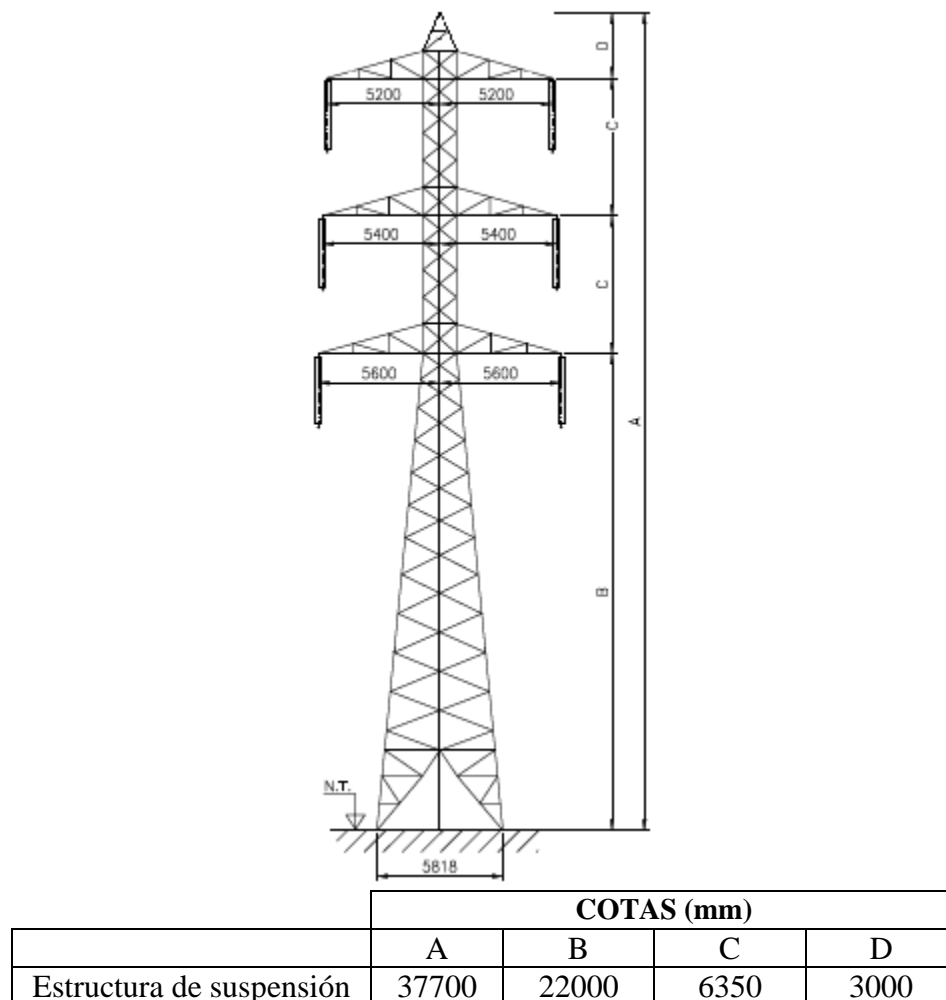


Fig 2.7 Geometría estructura para ejemplo tesis.

Fuente: SDI.

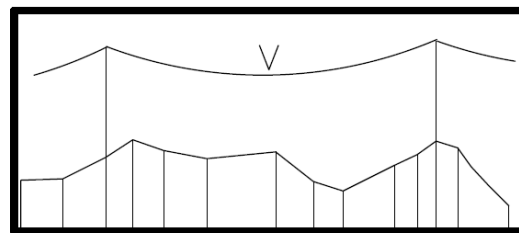
La figura 2.7 representa una estructura típica para una línea de transmisión de 220 kV de doble

circuito con disposición de conductores vertical, la cual será utilizada para el diseño de la línea de transmisión del capítulo 4.

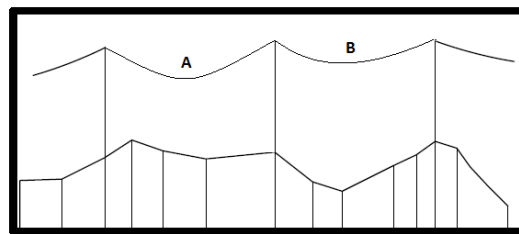
2.6.3 Vanos de Diseño

Para cada estructura, es necesario diseñar cuáles serán sus vanos característicos (ver figura 2.7)

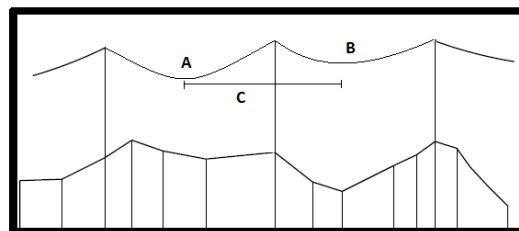
- ❖ **Vano máximo:** Corresponde a la distancia entre una torre a la otra torre, es el vano más largo.
- ❖ **Vano viento:** Corresponde a la semi – suma o el promedio de los vanos adyacentes en una estructura.
- ❖ **Vano peso:** Corresponde a la distancia entre los puntos más bajos de la catenaria del conductor en los dos vanos adyacentes.



Vano Maximo=V



Vano Viento $= (A+B)/2$



Vano Peso=C

Fig 2.8 Vanos de diseño.

Fuente: SDI.

2.6.4 Tipos de Cargas Mecánicas

Todos los tipos de estructuras están sometidas a esfuerzos mecánicos, estas fuerzas mecánicas pueden ser en diferentes direcciones como verticales, transversales y longitudinales. Este fenómeno se manifiesta por diferentes factores en donde se encuentran peso del conductor, peso del cable de guardia y condiciones meteorológicas (viento, nieve, hielo, etc).

Los aisladores deberán ofrecer una resistencia mecánica que supere los esfuerzos a que estarán sometidos, con un factor de seguridad de al menos 2 veces el valor soportado para los aisladores de los conjuntos de suspensión y 2,5 veces para los aisladores de los conjuntos de anclaje [2].

A continuación, se verán los distintos tipos de cargas:

❖ Carga vertical:

Para calcular la carga vertical ejercida sobre el aislador, se considerarán todos aquellos esfuerzos provocados por:

- El peso del cable de potencia (incluye el peso de los accesorios como amortiguadores, espaciadores, balizas, etc.)
- El peso del conjunto de aislación (incluye el peso de la ferretería)

La carga vertical se puede determinar a través de la siguiente expresión:

$$F_V = n_{cp} \left(M_{cp} + \left(\pi \cdot \left(t + \frac{\phi_{cp}}{2} \right)^2 - \pi \cdot \left(\frac{\phi_{cp}}{2} \right)^2 \right) \cdot \delta \right) \cdot L_P + n_a \cdot M_a \quad (2.21)$$

Donde:

F_V = Carga vertical [kgf].

ϕ_{cp} = Diámetro del cable de potencia [m].

t = Espesor radial del hielo [m].

δ = Densidad del hielo.

n_{cp} = Número de cables de potencia por fase.

M_{cp} = Peso unitario del cable de potencia [kg/m].

L_P = Vano de peso cálculo de estructura de suspensión.

n_a = Número de conjuntos de aislación.

M_a = Peso del conjunto de aislación [kg].

❖ Carga transversal:

Para calcular la carga transversal ejercida sobre el aislador, se considerarán todos aquellos esfuerzos provocados por:

- La presión del viento sobre el cable de potencia (incluida el área proyectada de las balizas y otros elementos de consideración).
- La presión del viento sobre el conjunto de aislación (incluye el área proyectada de la ferretería).
- La tensión transversal debida al cable de potencia considerando un ángulo de deflexión α , con carga longitudinal en condición de tensión máxima.

Para todos los casos se considerará al viento actuando perpendicularmente a la línea. La carga transversal se puede determinar a través de la siguiente expresión:

$$F_T = P_W \cdot n_{cp} \cdot (\emptyset_{cp} + 2t) \cdot L_W + P_W \cdot n_a \cdot A_a + 2 \cdot n_{cp} \cdot F_{max} \cdot \sin \frac{\alpha}{2} \quad (2.22)$$

Donde:

F_T = Carga transversal [kgf].

P_W = Presión ejercida por el viento [kg/m²].

t = Espesor radial del hielo [m].

\emptyset_{cp} = Diámetro del cable de potencia [m].

L_W = Luz de viento cálculo de estructura de suspensión [m].

n_a = Número de conjuntos de aislación.

A_a = Área proyectada del conjunto de aislación [m²].

n_{cp} = Número de cables de potencia por fase.

F_{max} = Tensión mecánica máxima ejercida por el cable de potencia [kgf].

α = Ángulo de deflexión de la línea [grados].

❖ Carga longitudinal:

Para calcular la carga longitudinal ejercida sobre el aislador, se considerará el esfuerzo ejercido por los conductores de potencia sobre el conjunto de aislación. Así, la carga longitudinal se puede determinar a través de la siguiente expresión:

$$F_L = n_{cp} \cdot F_{max} \quad (2.23)$$

Donde:

F_L = Carga longitudinal [kgf].

n_{cp} = Número de conductores de potencia por fase.

F_{max} = Tensión mecánica máxima ejercida por el conductor de fase [kgf].

El valor de F_{max} , no podrá superar en ningún caso el 50% de la tensión nominal de ruptura.

❖ Carga neta:

Para calcular la carga total que debe soportar el aislador, se debe utilizar la siguiente expresión:

$$\text{Para suspensión:} \quad K_{ss} \cdot \sqrt{F_V^2 + F_T^2} \quad (2.24)$$

$$\text{Para anclaje:} \quad K_{sa} \cdot F_L \quad (2.25)$$

Donde:

K_{ss} = Factor de seguridad para suspensión.

F_V = Carga vertical [kgf].

F_T = Carga transversal [kgf].

K_{sa} = Factor de seguridad para anclaje.

F_L = Carga longitudinal [kgf].

2.6.5 Ángulo y Deflexiones en las Estructuras

El ángulo de deflexión de la línea se genera en los diferentes cambios de ruta que puede existir en las líneas de transmisión (ver figura 2.9).

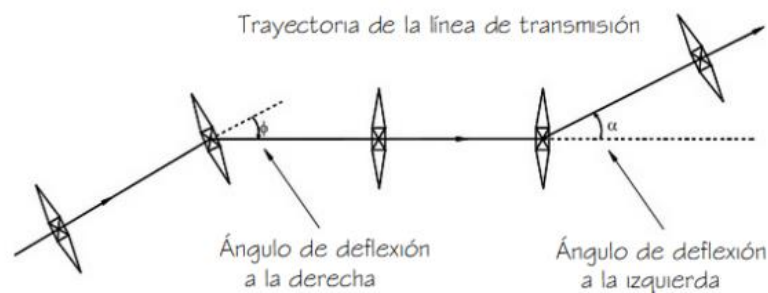


Fig 2.9 Ángulo de deflexión de una línea de transmisión.

Fuente: SDI.

2.7. Espaciamientos Mínimos

Las distancias eléctricas que se deben asegurar como mínimo, se determinan evaluando las expresiones que se indican a continuación, de acuerdo al documento CIGRE 348 – Tower Top Geometry and Mid Span Clearances [10].

2.7.1 Factor de Corrección por altura (Ka)

De acuerdo al documento CIGRE 348 – Tower Top Geometry and Mid Span Clearances, el factor de corrección por altura se determina con la siguiente expresión: [10]

$$K_a = 1/\exp\left[\left(\frac{H}{8150}\right)^m\right] \quad (2.26)$$

Donde:

H = Altura sobre el nivel del mar [m.s.n.m].

m = Para tensión soportada de frecuencia industrial, con aisladores limpios (situación conservadora de análisis), $m = 1$.

Para tensión soportada de onda de frente lento (maniobra), valor fase – tierra, considerando un valor U_{cw-sw} , el valor de m , se obtiene utilizando el gráfico de la Figura 9 Curva b de la norma IEC 60071-2 con el valor U_{cw-sw} [8]. La figura mencionada, se muestra en la Fig. 2.6.

2.7.2 Espaciamiento para Sobretensiones de Frecuencia Industrial (Condiciones Extremas)

Para determinar el espaciamiento en aire para condiciones de viento extremas, para sobretensiones de frecuencia industrial, se debe aplicar la siguiente fórmula:

$$D_{pe_pf} = \left(\frac{U_S}{[350 \cdot k_a \cdot k_{\alpha} \cdot k_{g_pf}]}\right)^N \quad (2.27)$$

Donde:

D_{pe_pf} = Espaciamiento en aire para sobretensiones de frecuencia industrial [m].

U_S = Máximo valor de voltaje sobre los equipos [kV].

k_a = Factor de corrección por altura.

k_α = Valor de 0,88 de acuerdo a CIGRE 348.

k_{g_pf} = factor de separación que depende de la geometría de los electrodos.

N = 1 para tensiones menores o iguales a 400 kV y 1,67 para tensiones mayores a 400 kV.

El valor del factor de separación (k_{g_pf}), se obtiene de la siguiente expresión:

$$k_{g_pf} = 1,35 k_g - 0,35k_g^2 \quad (2.28)$$

Donde el valor de k_g , está dado por la siguiente tabla de acuerdo a CIGRE 348:

TABLA 2.5 Valores de factor k_g para sobretensiones.

Configuración	k_g
Cuando el conductor va directo sin pasar por la aislación.	1,25
Cuando la línea de transmisión se conecta directamente con los aisladores.	1,45 (*)
Cuando va de conductor a conductor	1,60

* Para el diseño de líneas de transmisión se ocupará el factor de 1,45, ya que la configuración que se ocupa va conectada con la cadena de aisladores.

2.7.3 Espaciamento para Sobretensiones de Frente Lento (Maniobra)

Para determinar el espaciamento en aire para sobretensiones de frente lento, se debe utilizar la siguiente fórmula en CIGRE 348.

$$D_{pe_sf} = 2,17 \left\{ EXP \left(\frac{U_{et}}{918 k_a k_g} \right) - 1 \right\} \quad (2.29)$$

Donde:

D_{pe_sf} = Espaciamento en aire para sobretensiones de frente lento [m].

U_{et} = Sobretensión representativa de frente lento [kV].

k_a = Factor de corrección por altura.

k_g = Factor de sobretensión (1,45 según CIGRE 348).

2.7.4 Espaciamiento para Sobretensiones de Frente Rápido (Rayo)

Para determinar el espaciamiento en aire para sobretensiones de frente rápido, se debe utilizar la siguiente fórmula de CIGRE 348.

$$D_{pe_ff} = \frac{U_{50\%_ff}}{[(0,74+0,26k_g)^{490}]} \quad (2.30)$$

Donde:

D_{pe_ff} = Espaciamiento en aire para sobretensiones de frente rápido [m].

$U_{50\%_ff}$ = Tensión soportada de frente de onda rápido fase – tierra en ambiente húmedo (LIWVhúmedo) [kV].

k_g = Factor de sobretensión (1,45 según CIGRE 348).

2.7.5 Espaciamientos Mínimos exigidos por la Normativa Nacional

En la Tabla 4 del RPTD N°7, se muestran los espaciamientos mínimos en aire para sobretensión de Frecuencia Industrial (D_{fi}) y sobretensión de Maniobra (D_{sw}). Estas distancias deberán ser corregidas, incrementándose en un 3% por cada 300 metros por encima de los 1000 m.s.n.m. [1].

TABLA 2.6 Espaciamientos mínimos por Normativa Nacional.

Tensión Nominal (kV)	Distancia mínima para Sobretensión Transiente, D_{sw} (mm)	Distancia mínima para Sobretensión de Frecuencia Industrial, D_{fi} (mm)
33	220	100
44	295	140
66	450	225
110	720	370
154	1.120	510
220	1.800	750
345	2.600	1.200

500	3.950	1.600
750	5.700	2.850
1000	7.750	3.810

En general, para la aplicación de los espaciamientos, se deberá considerar aquella parte del conductor, de la cadena de aisladores u otros accesorios, más desfavorable que se encuentre energizada, en condición de corriente máxima de diseño, y el correspondiente ángulo de desviación de la cadena [1].

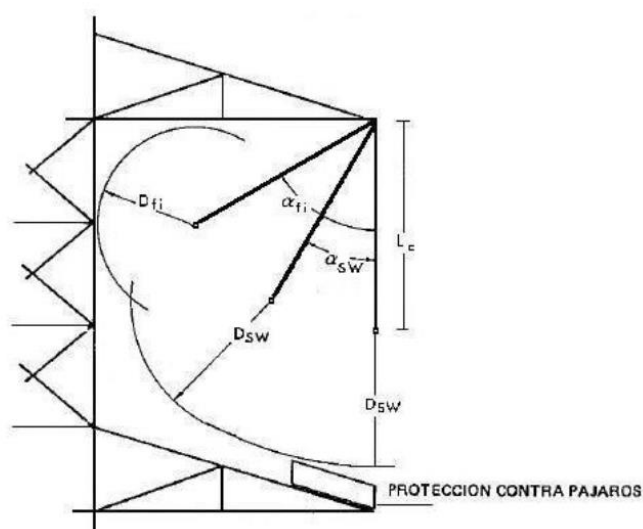


Fig 2.10 Aplicación de los espaciamientos mínimo en la estructura.
Fuente: Pliego Técnico Normativo RPTD N°7.

Donde:

L_c = Longitud de la cadena de aisladores.

D_{fi} = Espaciamiento mínimo para sobretensión de frecuencia industrial (50 Hz).

α_{fi} = Ángulo de desviación de la cadena para las condiciones señaladas en 2.7.4 a).

α_{sw} = Ángulo de desviación de la cadena para las condiciones señaladas en 2.7.4 b).

2.8. Distancias Eléctricas

Para el diseño de una línea de transmisión en altura, se debe tener en cuenta que las distancias eléctricas para altitudes de las instalaciones mayores a 1.000 metros sobre el nivel del mar, deberán incrementarse en un 3% por cada 300 metros por encima de los 1.000 metros sobre el nivel del mar [1].

2.8.1 Distancia Conductor - Conductor

La distancia mínima admisible entre conductores en el centro del vano, para evitar acercamientos que pueden generar arcos, deberá determinarse a través de la siguiente expresión [1].

$$D = 0,36 \cdot \sqrt{f} + \frac{kV}{130} + 0,5 \cdot L_c \quad (2.31)$$

Donde:

D = Distancia mínima entre fases [m].

f = Flecha máxima del conductor (m), calculada para la transmisión de la potencia nominal máxima de la línea, correspondiente al vano máximo hacia cualquier lado de cada tipo de estructuras.

L_c = Longitud de la cadena de suspensión [m]. En el caso de anclaje, $L_c = 0$ m.

kV = Tensión nominal entre fases [kV].

Esta expresión es válida tanto para distancias verticales como horizontales.

La distancia deberá ser corregida por altura cuando corresponda.

2.8.2 Distancia Conductor – Cable de Guardia

La distancia mínima admisible en el centro del vano, será igual a la distancia máxima dada por los espaciamientos mínimos, para la distancia entre fases y tierra o estructura.

En las zonas donde se pueda producir los fenómenos de Galloping y/o Ice Jumping definidos en el Capítulo 3, se deberán hacer las verificaciones correspondientes de las distancias entre fases, fase – tierra con la estructura y fase – tierra con el cable de guardia cuando corresponda.

2.8.3 Distancia Conductor – Suelo

La altura mínima de los conductores sobre el suelo medida desde el punto más bajo de la

catenaria del conductor que está más abajo en el respectivo vano, en la condición de flecha máxima del conductor, considerando una temperatura ambiente de 15°C, será la indicada en la siguiente tabla obtenida del RPTD N°7 [1]:

TABLA 2.7 Altura de los conductores sobre el suelo.

Lugar	Distancia medida verticalmente en metros
Regiones poco transitables (montañas, praderas, cursos de agua no navegables, superficies sin tránsito de vehículos)	$6,00 + 0,006 \text{ por kV}$
Regiones transitables (localidades, carreteras, autopistas, caminos, calles, cruces de caminos y calles).	$6,50 + 0,006 \text{ por kV}$

Como se observa en la tabla 2.7, la distancia entre el conductor y el suelo dependerá del lugar en que se encuentre la línea de transmisión entre regiones transitables y poco transitables, siendo mayor la distancia en regiones transitables como método de seguridad.

Otro aspecto a considerar, es que la distancia mínima al suelo en calles, caminos y autopistas deberá cumplir con las exigencias de la autoridad vial correspondiente.

En las Zonas I y IV (ver anexo B), se deberá verificar el cumplimiento de la distancia mínima al suelo considerando la presencia de hielo cuando corresponda [1].

2.8.4 Distancia Conductor – Estructura

La distancia eléctrica conductor – estructura de frecuencia industrial y maniobras, se obtienen a partir del punto 2.7

2.8.5 Distancia Conductor – Construcción

Los conductores deberán mantener una distancia horizontal mínima de seguridad a las construcciones, las que se encuentran en el anexo C tabla C.1 “Distancia de seguridad según tensión máxima”, obtenida del RPTD N°7 [1].

La distancia deberá ser corregida por altura cuando corresponda.

2.8.6 Cruces con Otras Líneas

A continuación, se presentan las distancias eléctricas vertical y horizontal a considerar en los cruces con otras líneas eléctricas.

❖ Distancia vertical

La distancia vertical mínima entre conductores de líneas diferentes, cuando exista un cruce aéreo, deberá determinarse a través de las expresiones indicadas en el RPTD N°11, artículo 5.7.5, inciso e. y artículo 5.7.7, inciso e., como se detalla en las siguientes ecuaciones [2]:

$$\text{Para línea eléctrica:} \quad D_{\text{ele}}^V = 1,5 + \frac{kV_S + kV_i}{170} \quad (2.32)$$

$$\text{Para cable de guardia:} \quad D_{\text{guardia}}^V = 1,5 + \frac{kV_S}{170} \quad (2.33)$$

$$\text{Para línea de comunicación:} \quad D_{\text{com}}^V = 1,8 + 0,01 \cdot kV_S \quad (2.34)$$

Si la distancia entre el punto de cruce y la estructura más cercana de la línea superior es mayor de 50 metros, las distancias indicadas aumentarán en 0,003 metros por cada metro en exceso sobre 50, quedando las ecuaciones de la siguiente forma:

$$\text{Para línea eléctrica:} \quad D_{\text{ele}}^V = 1,5 + \frac{kV_S + kV_i}{170} + \underbrace{0,003 \cdot (L - 50)}_a \quad (2.35)$$

$$\text{Para cable de guardia:} \quad D_{\text{guardia}}^V = 1,5 + \frac{kV_S}{170} + \underbrace{0,003 \cdot (L - 50)}_a \quad (2.36)$$

$$\text{Para línea de comunicación:} \quad D_{\text{com}}^V = 1,8 + 0,01 \cdot kV_S + \underbrace{0,003 \cdot (L - 50)}_a \quad (2.37)$$

Donde:

D^V = Distancia vertical de cruce [m].

kV_S = Voltaje nominal de la línea superior [m].

kV_i = Voltaje nominal de la línea inferior [m].

L = Distancia horizontal entre punto de cruce y estructura más cercana de la línea superior [m] (si $L \leq 50$ m, entonces $a = 0$).

Los términos superior e inferior tienen relación con la posición relativa en altura del cruce de las líneas eléctricas.

Las distancias indicadas para la línea eléctrica y cable de guardia, deberán cumplirse para las siguientes condiciones:

- Flecha máxima en el conductor superior; para el conductor inferior se considerará éste a una temperatura de 15°C y sin sobrecarga (sin considerar la acción del viento ni del hielo).
- Para los conductores de ambas líneas en condiciones de temperatura mínima de cálculo, considerando, cuando corresponda, la acción del hielo.

Así mismo, la distancia indicada para la línea de comunicación, deberá cumplirse para la siguiente condición:

- Flecha máxima en el conductor superior (temperatura máxima de diseño de la línea y para el conductor inferior se considerará éste a una temperatura de 15°C y sin sobrecarga (sin considerar la acción del viento ni del hielo).

Las distancias deberán ser corregidas por altura. cuando corresponda.

❖ Distancia Horizontal

La distancia horizontal mínima entre el conductor más cercano de la línea inferior y la parte más cercana de la estructura de la línea superior, en condición de cruce aéreo, deberá determinarse a través de las expresiones indicadas en el RPTD N°11, artículo 5.7.7, inciso c., como se detalla en la siguiente ecuación [2]:

$$\text{Para línea inferior de baja tensión:} \quad D_{bv}^H = 1,5 + \frac{f_{max}}{\sqrt{2}} \quad (2.38)$$

$$\text{Para línea inferior de media, alta o extra alta tensión:} \quad D_{av}^H = 1,5 + \frac{f_{max}}{\sqrt{2}} + \frac{kV_i}{170} \quad (2.39)$$

Donde:

D^H = Distancia horizontal de cruce [m].

f_{max} = Flecha del cable de la línea inferior a temperatura máxima [m].

kV_i = Voltaje nominal de la línea inferior [m].

Las distancias deberán ser corregidas por altura cuando corresponda.

2.8.7 Paralelismo con Otras Líneas Eléctricas

El término paralelismo se refiere a líneas vecinas que siguen más o menos la misma dirección, aun cuando sus trazados no sean rigurosamente paralelos.

La distancia horizontal mínima entre los conductores más cercanos de dos líneas eléctricas de corrientes se deberá verificar según los siguientes criterios [2]:

- a) Siempre que sea posible, se evitará la construcción de líneas paralelas de energía eléctrica a distancias inferiores a 1,5 veces de altura del apoyo más alto entre las trazas de los conductores más próximos. Se exceptúan de la anterior prescripción las zonas de acceso a centrales generadoras y estaciones transformadoras.
- b) La distancia mínima entre los conductores más cercanos de las dos líneas no deberá ser inferior a aquella que se señala en el punto 2.8.1.
- c) En todo caso, para determinar la separación horizontal entre los conductores contiguos de las líneas paralelas, se debe tomar como referencia la línea eléctrica de mayor tensión entre las dos. La distancia de separación horizontal entre los conductores contiguos más cercanos de las líneas paralelas no deberá ser inferior a:
 - 1 metro, si la línea de referencia es de Baja Tensión.
 - 2 metros, si la línea de referencia es de Media Tensión
 - 3 metros, si la línea de referencia es de Alta Tensión o de una tensión superior.
- d) La distancia entre conductores deberá verificarse para las condiciones de flecha máxima y mínima en la combinación más crítica.

Capítulo 3. Factores de diseño adicionales

3.1. Introducción

Para el diseño de una línea de transmisión, se deberá tener en cuenta los fenómenos de Galloping e Ice Jumping, los cuales podrían generar una serie de acciones que serían perjudiciales para el proyecto, como por ejemplo se encuentran cortocircuitos en la línea produciendo un corte del suministro eléctrico, aumentos de los esfuerzos mecánicos generando rotura de ciertos elementos, daños en la estructura, entre otros. Estos fenómenos se deben a la zona climática en la que estará emplazada la línea de transmisión, donde la acción del viento, nieve y hielo causan efectos negativos que es necesario considerar al momento de realizar el diseño.

3.2. Efecto Galloping

El efecto galloping, es una vibración de las líneas eléctricas de baja frecuencia y gran amplitud inducida por la acción de los vientos fuertes que son constantes, se ve incrementado por la formación de hielo sobre los conductores. Esta acumulación de hielo, causa que la forma alrededor del conductor cambie a una forma irregular, tomando una apariencia aerodinámica. Las frecuencias de estas oscilaciones pueden variar de entre los 0.15 Hz a 1 Hz. Las oscilaciones tienden a ser en el plano vertical pero no siempre y las amplitudes que alcanzan pueden juntar dos conductores de diferentes fases. Si existe movimiento horizontal estará, por lo general, a distinta fase y se formará una onda elíptica. La velocidad del viento necesario para provocar este fenómeno es mayor igual a 7 m/s.

Los efectos que se pueden llegar a producir por el efecto galloping sobre las líneas de alta tensión son [11]:

- Provocar que dos o más conductores de distintas fases hagan contacto y se produzca un cortocircuito.
- Los esfuerzos dinámicos en las cadenas de aisladores superen la resistencia mecánica de estos, provocando que uno o más aisladores se rompan.
- Aumento de flecha del conductor debido a esfuerzos mayores que se tiene.
- Deterioro y daños en las estructuras.

El diseño de líneas ubicadas en las zonas I y IV (zonas definidas en el anexo B), deberá tomar en cuenta la presencia del efecto Galloping [2].

3.2.1 Amplitud por efecto del Galloping

En el diagrama de “Davisson”, quien estudio la trayectoria elíptica del galloping considerando una forma de onda por vano (single loop), se indica que la trayectoria elíptica tiene un eje mayor inclinado respecto de la vertical en un pequeño ángulo [12].

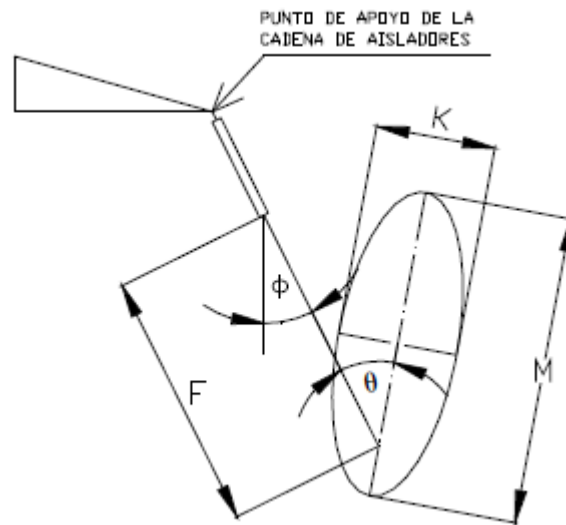


Fig 3.1 Diagrama de Davisson que indica la trayectoria elíptica del efecto Galloping.
Fuente: Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, Juan Pablo Romero.

Las ecuaciones que indican la trayectoria son:

$$\phi = \tan^{-1} \left(\frac{P_c}{W_c} \right) \quad (3.1)$$

$$M = \frac{5 * F}{4} + 0,3048 \quad (3.2)$$

$$K = 0,4 * M \quad (3.3)$$

Donde:

ϕ = Ángulo de desviación del conductor debido al viento.

P_c = Carga de viento sobre el conductor con hielo [Kg/m].

W_c = Peso por unidad de longitud del conductor más 10 mm de espesor radial, de hielo [Kg/m].

F = Flecha final del conductor con espesor radial de hielo, sin viento, a 0°C [m].

M = Eje mayor de la elipse [m].

K = Eje menor de la elipse [m].

En el diagrama de L.W.Toye, se indican las distancias necesarias para que no ocurran perturbaciones ni fallas debido al fenómeno del galloping para la interacción de dos formas de onda por vano (doble loop) [12].

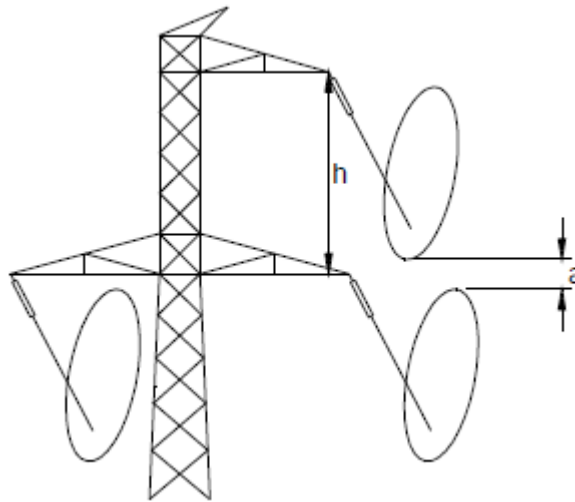


Fig 3.2 Diagrama de L.W. Toye considerando la interacción de dos formas de ondas.
Fuente: Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, Juan Pablo Romero.

Las ecuaciones que indican el espaciamiento entre los conductores para resguardar el sistema eléctrico del efecto galloping son las siguientes:

$$P = \sqrt{\left(\frac{L}{2}\right)^2 + F^2} \quad (3.4)$$

$$M = 0,3048 + \sqrt{\frac{3 * P * \left(L + \frac{8 * F^2}{3 * L} - 2 * P\right)}{8}} \quad (3.5)$$

$$\theta = \frac{3 * \phi}{2} \quad (3.6)$$

$$K = \sqrt{(M + 1)^2 - (M - 1)^2} \quad (3.7)$$

$$H = (M + a + 0,3048) * \cos(\theta) \quad (3.8)$$

Donde:

L = Vano [m].

a = Distancia eléctrica de seguridad, que puede ser la distancia entre fases Para una sobretensión de frecuencia industrial [m].

θ = Ángulo de oscilación.

H = Separación vertical entre fases [m].

M = Eje mayor de la elipse [m].

K = Eje menor de la elipse [m].

F = Flecha final del conductor con espesor radial de hielo, sin viento, a 0°C [m].

3.3. Ice Jumping

El ice jumping es el salto del conductor en un vano, producido por el desprendimiento repentino de parte o la totalidad de hielo acumulado en él, lo que produce el salto (jumping) hacia arriba y abajo del conductor en pocas oscilaciones de gran amplitud [2].

Los efectos que se pueden llegar a producir por el ice jumping sobre las líneas de alta tensión son:

- Cortocircuitos bifásicos cuando se trata de conductores en fase y en disposición vertical.
- Cortocircuitos monofásicos cuando ocurre por la interacción de un cable de guardia y un conductor.
- Corte del cable conductor debido a sus esfuerzos mecánicos.

El diseño de líneas ubicadas en las zonas I y IV (zonas definidas en el anexo B), deberá tomar en cuenta la presencia del Ice Jumping [2].

Para el cálculo del efecto que produce este fenómeno, se debe seguir el siguiente procedimiento:

- ❖ Determinar la flecha del conductor con hielo de diseño, que llamaremos F1.
- ❖ Determinar la flecha del conductor sin hielo a la misma temperatura que se definió para el conductor con hielo. Esta flecha la llamaremos F2.
- ❖ Determinar la diferencia de flecha $DF = F1 - F2$. Se aplica hacia arriba y abajo y se verifica que la distancia con las fases superiores e inferiores, DFF, sea la permitida para la seguridad de la línea. Se repite el procedimiento en cada fase y en el cable de guardia.

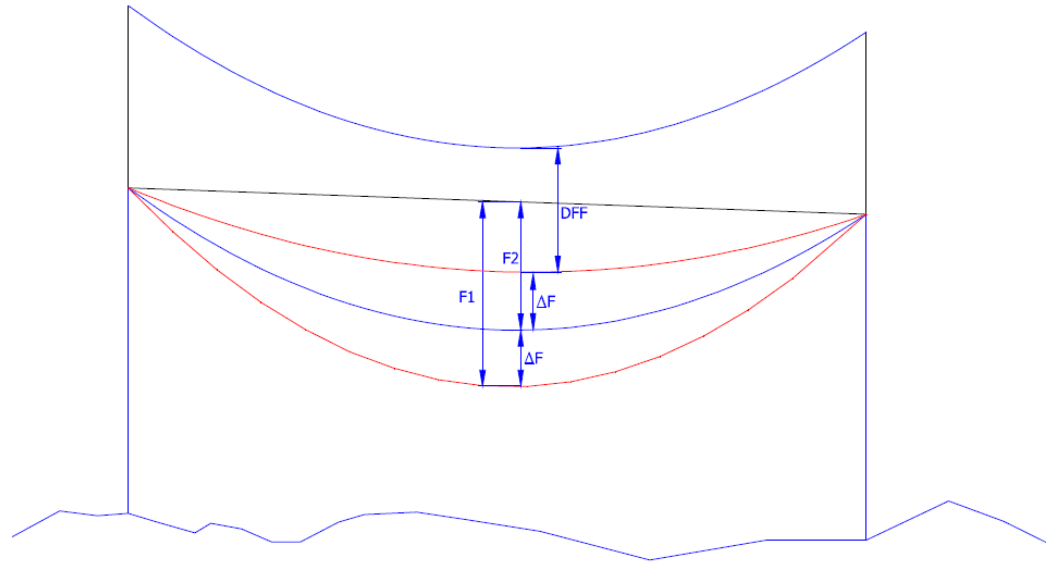


Fig 3.3 Distancia para efectos producidos por ice jumping.

Fuente: Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, Juan Pablo Romero.

Capítulo 4. Aplicación de Diseño de una Línea de Transmisión Aérea de Alta Tensión en Altura

4.1. Introducción

En el presente capítulo se realizará un diseño de una línea de transmisión donde se abordarán los distintos tópicos vistos en los capítulos anteriores. La línea de transmisión a diseñar será una línea de alta tensión en altura sobre los 3.000 m.s.n.m ubicada en la I Región de Tarapacá al sureste de la ciudad de Iquique.

4.2. Características del Sistema

Para la aplicación, se realizará un diseño de una línea de transmisión aérea de alta tensión en altura con las siguientes características:

TABLA 4.1 Características del sistema a diseñar.

Ubicación	I Región de Tarapacá
Altura mínima	2.260 m.s.n.m
Altura máxima	3.300 m.s.n.m
Voltaje nominal	220 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Número de circuitos	2
Número de fases	3
Número de conductores por fase	1
Longitud de la línea	11,4 Km
Tensión máxima de servicio	245 kV
Temperatura máxima de operación	75°C
Disposición del conductor	Vertical
Potencia transmitida	240 MVA

TABLA 4.2 Condiciones ambientales del sistema a diseñar.

Zona según RPTD N°11	I
Temperatura ambiente Máxima	25 °C
Temperatura ambiente Media	5 °C
Temperatura ambiente Mínima	-15 °C
Presión máxima del viento en el conductor	109 kg/m ²
Presión viento medio ¼ en el conductor	36,33 kg/m ²
Presión máxima del viento en el aislador	130,8 kg/m ²
Presión máxima del viento en la estructura	218 kg/m ²
Lluvia promedio anual	155 mm/año
Nivel de contaminación	31 mm/kV Clase “e” IEC 60815
Hielo sobre el conductor	10 mm

4.3. Trazado de la Línea

Para el trazado de la línea, se realizó por medio de Google Earth Pro, en donde se busca llevar a cabo una ruta libre de desniveles pronunciados como son pendientes o quebradas, evitar el paso de carreteras y minimizar los vértices.

Las coordenadas del trazado son Latitud: -20,817°; Longitud: -69,14° para el punto de inicio y Latitud: -20,8°; Longitud: -69,038° para el punto final.

A continuación, se muestra el diseño del trazado preliminar para la línea de transmisión.



Fig 4.1 Trazado preliminar visto desde Google Earth.
Fuente: Elaboración propia.

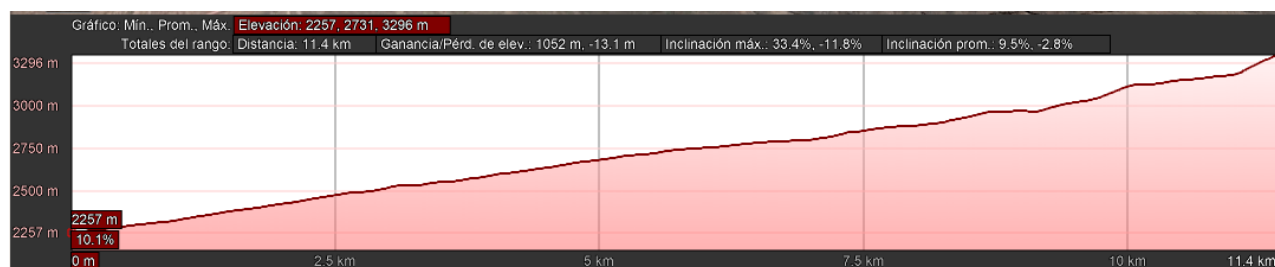


Fig 4.2 Perfil de elevación.
Fuente: Elaboración propia.

En la Fig. 4.2, se muestra el perfil de elevación del trazado de la línea a diseñar extraído de Google Earth, donde se visualiza una elevación considerablemente constante y sin desniveles pronunciados, los que estos provocarían mayores esfuerzos mecánicos en las estructuras y además dificultaría el acceso al lugar para su implementación o mantención. Otras formas de poder analizar el relieve de un terreno son mediante ortofotos y curvas de nivel, los cuales nos brindan información más precisa sobre los desniveles presentes en la zona.

4.4. Determinación del Conductor

Para determinar el conductor a utilizar en la línea de transmisión aérea, se verá el tipo de conductor que cumpla con los requerimientos necesarios para el proyecto. En primera instancia, se puede decir que el conductor de aluminio (AAC) queda descartado para el proyecto al ser de uso para

zonas urbanas donde el espacio es corto y los soportes estén más juntos. También, el conductor de aluminio reforzado en acero (ACSR), queda descartado a su baja resistencia a la corrosión, ya que contiene acero, que es propenso a dicho fenómeno. Quedando así, los conductores de aleación de aluminio (AAAC) y aluminio reforzado con aleación de aluminio (ACAR) como posibles candidatos (propiedades de los conductores en anexo D).

En la metodología adoptada para la selección del conductor, se analizarán las restricciones mínimas de diseño, donde se analizarán los siguientes fenómenos mencionados en el punto 2.3.1:

- Se verificará que el conductor no supere la máxima temperatura permitida por diseño.
- Se verificará que la potencia capaz de transportar el conductor sea superior a la potencia requerida por el diseño.
- Se verificará que el conductor cumpla con la condición de que el gradiente superficial sea menor al gradiente crítico.
- Se verificará que la regulación de tensión del sistema cumpla bajo lo indicado por la NTSyCS.

4.4.1 Capacidad Térmica del Conductor

La capacidad de potencia requerida para el proyecto corresponde a 240 [MVA] a una tensión de 220 [kV], lo que equivale a una corriente de 629,8 [A] a transmitir por conductor. En base a esto, se calculará la máxima temperatura que alcanzará el conductor bajo estas condiciones.

Tomando en cuenta lo anterior, se propone para el análisis, los siguientes conductores (ver catálogo en anexo E):

TABLA 4.3 Características de los conductores propuestos.

Tipo	AAAC	AAAC	ACAR	ACAR	ACAR
Modelo	Flint	Greeley	ACAR 900	ACAR 1200	ACAR 1300
Calibre (MCM)	740,8	927,2	900	1200	1300
UTS (kg)	11.042	13.820	10.282	13.709	14.852
Diámetro (mm)	25,16	28,15	27,73	32,02	33,33
Peso (kg/m)	1,030	1,289	1,255	1,673	1,812
Sección (mm^2)	375,4	469,8	456,1	608	658,8
Coef. Dilat. ($1/^\circ C$)	0,000023	0,000023	0,000023	0,000023	0,000023
Módulo elasticidad final (kg/m^2)	6250000000	6250000000	6250000000	6250000000	6250000000
Módulo elasticidad inicial (kg/m^2)	5100000000	5100000000	5100000000	5100000000	5100000000
Creep ($^\circ C$)	20	20	20	20	20
Número de hebras	37	37	18/19	18/19	18/19

Para la determinación de la temperatura que alcanzará el conductor, se aplicará la Norma Standard 738-2012 “Standard for Calculating the Current – Temperatura Relationship of Bare Overhead Conductor”, donde se considerará el peor caso posible para el conductor, agregando los siguientes datos:

- Para los efectos del párrafo anterior, la corriente máxima admisible se calculará para la cota máxima de la línea con un viento de 0,61 m/s, máxima radiación solar en función de la latitud de la línea y día de mayor radiación (noviembre a las 13:00 hrs. según Explorador Solar), factor de emisividad de 0,5 y una temperatura ambiente máxima de 25°C.
- La cota máxima de emplazamiento del proyecto (3.300 m.s.n.m).
- Se considera una corriente de 629,8 [A] por conductor, considerando los 240 [MVA] de potencia a transmitir.

A través del software PLS-CADD, se obtienen las temperaturas alcanzadas por los conductores bajo las condiciones mencionadas, cuyos resultados se muestran en el anexo F.

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla:

TABLA 4.4 Resultado análisis térmico.

Tipo	AAAC	AAAC	ACAR	ACAR	ACAR
Modelo	Flint	Greeley	ACAR 900	ACAR 1200	ACAR 1300
Temperatura alcanzada por límite térmico (°C)	67,79	60,31	59,61	53,40	52,17
Cumple con límite térmico de diseño	SI	SI	SI	SI	SI

De la tabla 4.4, se concluye que para una potencia de 240 [MVA] a 25°C de temperatura ambiente, los conductores propuestos no superan los 75°C por lo que continúan siendo candidatos.

4.4.2 Capacidad Máxima del conductor

Se evaluará si los conductores propuestos, son capaces de transportar 240 [MVA] de potencia.

Los resultados del análisis realizado en PLS-CADD, se muestran en el anexo G.

TABLA 4.5 Capacidad de potencia conductores propuestos.

Tipo	AAAC	AAAC	ACAR	ACAR	ACAR
Modelo	Flint	Greeley	ACAR 900	ACAR 1200	ACAR 1300
Corriente máxima capaz de transportar (A)	695.14	797.59	807.78	961.18	1006,38
Potencia capaz de transportar (MVA)	264,88	303,92	307,73	366,26	383,48
Potencia requerida (MVA)	240	240	240	240	240

De la tabla 4.5, se observa que todos los conductores propuestos son capaces de transportar la potencia requerida por diseño.

4.4.3 Cálculo Efecto Corona

El valor de gradiente de potencial crítico (E_c) se encuentra definido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) específicamente en el Anexo Técnico denominado Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión, en el artículo 75 letra e, donde se indica que el valor máximo de gradiente superficial de los conductores no puede superar los 18,5 [kVrms/cm] en zonas con altitudes mayores a 1.000 m.s.n.m y deberá ser corregido por altitud [3].

El gradiente superficial debe ser multiplicado por un factor de corrección, éste corresponde a la densidad del aire la cual se multiplica por el gradiente crítico otorgado por el anexo técnico para obtener un gradiente superficial final, esta densidad se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\delta = \frac{3,92 \cdot b}{273+t} \quad (4.1)$$

Donde:

b = Presión del aire (barométrica) de la zona, 50,22 [cmHg] (calculada con la ec. 4.2)

t = Temperatura ambiental, 5°C.

$$b = 10^{\log(76) - \frac{H}{18336}} \quad (4.2)$$

Donde:

H = Altitud, 3300 [m.s.n.m]

Resolviendo las ecuaciones (4.1) y (4.2), se obtiene una densidad del aire de 0,71 [°/1] como factor de corrección, lo que multiplicado por 18,5 [kVrms/cm], se obtiene un gradiente superficial final de 13,10 [kVrms/cm].

Para el análisis del gradiente superficial de los conductores, se utilizará una estructura típica para una línea de transmisión de 2x220 kV, cuya geometría se muestra en la figura 4.4, considerando para los cálculos la distancia mínima de los conductores sobre el suelo calculada según tabla 2.10 para región poco transitable, dando un valor de 7,32 metros como distancia mínima del conductor al suelo (peor caso posible ya que es la mínima).

Para el cálculo del gradiente máximo en la superficie de los conductores, se realizó con el software basado en el procedimiento de cálculo recomendado por “Electric Power Research Institute (EPRI)”.

Los resultados de las simulaciones realizadas en el software EPRI, con el análisis de los gradientes máximos de los conductores propuestos, se encuentran en el anexo H.

El cuadro de resumen con los resultados obtenidos para el cálculo del máximo valor del gradiente superficial, se presenta a continuación:

TABLA 4.6 Gradiente superficial conductores propuestos.

Conductor	Diámetro (mm)	Gradiente crítico (kV/cm)	Gradiente superficial (kV/cm)	Cumple
AAAC Flint	25,16	13,10	16,26	NO
AAAC Greeley	28,15	13,10	14,80	NO
ACAR 900	27,73	13,10	15,02	NO
ACAR 1200	32,02	13,10	13,32	NO
ACAR 1300	33,33	13,10	12,89	SI

De la tabla 4.6, se observa que el único conductor que cumple con la condición de gradiente superficial menor al gradiente crítico es el ACAR 1300, el cual lo logra por su mayor diámetro por sobre los demás.

4.4.4 Regulación de Tensión

Si consideramos las características de los conductores analizados y una distancia media geométrica (DMG) de la estructura típica con $DMG=950,67$ [cm], la reactancia de la línea puede calcularse como:

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \left[\frac{\mu}{2n} + 2 \ln \left(\frac{DMG}{r_{EQ}} \right) \right] \cdot 10^{-4} \quad \Omega/km \quad (4.3)$$

Donde:

f = Frecuencia de la red, 50 [Hz].

μ = Permeabilidad magnética del conductor, 1.

n = Número de subconductores por fase, 1.

DMG = Distancia media geométrica, 950,67 [cm].

r_{eq} = Radio equivalente de la fase, igual al diámetro del conductor cuando $n=1$, igual a 1,667 [cm].

Evaluando los datos en la ecuación 4.3) tenemos que $X = 0,41$ [Ohm/km]

La resistencia R_{TAC} del conductor en corriente alterna se calcula en función de los valores de la resistencia con dos valores conocidos, que se encuentran generalmente en los catálogos, a saber:

$$R_{TAC} = \left[\frac{R_{75} - R_{25}}{50} \right] \cdot (T - 25) + R_{25} \quad (4.4)$$

Donde:

R_{TAC} = Resistencia AC a la temperatura T. 0,059 [Ohm/km].

R_{25} = Resistencia AC a 25 [°C]. 0,0504 [Ohm/km].

R_{75} = Resistencia AC a 75 [°C]. 0,0589 [Ohm/km].

Luego, la regulación de voltaje estará dada por la caída de voltaje en la impedancia serie de la línea, como sigue:

$$\Delta V = I_L \cdot L \cdot [R_{TAC} \cdot \cos(\phi) + X \cdot \text{Sen}(\phi)] / 1000 \quad (4.5)$$

Donde:

ΔV = Caída de voltaje, en [kV fase-neutro].

I_L = Corriente nominal. 629,8 [A].

L = Longitud de la línea. 11,4 [km].

$\text{Cos}\phi$ = Factor de Potencia, 0,95.

Luego, la regulación de voltaje se calcula como sigue:

$$V_E = V_R + \Delta V \quad (4.6)$$

$$REG = 100 \cdot \frac{(V_E - V_R)}{V_R} \quad (4.7)$$

Donde:

REG = Regulación de voltaje [%].

V_E = Voltaje en el emisor. 128,38 [kV]

V_R = Voltaje en el receptor, en [kV fase-neutro], en este caso son $220/\sqrt{3}$ [kV].

Evaluando en la ecuación 4.7), se tiene que la regulación de tensión para el conductor ACAR 1300 es de 1,07%, por lo que cumple con lo indicado en la NTSyCS, la cual en su Capítulo N°5 “Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio”, Título 5-4 “Estándares de

Instalaciones del SEN para estado normal y estado de alerta”, Artículo 5-19, el cual indica que para sistemas de transmisión de 220 kV la regulación de voltaje debe ser inferior al 5%.

Finalmente, se puede concluir que el conductor ACAR 1300 es el conductor seleccionado para el proyecto, puesto que cumple con las restricciones de diseño correspondientes al límite térmico, capacidad máxima del conductor, efecto corona y regulación de tensión.

4.5. Determinación del Cable de Guardia

La determinación del cable de guardia, se hará mediante el método desarrollado en el capítulo 2.4.2.

Para el análisis del comportamiento de la línea ante una descarga atmosférica, se utilizará la estructura de suspensión mostrada en la Fig. 4.4.

La impedancia de impulso de la estructura se obtuvo de la ecuación 2.6) donde se tiene:

Z_t = Impedancia de impulso de la estructura: 174,50 (Ω)

L_e^h = Altura de la estructura: 37,7 (m)

L_e^b = Ancho en la base de la estructura: 5,818 (m)

Para efectos de la simulación del comportamiento de la línea, se normalizarán los valores de resistencia de pie de estructura, sin considerar el efecto de ionización del suelo y medido a frecuencia normal, a un máximo de 20 (Ω), según los requisitos del Pliego Técnico Normativo RPTD N°06.

El número anual de descargas atmosféricas: 0,8 (Valor de acuerdo al software asociado al libro Red Book EPRI de la IEEE, según las coordenadas geográficas del proyecto) para mayor detalle ver anexo J.

4.5.1 Intensidad de Corriente de Descarga

Los resultados del comportamiento de la línea eléctrica ante una descarga atmosférica sin cable de guardia, en función de la geometría de la estructura suspensión mostrada en la Figura 4.4, son los siguientes:

TABLA 4.7 Comportamiento de la línea ante una descarga atmosférica sin cable de guardia.

	Cantidad (Cada 100 km)	Corriente mínima (kA)
Falla de apantallamiento	13,3	10
Descarga inversa (Blackflashover)	0,0	-

De acuerdo a lo indicado en la Tabla 4.7 la línea eléctrica tiene un número de 13,3 salidas por descarga atmosférica por cada 100 km al año y según lo indicado en el criterio de confiabilidad mostrado en el punto 2.4.2 es necesario el uso de cable de guardia para protección contra descargas atmosféricas, por lo que se considera el uso de cable de guardia tipo OPGW, el cual tiene las siguientes características:

TABLA 4.8 Características cable de guardia seleccionado.

Tipo	OPGW
Código	34E43s
Número de hilos	24
Tensión de ruptura (kg)	5259,9
Diámetro (mm)	13,4
Peso unitario (kg/m)	0,434
Sección total (mm^2)	98,4
M. Elastic. Final (kg/m)	9,31E+09
Coef. de dilatación lineal (1/°C)	1,68E-05

Luego, se presentan los resultados considerando el cable de guardia OPGW en la siguiente tabla:

TABLA 4.9 Comportamiento de la línea ante una descarga atmosférica con cable de

	Cantidad (Cada 100 km)	Corriente mínima (kA)
Falla de apantallamiento	3,6	10
Descarga inversa (Blackflashover)	0,2	135

De acuerdo a lo indicado en la Tabla 4.9 la línea eléctrica tiene un número de 3,6 salidas por descarga atmosférica por cada 100 km al año y según lo indicado en el criterio de confiabilidad mostrado en el punto 2.4.2, sigue sin cumplirse el máximo de 3 salidas por descarga atmosférica por cada 100 km al año por lo que se usarán dos cables de guardia para protección contra descargas atmosféricas y así cumplir con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad Servicio (NT SyCS) de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

4.6. Determinación de la Aislación

El tipo de aislador que se utilizará en este diseño es uno que se usa comúnmente en las líneas de alta tensión, los cuales son aisladores de disco de vidrio antiniebla, cuyas características se encuentran en el anexo I y están resumidas en la siguiente tabla:

TABLA 4.10 Características aislador.

Material	Vidrio templado
Tipo	Antiniebla
Nombre	Ball & Socket
Distancia de fuga	445 [mm]
Resistencia a la rotura	120 [kN]
Diámetro	280 [mm]
Espaciamiento (largo)	146 [mm]
Peso	5,8 [kg]

Para determinar la cantidad de aisladores que se utilizarán en la cadena de aislación, se empleará el método visto en el capítulo 2.5.3 del presente documento, en el cual se analizarán las siguientes solicitaciones para la línea que permitirán obtener la cantidad de aisladores necesarios de acuerdo a su nivel de sobretensión:

4.6.1 Solicitación por Contaminación Atmosférica

La línea eléctrica se encuentra en una zona de ambiente contaminado, donde se aplica un grado de contaminación de nivel muy alto “e” según recomendación de la publicación IEC 60815, siendo una distancia de fuga de 31 [mm/kV].

La distancia de fuga mínima requerida por la cadena de aisladores, se obtiene usando la ecuación 2.7 donde se tienen los siguientes valores:

Df_{min} = Distancia de fuga mínima requerida por la cadena de aisladores: 8.903[mm].

V_{ff} = Tensión nominal entre fases: 220 [kV].

Df_o = Distancia de fuga por contaminación, grado de contaminación: 31 [mm/kV].

δ = Densidad relativa del aire: 0,71 [°C].

Para el cálculo del número de aisladores de acuerdo al nivel de contaminación, se obtiene usando la ecuación 2.8 donde se tienen los siguientes valores:

NA = Número de aisladores calculado mínimo: 21

Df_{min} = Distancia de fuga mínima por contaminación, grado de contaminación: 8.903 [mm].

Df_a = Distancia de fuga unitaria por aislador: 445 [mm].

Para la sollicitación por contaminación atmosférica se ocuparán 21 aisladores para la cadena de aislación

4.6.2 Sollicitación por Sobretensiones Representativas

- Sobretensión Representativa Temporal a Frecuencia Industrial (Urp-fi)

Utilizando la ecuación 2.9, se tiene:

U_{rp-fi} = Sobretensión representativa temporal a frecuencia industrial: 212 [kV].

U_s = Tensión máxima de operación: 245 [kV]. (Obtenido Tabla N°3 del RPTD N°1 [13])

k_{fi} = Factor de falla fase – tierra: 1,5

- Sobretensión Representativa de Frente Lento (Uet)

Utilizando la ecuación 2.10 y 2.11 se tiene:

U_{et} = Sobretensión representativa por frente lento fase-tierra: 550 [kV].

U_{e2} = Valor de sobretensión fase-tierra: 2,4 [p.u].

U_s = Tensión nominal del sistema: 245 [kV].

4.6.3 Solicitación Soportadas de Coordinación

- Sobretensión Soportadas Temporal de Frecuencia Industrial (U_{cw-fi})

Utilizando la ecuación 2.12 se tiene:

$$U_{cw-fi} = 212 \text{ [kV]}.$$

- Sobretensión Soportadas de Frente Lento (Maniobra) (U_{cw-sw})

Utilizando la ecuación 2.13 se tiene:

$$U_{cw-sw} = 550 \text{ [kV]}.$$

4.6.4 Solicitación Soportadas Requerida

Para la solicitud soportadas requerida es necesario el factor de corrección por altura, el cual se determina con la ecuación 2.14. Donde:

K_a = Factor de corrección por altura: 1,5 para frecuencia industrial y 1,4 para frente lento.

H = Altura sobre el nivel del mar: 3.300 [m.s.n.m].

m = Para tensión soportada de frecuencia industrial, con aisladores limpios (situación conservadora de análisis), $m = 1$.

- Sobretensión Soportada requerida para Frecuencia Industrial (U_{rw-fi})

Utilizando la ecuación 2.15 se tiene:

U_{rw-fi} = Sobretensión soportada requerida para frecuencia industrial: 334 [kV].

$$U_{cw-fi} = 212 \text{ [kV]}.$$

K_s = Factor de seguridad: 1,05.

K_a = Factor de corrección por altura: 1,5.

- Sobretensión Soportada requerida para Frente Lento (Maniobra)(Ur_{w-sw})

Utilizando la ecuación 2.16 se tiene:

U_{rw-sw} = Sobretensión soportada requerida para frecuencia industrial: 808 [kV].

U_{cw-sw} = 550 [kV].

K_s = Factor de seguridad: 1,05.

K_a = Factor de corrección por altura: 1,4.

4.6.5 Conversión de Sobretensiones Requeridas

- Conversión de tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial (SDWV)

Utilizando la ecuación 2.17 y 2.18 se tiene:

$SDWV_{seco}$ = Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial fase – tierra en ambiente seco: 562 [kV].

$SDWV_{humedo}$ = Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial fase – tierra en ambiente húmedo: 485 [kV].

U_{rw-sw} = Tensión soportada requerida para onda de frente lento fase – tierra: 808 [kV].

- Conversión de tensión soportada a frente lento (LIWV):

Utilizando la ecuación 2.19 y 2.20 se tiene:

$LIWV_{seco}$ = Tensión soportada de frente de onda rápido fase – tierra en ambiente seco: 958 [kV].

$LIWV_{humedo}$ = Tensión soportada de frente de onda rápido fase – tierra en ambiente húmedo: 1051 [kV].

U_{rw-st} = Tensión soportada requerida para onda de frente lento fase – tierra: 808 [kV].

4.6.6 Resumen Sobretensiones Soportadas

A modo de resumen, en las siguientes tablas se entregan los resultados obtenidos en los puntos anteriores.

TABLA 4.11 Valores fase – tierra para coordinación de aislamiento

Descripción	Valores	
	Corta duración frecuencia industrial [kV]	Impulso de onda de frente lento [kV]
Sobretensiones Representativas (Urp)	212	550
Tensiones Soportadas para Coordinación (Ucw)	212	550
Tensiones Soportadas Requeridas (Urw)	334	808

TABLA 4.12 Tensiones soportadas requeridas fase - tierra

Descripción	Valores	
	Urw [kV]	Urw [kV]
Corta duración a frecuencia industrial (SDWV)	334	562 (seco)
		485 (húmedo)
Tensiones soportadas para coordinación (Ucw)	808	-
Impulso de ondas de frente lento (maniobra) (LIWV)	-	958 (seco)
		1051 (húmedo)

4.6.7 Cantidad de Aisladores

Para determinar la cantidad de aisladores por concepto de tensión resistida a frecuencia industrial y tensión resistida por descarga atmosférica (rayo), se utilizará el catálogo del aislador seleccionado, presente en el anexo I.

A continuación, se muestra un resumen con la cantidad de aisladores según su tipo de solicitud.

TABLA 4.13 Resumen cantidad de aisladores

Descripción	Frecuencia Industrial		Maniobra [kV]	Descarga Atmosférica		Contaminación
	Seco [kV]	Húmedo [kV]		Seco [kV]	Húmedo [kV]	
Tensión soportada requerida	562	485	808	958	1051	-
Cantidad mínima aisladores	12	16	-	12	13	21

Como se observa en la tabla 4.13, la mayor cantidad de aisladores que va a necesitar el diseño, está dada por la solicitud de contaminación atmosférica que requiere una cantidad mínima de 21 aisladores.

En conclusión, se necesitarán 21 aisladores para el conjunto de suspensión y 22 aisladores para conjunto de anclaje.

4.7. Diseño Básico de Estructuras

A partir de lo expuesto en el capítulo 2.6, se indicará de forma demostrativa los tipos de estructuras más utilizadas para una línea de transmisión en alta tensión de 220 kV, las cuales tienen diferencias como tamaño, cantidad de circuitos y disposición de conductores.

Los tipos de estructuras más usados para líneas de transmisión de 220 kV, son las que se expondrán en la figura 4.3.

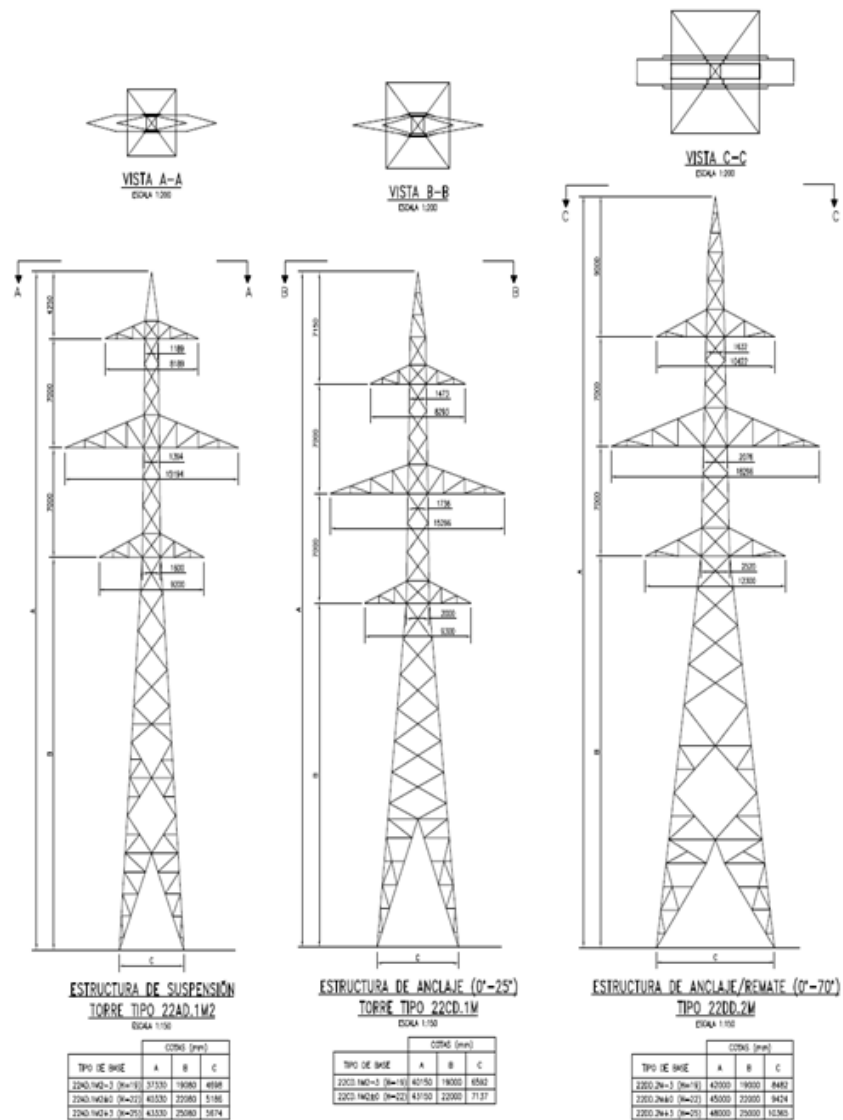
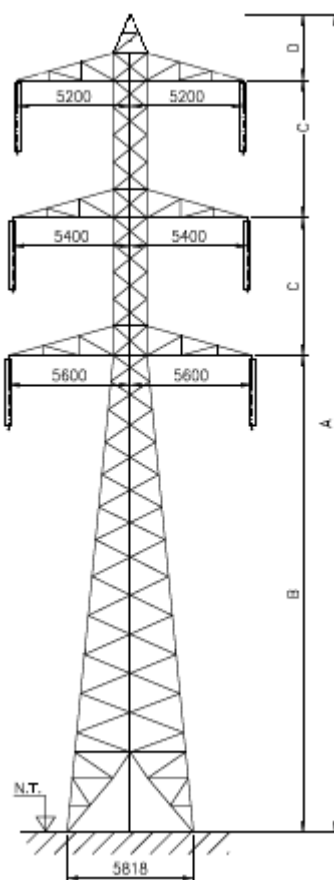


Fig 4.3 Estructura metálica doble circuito.

Fuente: SDI.

En la figura 4.3 se muestran diferentes tipos de estructuras utilizadas para el diseño de una línea de transmisión de alta tensión. Estas pueden ocuparse tanto para simple como doble circuito, dependiendo de la cantidad de energía que requiera el proyecto.



	COTAS (mm)			
	A	B	C	D
Estructura tesis	37700	22000	6350	3000

Fig 4.4 Estructura metálica doble circuito.
Fuente: SDI.

En la figura 4.4 se muestra estructura de doble circuito y con disposición de conductores vertical, la cual será utilizada para el proyecto. Esta fue modelada, cumpliendo las distancias mínimas según normativa descritas en el capítulo 4.8 y 4.9.

Las cargas en las estructuras fueron vistas de manera conceptual en el capítulo 2.6.4 y no se verán con mayor detalle debido a que no se encuentran dentro de los objetivos y alcances del trabajo de tesis.

El vano de diseño máximo se obtuvo mediante un estudio de sensibilidad realizado en el software PLS CADD, mostrado en la figura 4.5, el cual consiste en colocar dos estructuras con las dimensiones descritas en la Fig. 4.4, donde se observa la altura del conductor más bajo considerando una tensión del 18% para condición de tendido y obtener la mayor distancia posible entre ambas

estructuras hasta que se cumpla la distancia mínima conductor – suelo descrita en el punto 4.9.3 para optimizar el diseño, lo que da como resultado un vano de diseño máximo de 372 [m].

Para los vanos viento y peso se usarán valores típicos para un diseño de una línea de transmisión de 220 kV.

- Vano máximo de diseño : 372 [m]
- Vano viento : 400 [m]
- Vano peso : 550 [m]

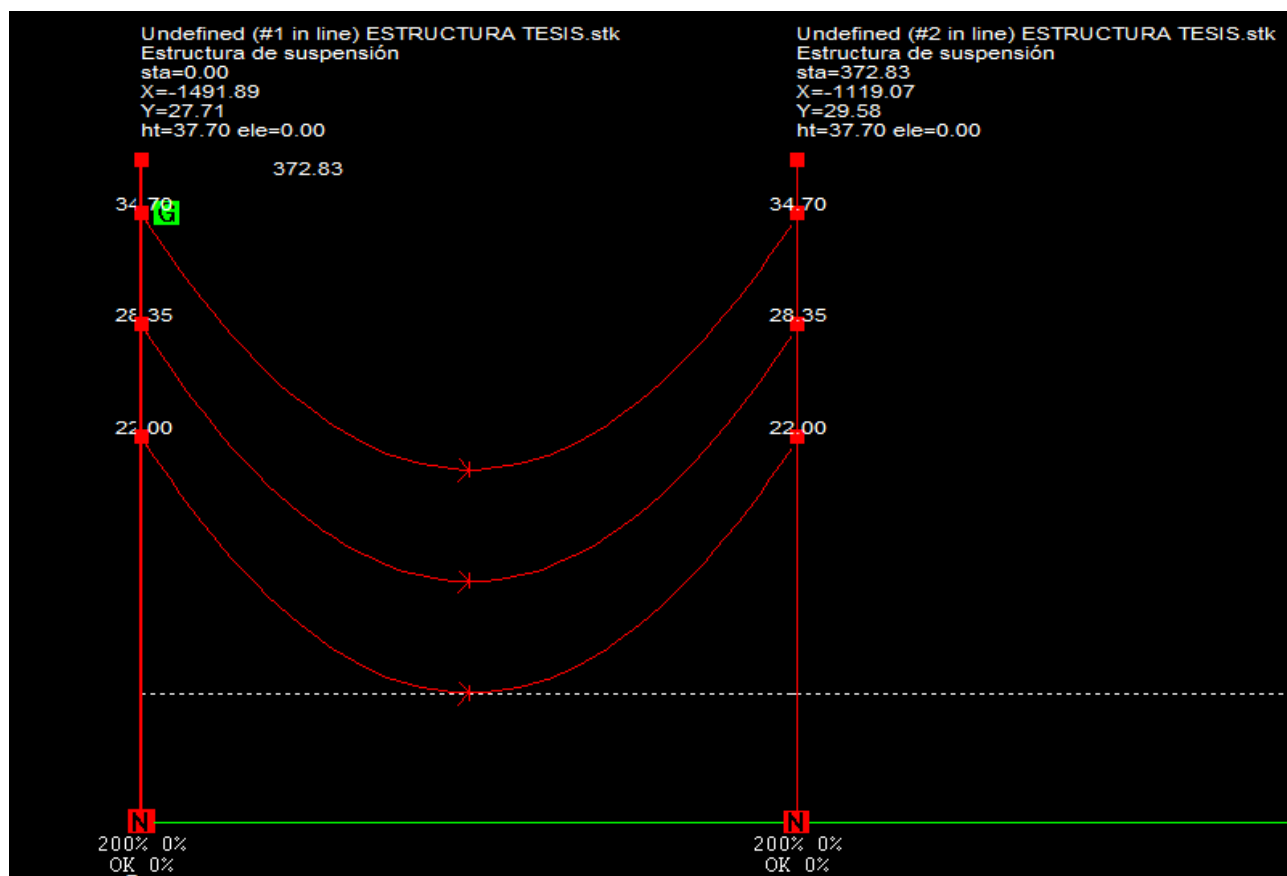


Fig 4.5 Análisis para vano máximo.
Fuente: Elaboración propia.

4.8. Espaciamientos Mínimos

Los espaciamientos que se deben asegurar como mínimo en el diseño para diferentes niveles de sobretensiones, se determinan mediante las ecuaciones indicadas en el capítulo 2.7 del presente documento.

4.8.1 Espaciamiento para Sobretensiones de Frecuencia Industrial (Condiciones Extremas)

Para determinar el espaciamiento en aire para condiciones de viento extremas, para sobretensiones de frecuencia industrial, primero se obtiene el factor de corrección por altura dado la ecuación 2.26, donde se tiene:

K_a = Factor de corrección por altura: 0,67

H = Altura sobre el nivel del mar: 3300 [m.s.n.m].

m = Para tensión soportada de frecuencia industrial, con aisladores limpios (situación conservadora de análisis), $m = 1$.

Luego, aplicando la ecuación 2.27 se tiene:

$D_{pe,pf}$ = Espaciamiento en aire para sobretensiones de frecuencia industrial: 0,98 [m].

U_S = Máximo valor de voltaje sobre los equipos: 245 [kV].

k_a = Factor de corrección por altura: 0,67

k_α = Valor de 0,88 de acuerdo a CIGRE 348.

$k_{g,pf}$ = factor de separación que depende de la geometría de los electrodos: 1,22 (Obtenido de la ecuación 2.28)

N = 1 (Para tensiones menores o iguales a 400 kV)

4.8.2 Espaciamiento para Sobretensiones de Frente Lento (Maniobra)

Para determinar el espaciamiento en aire para sobretensiones de frente lento, primero se obtiene el factor de corrección por altura dado la ecuación 2.26, donde se tiene:

K_a = Factor de corrección por altura: 0,62

H = Altura sobre el nivel del mar: 3300 [m.s.n.m].

m = Para tensión soportada de onda de frente lento (maniobra), valor fase – tierra: 0,83

Luego, aplicando la ecuación 2.30 se tiene:

D_{pe_sf} = Espaciamiento en aire para sobretensiones de frente lento: 2,04 [m].

U_{et} = Sobretensión representativa de frente lento: 550 [kV].

k_a = Factor de corrección por altura: 0,62

k_g = Factor de sobretensión (1,45 según CIGRE 348).

4.8.3 Espaciamiento para Sobretensiones de Frente Rápido (Rayo)

Para determinar el espaciamiento en aire para sobretensiones de frente rápido, se utiliza la ecuación 2.30, donde se tiene:

D_{pe_ff} = Espaciamiento en aire para sobretensiones de frente rápido: 1,92 [m].

$U_{50\%_ff}$ = Tensión soportada de frente de onda rápido fase – tierra en ambiente húmedo (LIWVhúmedo): 1051 [kV].

k_g = Factor de sobretensión (1,45 según CIGRE 348).

4.8.4 Espaciamiento Mínimos en Aire Exigidos por la Normativa Nacional

En la tabla 2.6 del presente documento, indica los espaciamientos mínimos por normativa nacional, las cuales deberán ser corregidas incrementándose en un 3% por cada 300 metros por encima de los 1000 m.s.n.m, lo que da un factor de corrección de 1,23

Los espaciamientos mínimos permitidos y los obtenidos por diseño, se muestran resumidos en la siguiente tabla:

TABLA 4.14 Espaciamientos mínimos

Descripción	Espaciamiento [m]		
	Sobretensión de frecuencia industrial	Sobretensión transiente frente lento (maniobra)	Sobretensión frente rápido (rayo)
CIGRE 348	0,98	2,04	1,92
RPTD N°7	0,75	1,80	-
RPTD N°7 (aplicándole el factor de corrección)	0,92	2,21	-

4.8.5 Verificación de Espaciamientos

A continuación, se presentan los cálculos por oscilación de las cadenas de suspensión para la verificación de los espaciamientos entre conductores y estructuras de las líneas que componen el proyecto.

Además, para el cálculo del ángulo de desviación de los conjuntos de suspensión normal y puente eléctrico se utiliza la siguiente expresión:

$$\phi = \tan^{-1} \left[\frac{P_W \cdot n_{cp} \cdot \phi_{cp} \cdot L_W + 0,5 \cdot P_W \cdot n_a \cdot A_a + 2 \cdot n_{cp} \cdot F_{max} \cdot \sin \frac{\alpha}{2}}{n_{cp} \cdot M_{cp} \cdot L_p + 0,5 \cdot n_a \cdot M_a} \right] \quad (4.8)$$

Donde:

ϕ = Ángulo de desviación del conjunto de aislación (grados)

P_W = Presión ejercida por el viento: 109 y 36,33 (kg/m²):

ϕ_{cp} = Diámetro del cable de potencia: 0,03 (m)

n_{cp} = Número de cables de potencia por fase: 1

n_a = Número de conjuntos de aislación: 1

A_a = Área proyectada del conjunto de aislación: 0,86 (m²)

L_W = Vano de viento: 400 (m)

L_p = Vano de peso: 550 (m)

F_{max} = Tensión mecánica máxima ejercida por el cable de potencia: 6.023 (kgf)

α = Ángulo de deflexión de la línea: 1 (grado)

M_{cp} = Peso unitario del cable de potencia: 1,812 (kg/m)

M_a = Peso del conjunto de aislación: 141,8 (kg)

A continuación, se muestran los ángulos de oscilación máximos obtenidos a partir de las distancias conductor – estructura:

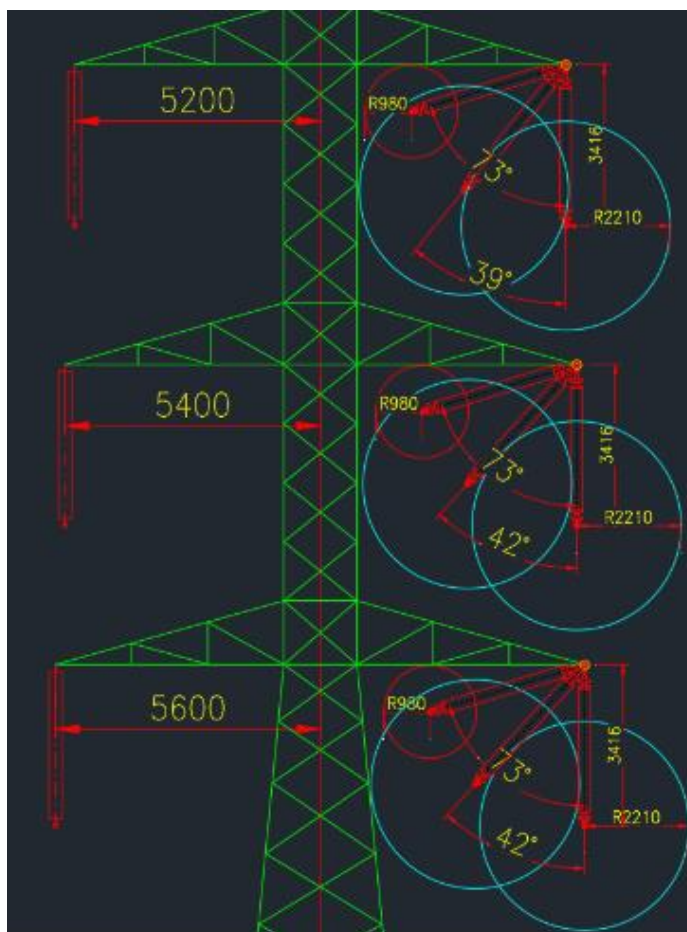


Fig 4.6 Verificación espaciamiento.
Fuente: Elaboración propia.

Los ángulos de desviación calculados y máximos para el conjunto de suspensión se indican en la siguiente tabla:

TABLA 4.15 Ángulos de desviación

Solicitud de sobretensión	PV [kg/m ²]	Distancia Conductor – Estructura [m]	Ángulo de desviación calculado [°]	Ángulo de desviación máximo [°]
Frecuencia Industrial (Fi)	109	0,98	56,30	73
Maniobra (Fsw)	36,3	2,21	29,37	39

De acuerdo con los valores indicados en la tabla 4.15, los ángulos de desviación máximos calculados de la cadena para suspensión son menores a los máximos obtenidos en la estructura, por lo tanto, se cumple con las distancias eléctricas requeridas en el pliego técnico normativo RPTD N°7, indicadas en la tabla 4.14.

4.9. Distancias Eléctricas

Las distancias eléctricas se determinarán según el método descrito en el capítulo 2,8 del presente documento.

La altura del proyecto al ser mayor a 1.000 metros sobre el nivel del mar, las distancias eléctricas se deberán incrementar en un 3% por cada 300 metros por encima de los 1.000 metros sobre el nivel del mar según el Pliego Técnico Normativo RPTD N°7 “Franja y Distancias de Seguridad”. Para esto, se va a considerar un factor de corrección por altura de 1,23 para cada distancia.

4.9.1 Distancia Conductor - Conductor

Para determinar la distancia mínima admisible entre conductores en el centro del vano, se utiliza la ecuación 2.31, donde se tiene:

D = Distancia mínima entre fases: 5,63 [m] (Para suspensión)

D = Distancia mínima entre fases: 3,53 [m] (Para anclaje)

f = Flecha máxima del conductor (m), calculada para la transmisión de la potencia nominal máxima de la línea, correspondiente al vano máximo hacia cualquier lado de cada tipo de estructuras: 10,69 [m]¹

L_c = Longitud de la cadena de suspensión: 3,42 [m]. En el caso de anclaje, $L_c = 0$ m.

kV = Tensión nominal entre fases: 220 [kV].

Para el largo de la cadena de suspensión se obtuvo con la siguiente expresión:

$$L_c = \frac{(NA \cdot \text{Espaciamiento aislador}) + 350}{1000} \quad (4.9)$$

Donde:

L_c = Largo cadena de suspensión: 3,416 [m]

NA = Cantidad de aisladores para cadena de suspensión: 21

Espaciamiento aislador: 146 [mm] (Ver tabla 4.8)

¹ Valor de flecha obtenido con la ecuación cambio de estado con hipótesis de viento medio con hielo del libro “Líneas de Transmisión de Potencia” [14]

4.9.2 Distancia Conductor – Cable de Guardia

Para determinar la distancia mínima admisible entre conductor y el cable de guardia en el centro del vano, será igual a la distancia máxima especificada en la tabla 4.14, la cual entrega una distancia de 2,21 [m].

4.9.3 Distancia Conductor – Suelo

La altura mínima de los conductores sobre el suelo medida desde el punto más bajo de la catenaria del conductor que está más abajo en el respectivo vano, en la condición de flecha máxima del conductor, considerando una temperatura ambiente de 15°C, será según las ecuaciones indicadas en la tabla 2.7:

- Regiones poco transitables (montañas, praderas, cursos de agua no navegables, superficies sin tránsito de vehículos): 7,32 [m]
- Regiones transitables (localidades, carreteras, autopistas, caminos, calles, cruces de caminos y calles): 7,82 [m]

4.9.4 Distancia Conductor – Estructura

La distancia eléctrica conductor – estructura de frecuencia industrial y maniobras, se obtienen de la tabla 4.12, donde se ven las mayores distancias calculadas entre RPTD N°7 y CIGRE 348. Estas distancias son las que se muestran a continuación:

TABLA 4.16 Distancia conductor - estructura

Distancia conductor - estructura		
Sobretensión de frecuencia industrial	Sobretensión transiente frente lento (maniobra)	Sobretensión frente rápido (rayo)
0,98	2,21	1,92

4.9.5 Distancia Conductor – Construcción

Para obtener la distancia horizontal mínima de seguridad a las construcciones se debe observar la tabla que se encuentran en el anexo C tabla C.1 “Distancia de seguridad según tensión máxima”, obtenida del RPTD N°7 [1], cuyo valor para un nivel de voltaje de 220 kV es de 4,10 [m]. Esta distancia debe ser corregida por altura descrito al comienzo del punto 4.9. Por lo tanto, aplicándole el

factor de corrección por altura, queda una distancia mínima de seguridad a las construcciones de 5.04 [m].

4.9.6 Cruces con otras líneas

En caso de existir algún cruce con otras líneas eléctricas, se presentan las distancias verticales y horizontales a considerar según lo indicado en el punto 2.8.6 del presente documento.

- Distancia vertical

Para la distancia vertical mínima entre conductores de líneas diferentes, cuando exista un cruce aéreo, se utilizará las ecuaciones 2.32, 2.33 y 2.34, donde se tiene:

TABLA 4.17 Distancias vertical mínimas en cruces de líneas eléctricas para 220 kV

Voltaje [kV]	Para línea eléctrica	Para cable de guardia	Para línea de comunicación
13,2	3,53 + a	3,44 + a	4,00 + a
23	3,60 + a	3,44 + a	4,00 + a
33	3,68 + a	3,44 + a	4,00 + a
66	3,91 + a	3,44 + a	4,00 + a
110	4,23 + a	3,44 + a	4,00 + a
220	5,03 + a	3,44 + a	4,00 + a
500	7,05 + a	3,44 + a	4,00 + a

- Distancia horizontal

La distancia horizontal mínima entre el conductor más cercano de la línea inferior y la parte más cercana de la estructura de la línea superior, en condición de cruce aéreo, deberá determinarse según las expresiones 2.38 y 2.39, donde se tiene:

TABLA 4.18 Distancias horizontales mínimas en cruces de líneas eléctricas para 220 kV

Vano [m]	Para línea inferior de media, alta o extra alta tensión [m]							Para línea inferior de baja tensión [m]
	13,2 [kV]	23 [kV]	33 [kV]	66 [kV]	110 [kV]	220 [kV]	500 [kV]	
50	2,78	2,85	2,92	3,16	3,48	4,28	6,30	2,68

Vano [m]	Para línea inferior de media, alta o extra alta tensión [m]							Para línea inferior de baja tensión [m]
	13,2 [kV]	23 [kV]	33 [kV]	66 [kV]	110 [kV]	220 [kV]	500 [kV]	
100	3,85	3,92	3,99	4,23	4,55	5,34	7,37	3,75
150	5,19	5,26	5,33	5,57	5,89	6,68	8,71	5,09
200	6,85	6,92	6,99	7,23	7,55	8,34	10,37	6,75
250	8,85	8,92	9,00	9,23	9,55	10,35	12,37	8,76
300	11,22	11,29	11,36	11,60	11,92	12,72	14,74	11,13
350	13,97	14,04	14,11	14,35	14,67	15,47	17,49	13,87
400	17,11	17,18	17,25	17,49	17,81	18,60	20,63	17,01
450	20,64	20,71	20,78	21,02	21,34	22,14	24,16	20,54
500	24,57	24,64	24,72	24,96	25,27	26,07	28,10	24,48
550	28,92	28,99	29,06	29,30	29,62	30,41	32,44	28,82

4.10. Efecto Galloping

Según el Pliego Técnico Normativo RPTD N°11 “Líneas de Alta y Extra Alta Tensión”, la línea de transmisión al encontrarse en Zona I, se deberá tomar en cuenta la presencia del efecto galloping.

En el capítulo 3.2 del presente documento se muestra el cálculo de las distancias necesarias para que no ocurran perturbaciones ni fallas debido al fenómeno galloping.

A continuación, se muestran los datos y resultados obtenidos.

Datos:

P_c = Carga de viento sobre el conductor con hielo: 88,32 [Kg/m].

W_c = Peso del conductor más peso del hielo: 3,43 [Kg/m].

F = Flecha final del conductor con hielo, sin viento, a 0°C: 11,32 [m]².

L = Vano: 372 [m].

a = Distancia eléctrica entre fases para frecuencia industrial: 0,98 [m].

La carga de viento sobre el conductor con hielo, se obtiene a partir de la siguiente ecuación.

² Valor de flecha obtenido con la ecuación cambio de estado con hipótesis de viento medio con hielo a temperatura de 0°C, del libro “Líneas de Transmisión de Potencia” [14]

$$P_c = Q * \frac{L}{2} * (d + 2e) * 10^{-3} \quad (4.10)$$

Donde:

L = Longitud del vano adyacente a la estructura: 372 [m]

d = Diámetro del conductor: 33,3 [mm]

e = Espesor de hielo para que se produzca Galloping: 10 [mm]

Q = Presión efectiva provocada por el viento, Kg/m^2 , equivalente a: 8,91 [Kg/m^2]

$$Q = K * Q_0 * \text{sen}\beta \quad (4.11)$$

Donde:

Q_0 = Presión máxima de viento para conductor: 36,33 [kg/m^2]

K = Factor igual a 0,5 para viento medio.

β = Ángulo del viento con respecto a su plano vertical: 29,37 [°]

Resultados:

Para una forma de onda por vano:

TABLA 4.19 Resultado Galloping para un modo de onda.

φ	1,53	Ángulo de desviación del conductor debido al viento
M	14,45	Eje mayor de la elipse m.
K	5,78	Eje menor de la elipse m.

Para dos formas de onda por vano:

TABLA 4.20 Resultado Galloping para dos modos de onda.

P	186,34	Variable utilizada
M	4,39	Eje mayor de la elipse m.
Θ	2,295	Ángulo de oscilación.
K	4,19	Eje menor de la elipse m.
H	5,67	Separación vertical entre fases.

Como se observa en la Tabla 4.20, la distancia mínima vertical entre fases para que no ocurra el efecto galloping es de 5,67 [m].

El resultado obtenido de acuerdo a los criterios Galloping, es mayor que los obtenidos del capítulo 4.9.1, por lo que se modifica la distancia mínima vertical entre fases a 5,67 [m].

4.11. Efecto Ice Jumping

Según el Pliego Técnico Normativo RPTD N°11 “Líneas de Alta y Extra Alta Tensión”, la línea de transmisión al encontrarse en Zona I, se deberá tomar en cuenta la presencia del efecto ice jumping.

En el capítulo 3.3 del presente documento se muestra procedimiento que se debe tener en cuenta para dicho fenómeno.

TABLA 4.21 Resumen resultado para fenómeno ice jumping

F1	11,32	Flecha del conductor con hielo (e=10mm).
F2	10,15	Flecha del conductor sin hielo.
ΔF	1,17	Diferencia de flechas.

El resultado obtenido en la tabla 4.21, muestra la distancia mínima vertical entre fases para que no ocurra el efecto ice jumping, la cual es menor a la distancia de 5,67 [m] (definida para efecto galloping), por lo que se mantiene dicho valor.

4.12. Simulación

Para la simulación de la línea eléctrica se utilizó el software PLS CADD, donde se consideraron los criterios y diseños vistos en el capítulo 4.

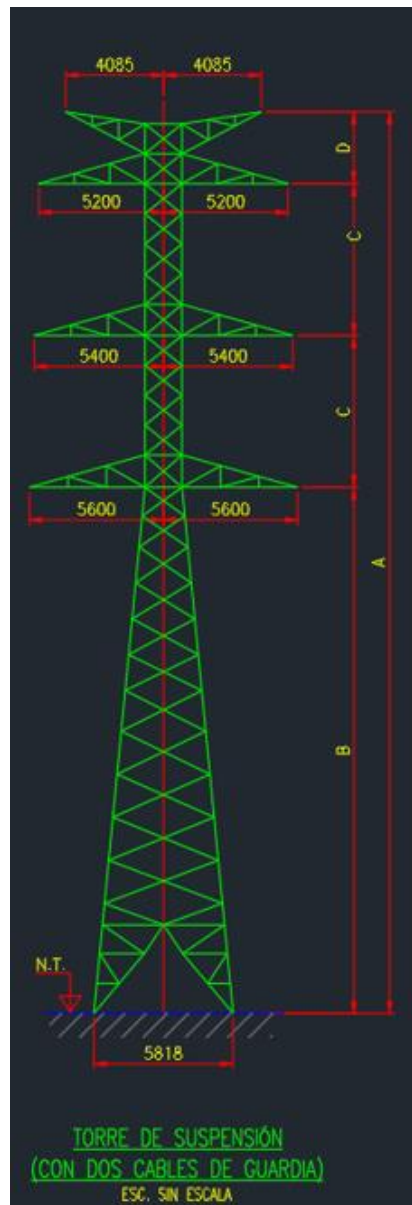
A continuación, a modo de resumen, se mostrarán los elementos utilizados para la simulación de la línea eléctrica de 2x220 kV, los cuales fueron seleccionados y verificados para un correcto funcionamiento tanto para el ámbito técnico como en el normativo.

- Conductor: ACAR 1300 con una configuración de un conductor por fase cuyas características se muestran en la TABLA 4.5.
- Cable de guardia: 2 cables de guardia tipo OPGW cuyas características se muestran en la TABLA 4.8.
- Aislación: Las características de las cadenas de aislación a utilizar en las estructuras se muestran en la siguiente tabla.

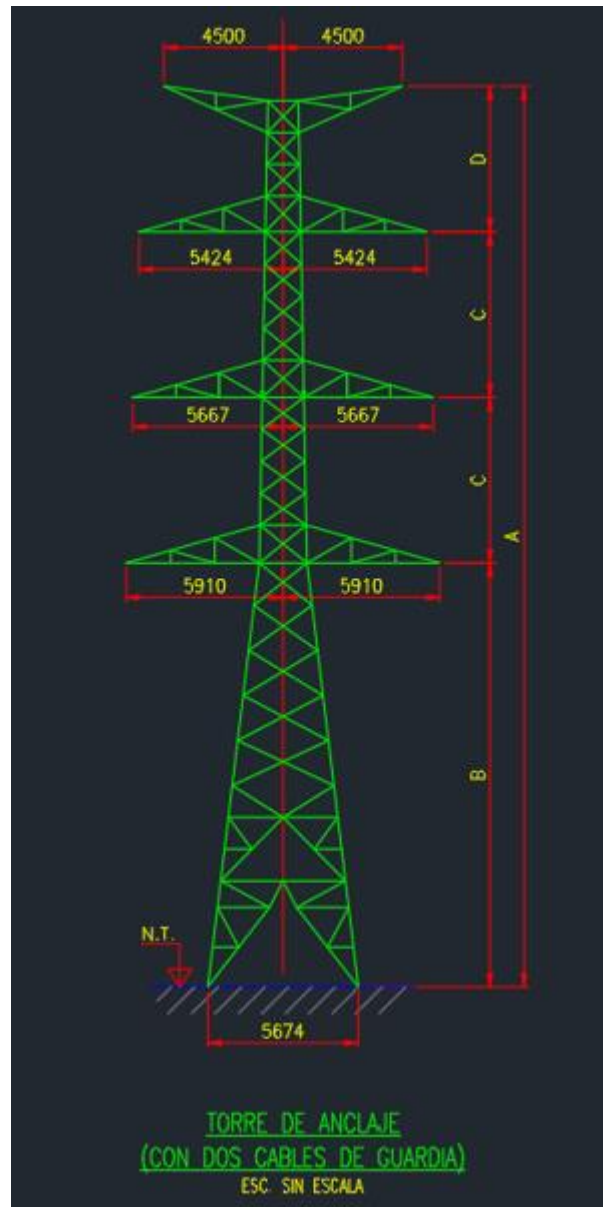
TABLA 4.22 Resumen características cadenas de aislación

	Largo (m)	Peso (kg)	Área (m ²)
Suspensión	3,42	141,8	0,86
Anclaje	3,66	147,6	0,90

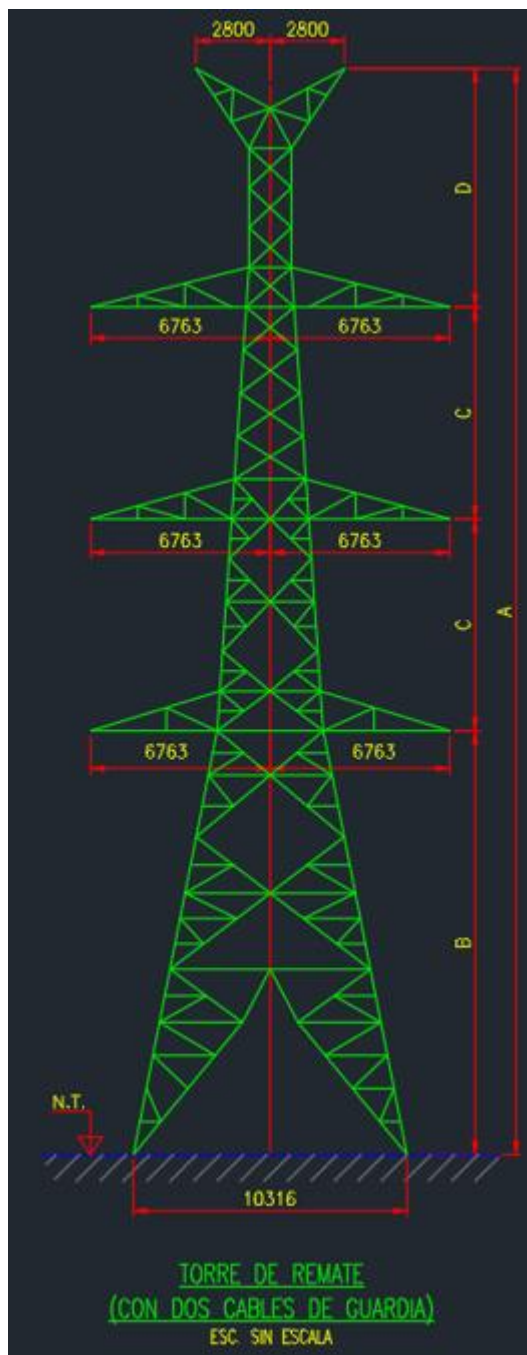
- Estructuras: La geometría de las estructuras utilizadas en la simulación de la línea de transmisión, se muestran a continuación.



Estructura de Suspensión	COTAS (mm)			
	A	B	C	D
	37700	22000	6350	3000



Estructura de Anclaje	COTAS (mm)			
	A	B	C	D
	37000	19000	6250	5500



Estructura de Remate	COTAS (mm)			
	A	B	C	D
	41000	16000	8000	9000

La cantidad de estructuras que se utilizaron en el trazado de la línea eléctrica, se presentan en la siguiente tabla:

TABLA 4.23 Cantidad de estructuras

Tipo de Estructura	Cantidad
Suspensión	34
Anclaje	5
Remate	2
Marco de línea 220 kV	2
Total	43

Algunas imágenes extraídas de distintas vistas de la simulación, se presentan a continuación.

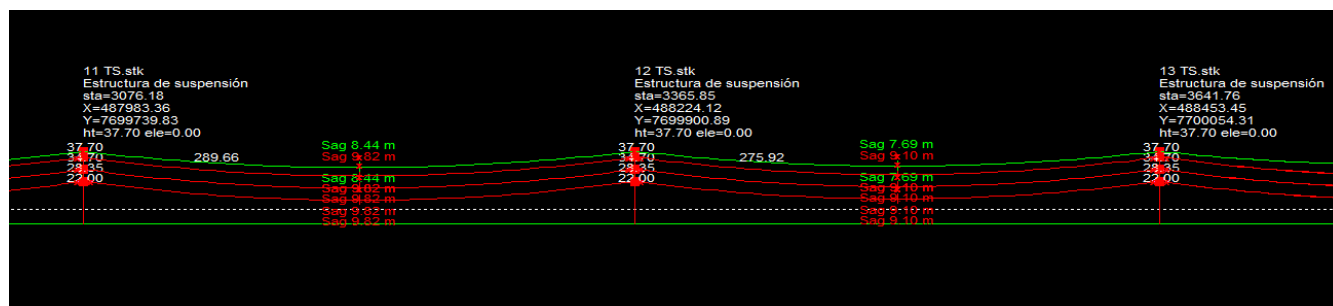


Fig 4.7 Vista de perfil.
Fuente: Elaboración propia.

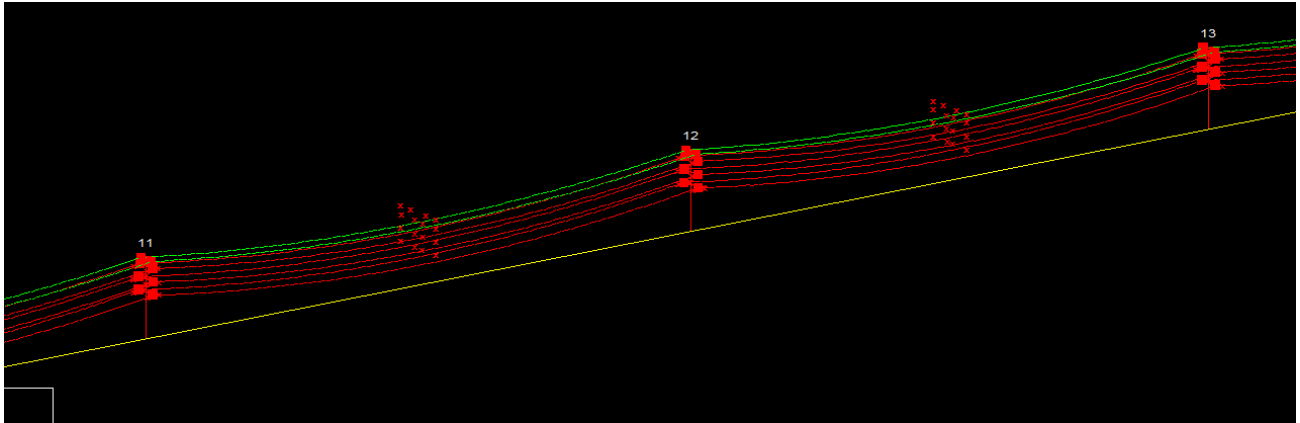


Fig 4.8 Vista 3D.
Fuente: Elaboración propia.

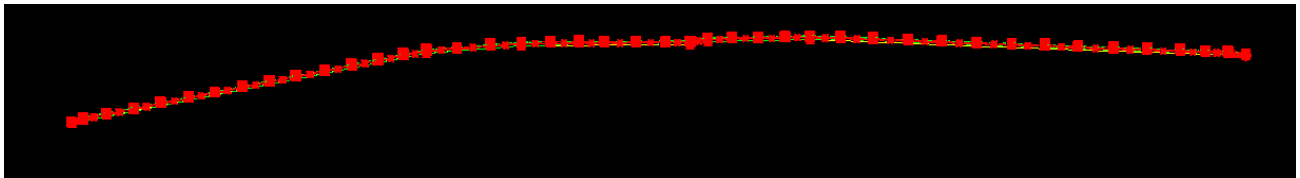


Fig 4.9 Vista 3D (alejada)
Fuente: Elaboración propia.

En la imagen 4.7 se observan un tramo de línea entre las estructuras 11 a 13, donde sobre cada estructura se muestra el número, tipo, altura y coordenadas. Por otro lado, los conductores se representan con los cables de color rojo y los cables de guardia con cables de color verde, mostrando su respectiva flecha.

Capítulo 5. Conclusiones

5.1. Sumario

En el inicio del presente informe, se analizan, explican y se desarrollan los principales factores a considerar en el diseño de una línea de transmisión aérea de alta tensión, donde se encuentran diferentes criterios a considerar cuando se desea diseñar una línea de transmisión en alta tensión sobre los 3.000 m.s.n.m.

Entre los factores analizados se encuentra el trazado de la línea el cual se realiza mediante software llamado “Google Earth” y nos ayuda a tener una perspectiva visual del terreno donde se quiere trazar la línea de transmisión.

Para el material del conductor a utilizar en la línea eléctrica se selecciona un grupo de posibles conductores propuestos según las necesidades geográficas del proyecto, luego a los cables seleccionados se les analizan ciertas restricciones de diseño del anexo técnico, “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión”, donde se ve que el conductor seleccionado no sobrepase su límite térmico permitido y cumpla con los rangos permitidos del efecto corona. Además, se analiza si el conductor es capaz de transportar la potencia requerida por diseño.

Para el cable de guardia se selecciona de acuerdo a necesidades del proyecto y que cumpla con el criterio de confiabilidad impuesto por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad Servicio (NTSyCS).

La determinación de aislación se realiza mediante criterios de las normas IEC 60815-2, IEC 60071-2, IEC 60071-2. La cantidad de aisladores se definió por la solicitud de contaminación atmosférica, la cual demandaba un mayor número de aisladores.

En el diseño de estructuras se definieron estructuras típicas para una línea de transmisión de doble circuito de 220 kV, cuyas distancias fueron verificadas utilizando software “AutoCAD”.

Las distancias eléctricas se determinaron en base a al Pliego Técnico Normativo RPTD N°7 “Franja y Distancias de Seguridad” y Pliego Técnico Normativo RPTD N°11, “Líneas de Alta y Extra Alta Tensión”, donde se ven distancias como conductor – conductor, conductor – cable de guardia, conductor – suelo, conductor – estructura, conductor – construcción, cruces y paralelismos.

También, se analizan fenómenos como el galloping e ice jumping los cuales son exigidos en el Pliego Técnico Normativo RPTD N°11, “Líneas de Alta y Extra Alta Tensión” para proyectos que se encuentren en zonas geográficas particulares.

Finalmente se simula la línea eléctrica en el software PLS CADD utilizando los resultados de los análisis anteriores.

5.2. Conclusiones

En el presente informe se diseñó una línea de transmisión eléctrica de alta tensión utilizando la normativa vigente, con sus principales aspectos, con los requerimientos y condiciones ambientales particulares de la ubicación del proyecto.

Para el trazado de la línea eléctrica se define un trazado preliminar el cual evite el cruce de caminos, exista el menor desnivel posible en el terreno y se minimicen los vértices. Esto con el fin de evitar mayores esfuerzos mecánicos en las estructuras y facilitar el acceso a la zona.

Luego de los análisis realizados a distintos tipos de conductores, se selecciona el conductor ACAR 1300 como conductor de fase para ser utilizado en la línea eléctrica del proyecto, el cual cumple con los requerimientos de capacidad térmica, capacidad máxima de potencia y efecto corona. Cabe señalar que de igual manera se evaluaron otros tipos de cables que fueron AAAC Flint, AAAC Greeley, ACAR 900 y ACAR 1200, los cuales, si bien pasaron las pruebas de análisis térmico y capacidad de potencia, fueron descartados por efecto corona ya que no cumplían con la norma.

De los resultados obtenidos del análisis térmico, el conductor seleccionado (ACAR 1300) es capaz de transportar la potencia requerida por el proyecto a $52,17\text{ }^{\circ}\text{C}$, lo cual es menor a 80°C exigido por la Norma Técnica Seguridad y Calidad de Servicios, Anexo Técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión y menor a los 75°C exigido por requerimiento del proyecto.

También, el conductor seleccionado se verifica que es capaz de transportar los 240 [MVA] requeridos por el proyecto, llegando a transportar a una temperatura máxima una potencia de 383 [MVA].

Se concluye, además, que el diámetro del conductor seleccionado cumple con el criterio de efecto corona, puesto que alcanza un gradiente superficial de $12,89\text{ [kV/cm]}$ siendo menor a los $13,1\text{ [kV/cm]}$ impuesto por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, minimizando el riesgo de perturbaciones y pérdidas de potencia en la línea eléctrica.

Para el cable de guardia se analiza su utilización en la línea eléctrica por el criterio de confiabilidad establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad Servicio, llegando a la conclusión que se necesitarán 2 cables de guardia tipo OPGW para protección contra descargas atmosféricas.

Con respecto a la aislación, se usarán 21 aisladores para el conjunto de suspensión y 22 aisladores para el conjunto de anclaje, los que fueron requeridos por la solicitud de contaminación atmosférica de la zona al tener un grado de contaminación de nivel muy alto “e” según la norma IEC 60815. Los aisladores a utilizar serán de disco de vidrio antiniebla ya que se usan comúnmente en líneas de alta tensión.

Las estructuras a utilizar en la línea de transmisión son estructuras que se utilizan comúnmente en líneas de 220 kV, siendo de doble circuito y 2 cables de guardia. Además, se verifica que, para la oscilación de las cadenas de suspensión, las dimensiones de las estructuras estén correctamente diseñadas.

Con respecto a las distancias eléctricas, estas deben ser mayores que en un diseño en condiciones climáticas normales sin altura, presentando un factor de corrección por altura según lo indicado en el Pliego Técnico Normativo RPTD N°7 “Franja y Distancias de Seguridad”, donde menciona que se deberán incrementar en un 3% por cada 300 metros por encima de los 1.000 metros sobre el nivel del mar, obteniendo así para el proyecto un factor de corrección de 1,23 para cada distancia eléctrica.

Finalmente, se analizan los fenómenos galloping e ice jumping donde se obtiene una distancia mínima vertical entre fases de 5,67 [m] para evitar este tipo de problemas. Esto es bien importante puesto que, para las zonas cordilleranas donde existan vientos bruscos, hielo y nieve, pueden generar una serie de problemas como daños en los cables, aumento de flecha o deterioros y deformaciones en las estructuras. Para esto, se modifican las distancias en las estructuras aumentando sus dimensiones para aguantar las sobrecargas posibles daños.

5.3. Trabajo Futuro

Para trabajos futuros se proponen los siguientes:

En el presente informe se logró diseñar una línea de transmisión eléctrica de alta tensión utilizando la normativa vigente, con sus principales aspectos, con los requerimientos y condiciones ambientales particulares de la ubicación del proyecto.

- Una inspección visual del terreno donde se realizará la línea de transmisión, para verificar que se encuentra en acorde a lo visto en el software google earth.
- Solicitud sobre información del terreno sobre posibles hallazgos arqueológicos que puedan verse involucrados con el trazado de la línea y solicitud de ortofotos en detalle del lugar con curvas de nivel, para mejorar el trazado de la línea.
- Verificación por parte del área civil de que las estructuras presentadas, cumplan con los criterios y estándares estipulados.
- Elaboración de documentos de detalle y planos acerca del proyecto.
- Desarrollar estudio económico del proyecto.

Bibliografía

- [1] Superintendencia de Electricidad y Combustibles “Pliego Técnico Normativo RPTD N°7: Franja y Distancias de Seguridad”, Chile 2022.
- [2] Superintendencia de Electricidad y Combustibles “Pliego Técnico Normativo RPTD N°11: Líneas de Alta y Extra Alta Tensión”, Chile 2022.
- [3] Comisión Nacional de Energía “Anexo Técnico: “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión”, pp. 43, Chile 2020.
- [4] Juan Bautista Ríos, “Líneas de Transmisión de Potencia” Aspectos Mecánicos y Conductores, pp 140- 146. Lima, Perú, 2004.
- [5] Juan Pablo Romero, “Guía Práctica para el Diseño y Proyecto de Líneas de Transmisión de Alta Tensión en Chile”, Memoria para Optar al Título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, pp. 41 – 50, Santiago, Chile, Abril 2010.
- [6] Superintendencia de Electricidad y Combustibles “Pliego Técnico Normativo RPTD N°5: Aislación”, Chile 2020.
- [7] Especificación Técnica Internacional IEC 60815-2, “Selection and dimensioning of high - voltage insulators interred for use in polluted conditions – Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems”, 2008.
- [8] Especificación Técnica Internacional IEC 60071-2, “Insulation co-ordination Part 2: Application guidelines”, 2018.
- [9] Especificación Técnica Internacional IEC 60815-1, “Selection and dimensioning of high - voltage insulators interred for use in polluted conditions – Part 1: Definitions, information and general principles”, 2008.
- [10] CIGRE Technical Brochure N°348, “Tower Top Geometry and Mid Span Clearances”, Junio 2008.
- [11] Cite Energía, “Efecto galloping”, Paper Técnico 21, Lima 2017.
- [12] Alcoa SAG10 Manual, Appendix Q, Toye and Davison Galloping, PP 76,77.
- [13] Superintendencia de Electricidad y Combustibles “Pliego Técnico Normativo RPTD N°1: Tensiones y Frecuencias Nominales”, Chile 2019.

- [14] Juan Bautista Ríos, “Líneas de Transmisión de Potencia” Aspectos Mecánicos y Conductores, Capítulo 1. Lima, Perú, 2004.

Anexo A. Definiciones importantes

A.1. Cables apantallados

Los cables apantallados, son aquellos que incorporan en su diseño elementos metálicos que protegen frente a interferencias electromagnéticas o ruido eléctrico en ambos sentidos: del cable a su entorno, reduciendo emisiones, como del entorno al cable, reduciendo las interferencias. Por tanto, el objetivo del apantallamiento de los cables es no dejar entrar o salir el flujo electromagnético, actuando de ésta manera tanto sobre la emisión como la recepción de interferencias.

A.2. Efecto Joule

El efecto Joule es un fenómeno por el que los electrones en movimiento de una corriente eléctrica impactan contra el material a través del cual están siendo conducidos. Con esto, la energía cinética que tienen los electrones se convierte en energía térmica, calentando el material por el que circulan.

A.3. Efecto Corona

El efecto corona, es un fenómeno que consiste en la ionización del aire que rodea a los conductores de Alta Tensión. Éste fenómeno se presenta cuando el gradiente eléctrico supera la rigidez dieléctrica del aire y se manifiesta en forma de pequeñas chispas o descargas a escasos centímetros de los cables.

Las líneas de transmisión se diseñan para que el efecto corona sea mínimo, puesto que también suponen perturbaciones radiofónicas, perturbaciones a las comunicaciones y por las pérdidas de potencia de la línea.

Anexo B. Clasificación de Zonas

La clasificación de las zonas, basándose en las condiciones geográficas y meteorológicas, están descritas de la siguiente forma:

- a) ZONA I: Comprende las zonas ubicadas a una altura en metros sobre el nivel del mar superior a la dada por Tabla B.1.

TABLA B.1 Zona I según altitud.

Entre los paralelos de	Altitud (m)
Puerto Montt y Los Ángeles	600
Los Ángeles y La Serena	1000
La Serena y Copiapó	1.500
Al Norte de Copiapó	2.000

- b) ZONA II: Comprende una faja costanera de 20 km de ancho, entre los paralelos de Tongoy y Puerto Montt.
- c) ZONA III: Comprende el resto del país al norte del paralelo de Puerto Montt.
- d) ZONA IV: Comprende el resto del país al sur del paralelo de Puerto Montt

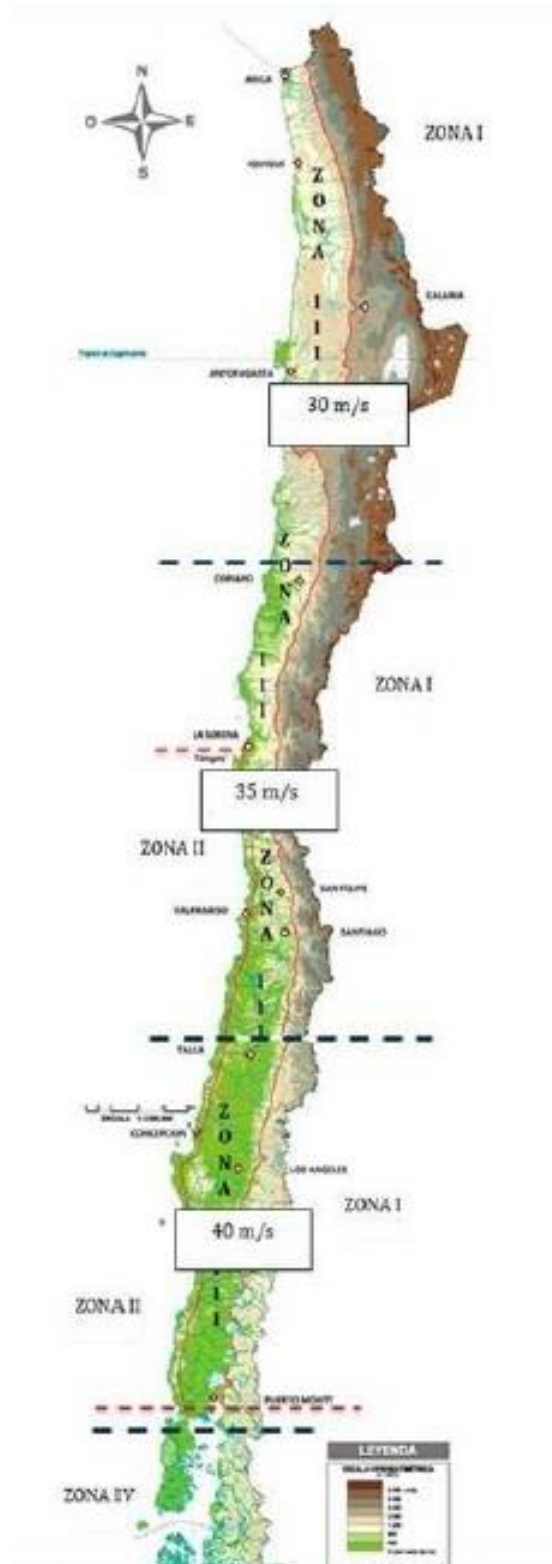


Fig. B.1 Zonas según condiciones geográficas y meteorológicas.

Anexo C. Distancia de seguridad

La distancia de seguridad a considerar en la determinación de la franja de seguridad se obtiene de la Tabla C.1, en función de la tensión máxima de la línea eléctrica:

TABLA C.1 Distancia de seguridad según tensión máxima.

Tensión Máxima de la Línea (kV)	Distancia de Seguridad (m)
Hasta 1	1,50
Sobre 1 y hasta 36	2,00
Sobre 36 y hasta 52	2,48
Sobre 52 y hasta 72,5	2,63
Sobre 72,5 y hasta 123	3,10
Sobre 123 y hasta 145	3,30
Sobre 145 y hasta 170	3,50
Sobre 170 y hasta 245	4,10
Sobre 245 y hasta 300	5,10
Sobre 300 y hasta 362	5,60
Sobre 362 y hasta 420	6,20
Sobre 420 y hasta 550	7,00
Sobre 550 y hasta 800	11,40

* Cuando la altitud media de la zona donde se instalarán los apoyos del conductor en el vano sea superior a 1.000 metros sobre el nivel del mar, la distancia de seguridad deberá ser corregida en donde se incrementa en un 3% por cada 300 metros.

Anexo D. Propiedades tipo de conductores

➤ Conductor de aluminio (AAC)

Los conductores de aluminio AAC, son conductores trenzados de aluminio refinado con una pureza de metal mínima del 99,7 %. Tiene una conductividad mínima de 61,2 % IACS (Estándar Internacional del Cobre Recocido). Son utilizados en distancias cortas como las zonas urbanas, debido a su baja razón resistencia mecánica – peso que hace que tengan que ser utilizados en vanos más bien reducidos. Poseen un alto grado de resistencia a la corrosión, por lo que son una buena alternativa para ser utilizados en zonas costeras.

➤ Conductor de aleación de aluminio (AAAC)

Los conductores de aleación de aluminio están formados con alambres de AA6201 tratados térmicamente, su conductividad es de 52,5 % siendo relativamente menor a la de AAC. Sin embargo, sus características de flecha/tracción, hacen que éste conductor sea ideal para sistemas aéreos de distribución y transmisión. Entre las ventajas, se tiene que se pueden emplear en vanos más largos que los de AAC, son más livianos, soportan cargas más elevadas y permiten el empleo de postes de construcción más liviano.

➤ Conductor de aluminio reforzado con acero (ACSR)

Los conductores de aluminio reforzado con acero, contienen acero que va desde el 6 % al 40 % para una mayor resistencia. El ACSR, está compuesto por un conductor formado por alambres de aluminio grado EC, cableados helicoidalmente alrededor de un núcleo de acero galvanizado. Se utilizan generalmente en cruces fluviales, alambres de puesta a tierra aéreos e instalaciones en donde se requiera vanos más largos de lo habitual. Entre sus ventajas se tiene una alta resistencia a la tracción, de peso ligero. Por otro lado, una desventaja es que el núcleo de acero reduce la resistencia a la corrosión del conductor.

➤ **Conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio
(ACAR)**

Los conductores de aluminio reforzado con aleación de aluminio, están formado por alambres de aluminio grado EC cableados helicoidalmente alrededor de un núcleo con una o varias capas de AA6201. Posee una excelente resistencia a la corrosión, lo que los hace ideal para ambientes industriales y marítimos en donde las condiciones sean desfavorables, ya que, a diferencia de los ACSR, está compuesto de materiales homogéneos.

Anexo E. Tablas con Características de Conductores

CAÍBRE AWG o kcmil	CÓDIGO	Nº HILOS	CLASE DE CABLEADO	DIÁMETRO HILO (mm)	ÁREA (mm ²)	DIÁMETRO CONDUCTOR (mm)	PESO CONDUCTOR #P/BOK (kg/100m)	RESISTENCIA ELECTRICA DC a 20°C ¹ (ohm/100m)	CARGA LA NOTURA (kg)	CANTIDAD DE CORRIENTE ² (A)	RADIO MEDIO GEOMÉTRICO (mm)	REACTANJA INDUCTIVA ³ (ohm/km)	REACTANJA CAPACITIVA ³ (Mhm-km)
6	-	7	A	1.555	13.30	4.67	36.48	2.52	431	85	1.69	0.3915	0.2326
30.58	AKRON	7	A	1.679	15.50	5.04	42.52	2.16	502	94	1.83	0.3858	0.2289
4	-	7	A	1.961	21.15	5.88	58.03	1.58	685	114	2.14	0.3740	0.2215
48.69	AULTON	7	A	2.118	24.67	6.36	67.69	1.36	799	126	2.31	0.3682	0.2178
2	-	7	AA,A	2.473	33.63	7.42	92.26	0.998	1090	153	2.69	0.3566	0.2105
77.47	AMES	7	AA,A	2.672	39.25	8.02	107.7	0.853	1272	168	2.91	0.3507	0.2068
1	-	7	-	2.777	42.41	8.33	116.4	0.790	1374	176	3.02	0.3478	0.2049
1	-	19	-	1.686	42.41	8.43	116.4	0.790	1331	177	3.19	0.3437	0.2044
1/0	-	19	AA,A	3.120	53.51	9.36	146.8	0.626	1734	204	3.40	0.3390	0.1994
1/0	-	19	-	1.894	53.51	9.47	146.8	0.626	1680	205	3.59	0.3349	0.1988
123.3	AZUSA	7	AA,A	3.371	62.48	10.11	171.4	0.536	1939	225	3.67	0.3332	0.1957
2/0	-	7	AA,A	3.502	67.44	10.51	185.0	0.497	2093	236	3.81	0.3303	0.1938
2/0	-	19	-	2.126	67.44	10.63	185.0	0.497	2117	236	4.03	0.3262	0.1933
155.4	ANAHEIM	7	AA,A	3.785	78.74	11.35	216.1	0.425	2444	260	4.12	0.3245	0.1901
3/0	-	7	AA,A	3.933	85.03	11.80	233.3	0.394	2639	272	4.28	0.3216	0.1883
3/0	-	19	-	2.387	85.03	11.94	233.3	0.394	2669	273	4.52	0.3175	0.1878
195.7	AMHERST	7	AA,A	4.247	99.16	12.74	272.1	0.338	3077	300	4.62	0.3158	0.1846
4/0	-	7	AA,A	4.416	107.2	13.25	294.2	0.312	3327	315	4.81	0.3128	0.1828
4/0	-	19	-	2.680	107.2	13.40	294.2	0.312	3366	316	5.08	0.3087	0.1822
246.9	ALLIANCE	7	AA	4.770	125.1	14.31	343.3	0.268	3882	347	5.19	0.3070	0.1791
250	-	19	A	2.914	126.7	14.57	347.6	0.264	3976	351	5.52	0.3024	0.1782
250	-	37	-	2.088	126.7	14.62	347.6	0.264	3891	351	5.61	0.3012	0.1781
266.8	-	19	-	3.010	135.2	15.05	370.9	0.248	4244	365	5.70	0.3000	0.1767
300	-	19	A	3.192	152.0	15.96	417.1	0.220	4772	393	6.05	0.2956	0.1739
300	-	37	-	2.287	152.0	16.01	417.1	0.220	4669	393	6.15	0.2943	0.1737
312.8	BUTTE	19	A	3.259	158.5	16.30	434.9	0.211	4765	404	6.18	0.2940	0.1729
336.4	-	19	-	3.380	170.5	16.90	467.7	0.197	5124	422	6.40	0.2912	0.1712
350	-	19	A	3.447	177.3	17.24	486.6	0.189	5331	433	6.53	0.2898	0.1702
350	-	37	-	2.470	177.3	17.29	486.6	0.189	5447	433	6.64	0.2885	0.1701
394.5	CANTON	19	AA,A	3.660	199.9	18.30	548.5	0.168	6009	467	6.94	0.2852	0.1674
397.5	-	19	-	3.674	201.4	18.37	552.6	0.166	6055	469	6.96	0.2850	0.1672
400	-	19	AA,A	3.685	202.7	18.43	556.1	0.165	6093	471	6.98	0.2847	0.1670
400	-	37	-	2.641	202.7	18.49	556.1	0.165	6225	471	7.10	0.2835	0.1669
450	-	19	AA	3.909	228.0	19.54	625.6	0.147	6855	507	7.41	0.2803	0.1642
450	-	37	-	2.801	228.0	19.61	625.6	0.147	7004	507	7.53	0.2790	0.1641
465.4	CAIRO	19	AA	3.975	235.8	19.88	647.0	0.142	7089	517	7.53	0.2790	0.1634
477	-	19	-	4.025	241.7	20.12	663.2	0.139	7266	525	7.63	0.2781	0.1628
500	-	19	AA	4.120	253.4	20.60	695.2	0.132	7616	541	7.81	0.2763	0.1617
500	-	37	-	2.953	253.4	20.67	695.2	0.132	7782	541	7.94	0.2751	0.1615
550	-	37	AA,A	3.097	278.7	21.68	764.7	0.120	8560	575	8.32	0.2715	0.1593
550	-	61	-	2.412	278.7	21.71	764.7	0.120	8466	575	8.38	0.2710	0.1592
556.5	-	19	-	4.347	282.0	21.73	773.7	0.119	8477	578	8.24	0.2723	0.1591
559.5	DARIEN	19	AA	4.359	283.5	21.79	777.9	0.118	8523	580	8.26	0.2721	0.1590
600	-	37	AA,A	3.235	304.0	22.64	834.2	0.110	9338	607	8.69	0.2682	0.1572
600	-	61	-	2.519	304.0	22.67	834.2	0.110	9235	607	8.75	0.2677	0.1571
636	-	37	-	3.330	322.3	23.31	884.2	0.104	9480	629	8.95	0.2660	0.1558
650	-	37	AA	3.367	329.4	23.57	903.7	0.102	9688	637	9.05	0.2652	0.1553
650	-	61	-	2.622	329.4	23.60	903.7	0.102	10005	638	9.11	0.2647	0.1552
652.4	ELGIN	19	AA	4.707	330.6	23.53	907.0	0.101	9938	638	8.92	0.2663	0.1553
700	-	37	AA	3.494	354.7	24.46	973.2	0.0944	10434	667	9.39	0.2624	0.1535
700	-	61	-	2.791	354.7	24.49	973.2	0.0944	10335	668	9.45	0.2619	0.1534
740.8	FLINT	37	AA	3.594	375.4	25.16	1030	0.0892	11042	691	9.66	0.2603	0.1522
750	-	37	AA	3.616	380.0	25.31	1043	0.0881	11179	697	9.72	0.2598	0.1519
750	-	61	-	2.816	380.0	25.35	1043	0.0881	11544	697	9.78	0.2593	0.1518
795	-	37	-	3.723	402.8	26.06	1105	0.0832	11850	722	10.01	0.2576	0.1505
800	-	37	AA	3.735	405.4	26.14	1112	0.0826	11924	725	10.04	0.2574	0.1503
800	-	61	-	2.909	405.4	26.18	1112	0.0826	12314	725	10.11	0.2569	0.1503
900	-	37	AA	3.961	456.0	27.73	1251	0.0735	13415	779	10.65	0.2529	0.1475
900	-	61	-	3.085	456.0	27.77	1251	0.0735	13863	780	10.72	0.2524	0.1475
927.2	GREELY	37	AA	4.021	469.8	28.15	1289	0.0713	13820	794	10.81	0.2518	0.1468
954	-	61	-	3.176	483.4	28.59	1326	0.0693	14684	808	11.04	0.2502	0.1461
1000	-	37	AA	4.176	506.7	29.23	1390	0.0661	14905	831	11.22	0.2489	0.1450
1000	-	61	-	3.252	506.7	29.27	1390	0.0661	14741	832	11.30	0.2484	0.1449

Fig. E.1 Características de los conductores AAAC.

CALIBRE AVG o Nom	No. HIJOS		DIÁMETRO HIJO (mm)		ÁREA (mm²)		DIÁMETRO CONDUCTOR (mm)	PESO CONDUCTOR APROX (kg/km)	RESISTENCIA ELÉCTRICA DC a 20°C¹ (ohm/km)	CARGA A LA ROTURA (kg)	CAPACIDAD DE CORRIENTE² (A)	RADIO MEDIO GEOMÉTRICO (mm)	REACTANZA INDUCTIVA³ (ohm/km)	REACTANZA CAPACITIVA³ (Mho/km)
	ADUMNO	ABEACIÓN DE ADUMNO	ADUMNO	ABEACIÓN DE ADUMNO										
750	30	7	3.617	308.1	71.90	25.31	1047	0.0777	7056	733	9.72	0.2598	0.1519	
750	33	4	3.617	338.9	41.08	25.31	1048	0.0768	6524	736	9.72	0.2598	0.1519	
800	18	19	3.735	197.2	208.2	26.14	1115	0.0765	9206	748	10.04	0.2574	0.1503	
800	24	13	3.735	262.9	142.4	26.14	1116	0.0746	8280	755	10.04	0.2574	0.1503	
800	30	7	3.735	328.7	76.69	26.14	1117	0.0728	7526	762	10.04	0.2574	0.1503	
800	33	4	3.735	361.5	43.82	26.14	1118	0.0720	6959	766	10.04	0.2574	0.1503	
850	18	19	3.850	209.5	221.2	26.95	1185	0.0720	9711	776	10.35	0.2551	0.1489	
850	24	13	3.850	279.4	151.3	26.95	1186	0.0702	8706	784	10.35	0.2551	0.1489	
850	30	7	3.850	349.2	81.48	26.95	1187	0.0686	7882	791	10.35	0.2551	0.1489	
850	33	4	3.850	384.1	46.56	26.95	1188	0.0678	7271	795	10.35	0.2551	0.1489	
853.7	24	13	3.859	280.6	152.0	27.01	1191	0.0699	8744	786	10.37	0.2549	0.1488	
853.7	30	7	3.859	350.7	81.84	27.01	1192	0.0683	7917	793	10.37	0.2549	0.1488	
853.7	33	4	3.859	385.8	46.76	27.01	1193	0.0675	7303	797	10.37	0.2549	0.1488	
900	18	19	3.962	221.9	234.2	27.73	1255	0.0680	10282	804	10.65	0.2529	0.1475	
900	24	13	3.962	295.8	160.2	27.73	1256	0.0663	9218	812	10.65	0.2529	0.1475	
900	30	7	3.962	369.8	86.28	27.73	1257	0.0648	8346	819	10.65	0.2529	0.1475	
900	33	4	3.962	406.7	49.30	27.73	1257	0.0640	7699	823	10.65	0.2529	0.1475	
927.2	24	13	4.021	304.7	165.1	28.15	1294	0.0644	9497	826	10.81	0.2518	0.1468	
950	18	19	4.071	234.2	247.2	28.49	1324	0.0644	10853	831	10.94	0.2509	0.1462	
950	24	13	4.071	312.2	169.1	28.49	1326	0.0628	9730	839	10.94	0.2509	0.1462	
950	30	7	4.071	390.3	91.07	28.49	1327	0.0613	8810	847	10.94	0.2509	0.1462	
950	33	4	4.071	429.3	52.04	28.49	1327	0.0606	8127	851	10.94	0.2509	0.1462	
1000	18	19	4.176	246.5	260.2	29.23	1394	0.0612	11424	857	11.22	0.2489	0.1450	
1000	24	13	4.176	328.7	178.0	29.23	1395	0.0597	10242	865	11.22	0.2489	0.1450	
1000	30	7	4.176	410.8	95.86	29.23	1397	0.0583	9273	874	11.22	0.2489	0.1450	
1000	33	4	4.176	451.9	54.78	29.23	1397	0.0576	8555	878	11.22	0.2489	0.1450	
1000	33	28	3.253	274.1	232.6	29.27	1394	0.0607	10981	860	11.30	0.2484	0.1449	
1000	42	19	3.253	348.9	157.8	29.27	1396	0.0593	10211	868	11.30	0.2484	0.1449	
1000	48	13	3.253	398.7	108.0	29.27	1396	0.0585	9462	873	11.30	0.2484	0.1449	
1000	54	7	3.253	448.6	58.15	29.27	1397	0.0577	8889	878	11.30	0.2484	0.1449	
1024.5	24	13	4.227	336.7	182.4	29.59	1430	0.0583	10493	878	11.36	0.2480	0.1444	
1024.5	30	7	4.227	420.9	98.21	29.59	1431	0.0569	9501	887	11.36	0.2480	0.1444	
1080.6	18	19	4.341	266.4	281.2	30.39	1506	0.0566	12345	898	11.67	0.2460	0.1432	
1080.6	24	13	4.341	355.2	192.4	30.39	1508	0.0552	11068	907	11.67	0.2460	0.1432	
1100	18	19	4.380	271.2	286.2	30.66	1533	0.0556	12567	908	11.77	0.2453	0.1427	
1100	24	13	4.380	361.5	195.8	30.66	1535	0.0543	11267	917	11.77	0.2453	0.1427	
1100	30	7	4.380	451.9	105.4	30.66	1536	0.0530	10201	926	11.77	0.2453	0.1427	
1100	33	4	4.380	497.1	60.26	30.66	1537	0.0524	9410	930	11.77	0.2453	0.1427	
1100	33	28	3.411	301.5	255.8	30.70	1534	0.0552	12079	911	11.85	0.2449	0.1427	
1100	42	19	3.411	383.8	173.6	30.70	1535	0.0539	11232	919	11.85	0.2449	0.1427	
1100	48	13	3.411	438.6	118.8	30.70	1536	0.0532	10408	925	11.85	0.2449	0.1427	
1100	54	7	3.411	493.4	63.96	30.70	1537	0.0524	9778	930	11.85	0.2449	0.1427	
1109	24	13	4.398	364.5	197.4	30.78	1547	0.0538	11359	921	11.82	0.2450	0.1425	
1109	30	7	4.398	455.6	106.3	30.78	1549	0.0525	10284	930	11.82	0.2450	0.1425	
1172	18	19	4.521	288.9	305.0	31.64	1634	0.0522	13389	944	12.15	0.2430	0.1412	
1172	30	7	4.521	481.5	112.4	31.64	1637	0.0497	10869	962	12.15	0.2430	0.1412	
1198	24	13	4.571	393.8	213.3	31.99	1672	0.0498	12270	965	12.29	0.2421	0.1407	
1198	30	7	4.571	492.2	114.8	31.99	1673	0.0486	11110	974	12.29	0.2421	0.1407	
1200	18	19	4.575	295.8	312.2	32.02	1673	0.0510	13709	957	12.30	0.2421	0.1407	
1200	24	13	4.575	394.4	213.6	32.02	1674	0.0497	12291	966	12.30	0.2421	0.1407	
1200	30	7	4.575	493.0	115.0	32.02	1676	0.0486	11128	975	12.30	0.2421	0.1407	
1200	33	4	4.575	542.3	65.74	32.02	1677	0.0480	10265	980	12.30	0.2421	0.1407	
1200	33	28	3.563	328.9	279.1	32.06	1673	0.0506	13069	960	12.38	0.2416	0.1406	

1200	54	7	3.563	538.3	69.78	32.06	1677	0.0480	10495	980	12.38	0.2416	0.1406
1250	18	19	4.669	308.1	325.3	32.68	1743	0.0489	14280	981	12.55	0.2405	0.1397
1250	24	13	4.669	410.8	222.5	32.68	1744	0.0478	12803	990	12.55	0.2405	0.1397
1250	30	7	4.669	513.6	119.8	32.68	1746	0.0466	11592	999	12.55	0.2405	0.1397
1250	33	4	4.669	564.9	68.47	32.68	1747	0.0461	10693	1004	12.55	0.2405	0.1397
1250	33	28	3.636	342.7	290.7	32.72	1743	0.0485	13614	984	12.63	0.2400	0.1396
1250	42	19	3.636	436.1	197.3	32.72	1745	0.0475	12621	993	12.63	0.2400	0.1396
1250	48	13	3.636	498.4	135.0	32.72	1746	0.0468	11668	998	12.63	0.2400	0.1396
1250	54	7	3.636	560.7	72.68	32.72	1746	0.0461	10932	1004	12.63	0.2400	0.1396
1277	42	19	3.676	445.5	201.5	33.08	1782	0.0465	12893	1006	12.77	0.2392	0.1391
1277	54	7	3.676	572.8	74.25	33.08	1784	0.0451	11168	1017	12.77	0.2392	0.1391
1300	18	19	4.762	320.5	338.3	33.33	1812	0.0471	14852	1004	12.80	0.2390	0.1387
1300	24	13	4.762	427.3	231.4	33.33	1814	0.0459	13315	1014	12.80	0.2390	0.1387

Fig. E.2 Características de los conductores ACAR.

Anexo F. Resultado Temperatura

❖ AAAC Flint

PLS-CADD Version 17.22x64 19:47:59 domingo, 11 de septiembre de 2022

Servicios de Ingeniería IMA SA - Chile

Project Name: 'c:\users\public\documents\pls\pls_cadd\examples\projects\Determinación del conductor\Determinación del conductor.don'

Steady-State Conductor Temperature

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 25.000 (deg C)
Wind speed: 0.610 (m/s)
Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
Atmosphere type: Clear

Solar Conditions

Date: diciembre 21 (day of the year with most solar heating)
Day of year: 355
Sun time: 13.000 (hours)
Altitude: 75.860 (deg)
Azimuth: -103.608 (deg)

Conductor Properties

Description: 740.8 kcmil 37W Flint/AAAC - General Cable [Chart E37/0/0]
Azimuth: 90.000 (deg)
AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0920 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.1073 (Ohm/km)
Solar absorptivity: 0.500
Emissivity: 0.500
Outer diameter: 25.171 (mm)
Outer strand diameter: 0.000 (mm)
Outer strand layers: 0
Outer surface finish: Smooth
Cable is thermal bimetallic: False
Heat capacity: 980.315 (Watt-s/m-deg C)
Latitude: -20.800 (deg)
Elevation above sea level: 3300.000 (m)

Analysis Results

Current: 629.800 (Amps)
 Conductor surface temperature: 67.793 (deg C)
 Conductor core temperature: 69.456 (deg C)
 Convective cooling: 45.045 (Watt/m)
 Radiative cooling: 12.568 (Watt/m)
 Solar heating: 15.816 (Watt/m)
 Equivalent global solar radiation: 1256.654 (Watt/m²)
 Final conductor azimuth: 90.000 (deg)
 Final solar absorptivity: 0.500
 Final emissivity: 0.500
 Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)

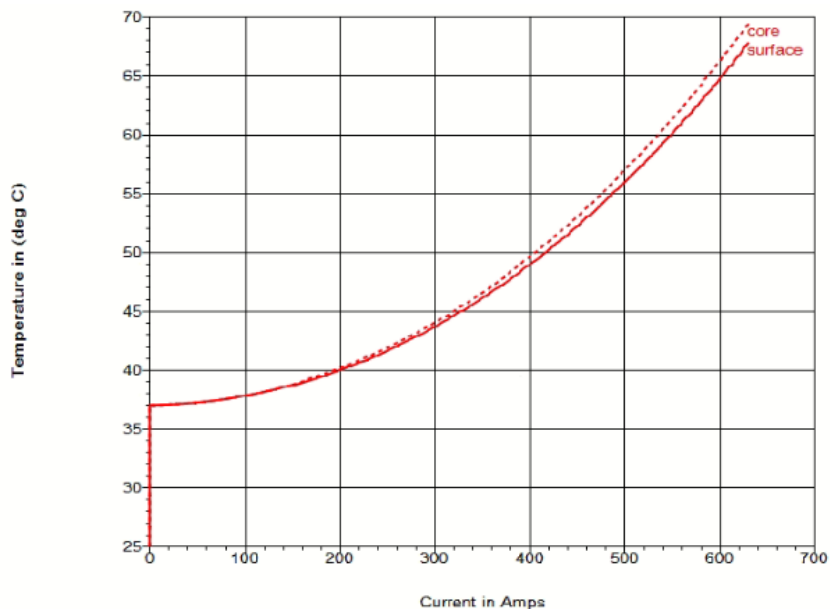


Fig. F.1 Curva de temperatura y corriente de conductor AAAC Flint.

❖ AAAC Greeley

PLS-CADD Version 17.22x64 19:53:27 domingo, 11 de septiembre de 2022

Servicios de Ingenieria IMA SA - Chile

Project Name: 'c:\users\public\documents\pls\pls_cadd\examples\projects\Determinación del conductor\Determinación del conductor.don'

Steady-State Conductor Temperature

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 25.000 (deg C)
 Wind speed: 0.610 (m/s)
 Wind to conductor angle: 90.000 (deg)

Atmosphere type: Clear

Solar Conditions

Date: diciembre 21 (day of the year with most solar heating)

Day of year: 355
 Sun time: 13.000 (hours)
 Altitude: 75.860 (deg)
 Azimuth: -103.608 (deg)

Conductor Properties

Description: 927.2 kcmil 37W Greeley/AAAC - General Cable [Chart E37/0/0]

Azimuth: 90.000 (deg)
 AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0740 (Ohm/km)
 AC resistance at 75.0 (deg C): 0.0862 (Ohm/km)
 Solar absorptivity: 0.500
 Emissivity: 0.500
 Outer diameter: 28.143 (mm)
 Outer strand diameter: 0.000 (mm)
 Outer strand layers: 0
 Outer surface finish: Smooth
 Cable is thermal bimetallic: False
 Heat capacity: 1228.346 (Watt-s/m-deg C)
 Latitude: -20.800 (deg)
 Elevation above sea level: 3300.000 (m)

Analysis Results

Current: 629.800 (Amps)
 Conductor surface temperature: 60.307 (deg C)
 Conductor core temperature: 61.613 (deg C)
 Convective cooling: 39.343 (Watt/m)
 Radiative cooling: 11.176 (Watt/m)
 Solar heating: 17.683 (Watt/m)
 Equivalent global solar radiation: 1256.654 (Watt/m²)
 Final conductor azimuth: 90.000 (deg)
 Final solar absorptivity: 0.500
 Final emissivity: 0.500
 Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)

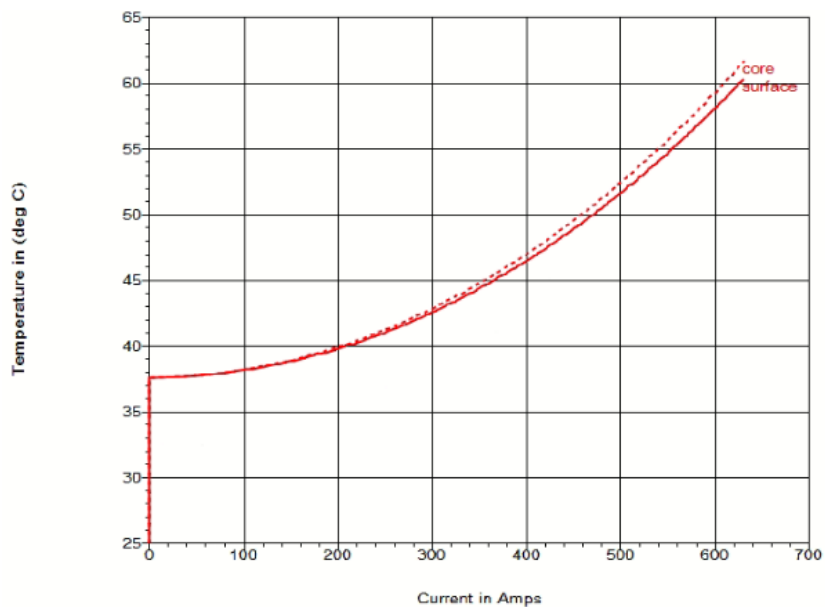


Fig. F.2 Curva de temperatura y corriente de conductor AAAC Greeley.

❖ ACAR 900

PLS-CADD Version 17.22x64 19:56:21 domingo, 11 de septiembre de 2022

Servicios de Ingeniería IMA SA - Chile

Project Name: 'c:\users\public\documents\pls\pls_cadd\examples\projects\Determinación del conductor\Determinación del conductor.don'

Steady-State Conductor Temperature

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 25.000 (deg C)
Wind speed: 0.610 (m/s)
Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
Atmosphere type: Clear

Solar Conditions

Date: diciembre 21 (day of the year with most solar heating)
Day of year: 355
Sun time: 13.000 (hours)
Altitude: 75.860 (deg)
Azimuth: -103.608 (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): 0.0834 (Ohm/km)
 Solar absorptivity: 0.500
 Emissivity: 0.500
 Outer diameter: 27.737 (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: -20.800 (deg)
 Elevation above sea level: 3300.000 (m)

Analysis Results

Current: 629.800 (Amps)
 Conductor surface temperature: 59.605 (deg C)
 Conductor core temperature: 60.862 (deg C)
 Convective cooling: 38.279 (Watt/m)
 Radiative cooling: 10.758 (Watt/m)
 Solar heating: 17.428 (Watt/m)
 Equivalent global solar radiation: 1256.654 (Watt/m²)
 Final conductor azimuth: 90.000 (deg)
 Final solar absorptivity: 0.500
 Final emissivity: 0.500
 Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)

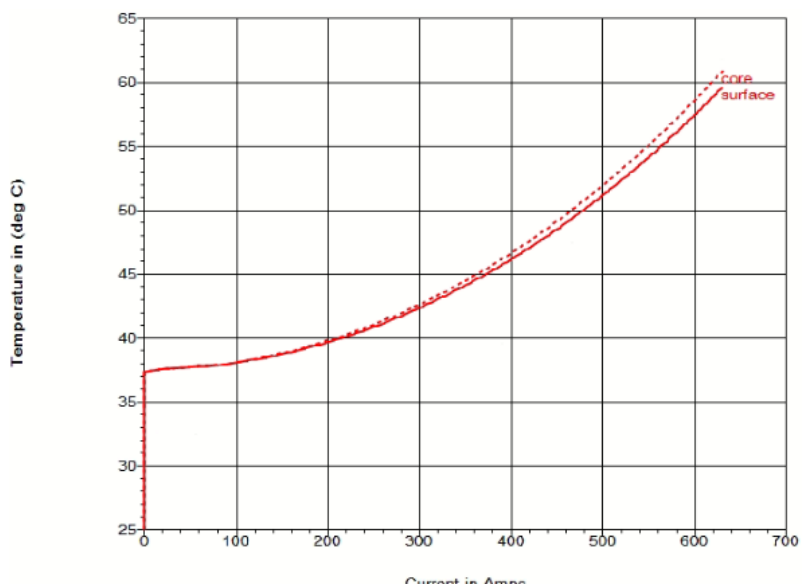


Fig. F.3 Curva de temperatura y corriente de conductor ACAR 900.

❖ **ACAR 1200**

PLS-CADD Version 17.22x64 19:59:26 domingo, 11 de septiembre de 2022

Servicios de Ingeniería IMA SA - Chile

Project Name: 'c:\users\public\documents\pls\pls_cadd\examples\projects\Determinación del conductor\Determinación del conductor.don'

Steady-State Conductor Temperature

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 25.000 (deg C)
 Wind speed: 0.610 (m/s)
 Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
 Atmosphere type: Clear

Solar Conditions

Date: diciembre 21 (day of the year with most solar heating)
 Day of year: 355
 Sun time: 13.000 (hours)
 Altitude: 75.860 (deg)
 Azimuth: -103.608 (deg)

Conductor Properties

Description: 1200 kcmil 18/19 Strands ACAR - Adapted from 1970's Publicly Available Data
 Azimuth: 90.000 (deg)
 AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0542 (Ohm/km)
 AC resistance at 75.0 (deg C): 0.0633 (Ohm/km)
 Solar absorptivity: 0.500
 Emissivity: 0.500
 Outer diameter: 32.029 (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: -20.800 (deg)
 Elevation above sea level: 3300.000 (m)

Analysis Results

Current: 629.800 (Amps)
 Conductor surface temperature: 53.404 (deg C)
 Conductor core temperature: 54.342 (deg C)

Convective cooling: 33.813 (Watt/m)
 Radiative cooling: 9.890 (Watt/m)
 Solar heating: 20.125 (Watt/m)
 Equivalent global solar radiation: 1256.654 (Watt/m^2)
 Final conductor azimuth: 90.000 (deg)
 Final solar absorptivity: 0.500
 Final emissivity: 0.500
 Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)

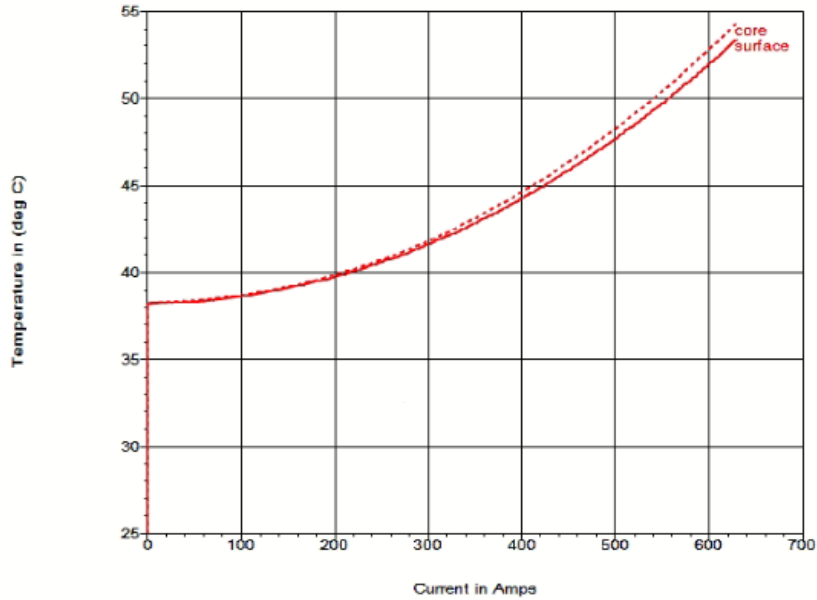


Fig. F.4 Curva de temperatura y corriente de conductor ACAR 1200.

❖ **ACAR 1300**

PLS-CADD Version 17.22x64 20:58:38 domingo, 11 de septiembre de 2022
 Servicios de Ingeniería IMA SA - Chile
 Project Name: 'c:\users\public\documents\pls\pls_cadd\examples\projects\Determinación del conductor\Determinación del conductor.don'

Steady-State Conductor Temperature

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 25.000 (deg C)
 Wind speed: 0.610 (m/s)
 Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
 Atmosphere type: Clear

Solar Conditions

```

-----
Date: diciembre 21 (day of the year with most solar heating)
Day of year:                355
Sun time:                   13.000 (hours)
Altitude:                   75.860 (deg)
Azimuth:                    -103.608 (deg)

```

Conductor Properties

```

-----
Description: 1300 kcmil 18/19 Strands ACAR - Adapted from 1970's Publicly Available Data
Azimuth:                   90.000 (deg)
AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0504 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.0589 (Ohm/km)
Solar absorptivity:        0.500
Emissivity:                0.500
Outer diameter:            33.330 (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:                  -20.800 (deg)
Elevation above sea level: 3300.000 (m)

```

Analysis Results

```

-----
Current:                   629.800 (Amps)
Conductor surface temperature: 52.166 (deg C)
Conductor core temperature:  53.035 (deg C)
Convective cooling:          33.003 (Watt/m)
Radiative cooling:           9.783 (Watt/m)
Solar heating:              20.942 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation: 1256.654 (Watt/m^2)
Final conductor azimuth:    90.000 (deg)
Final solar absorptivity:   0.500
Final emissivity:           0.500
Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)

```

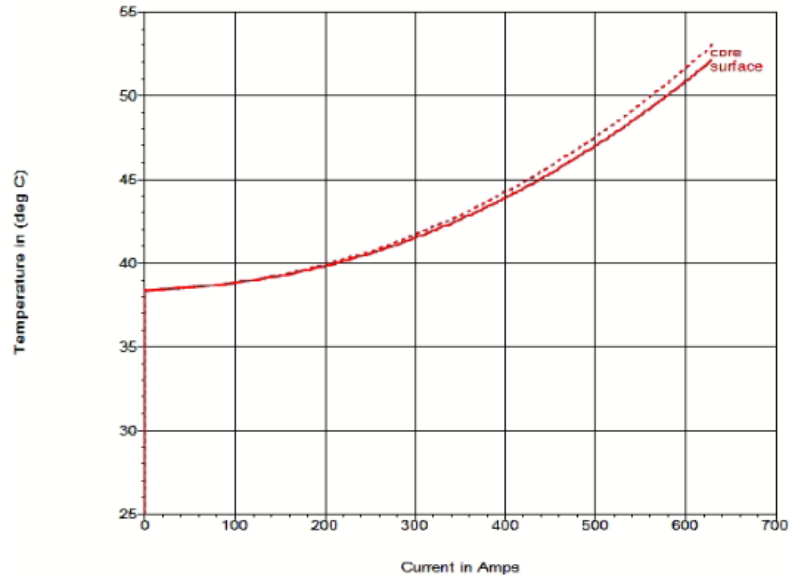


Fig. F.5 Curva de temperatura y corriente de conductor ACAR 1300.

Anexo G. Cálculo de Ampacidad

❖ AAAC Flint

PLS-CADD Version 17.22x64 21:48:21 domingo, 11 de septiembre de 2022

Servicios de Ingeniería IMA SA - Chile

Project Name: 'c:\users\public\documents\pls\pls_cadd\examples\projects\Determinación del conductor\Determinación del conductor.don'

Steady-State Thermal Rating

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 25.000 (deg C)
 Wind speed: 0.610 (m/s)
 Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
 Atmosphere type: Clear

Solar Conditions

Date: diciembre 21 (day of the year with most solar heating)
 Day of year: 355
 Sun time: 13.000 (hours)
 Altitude: 75.860 (deg)
 Azimuth: -103.608 (deg)

Conductor Properties

Description: 740.8 kcmil 37W Flint/AAAC - General Cable [Chart E37/0/0]
 Azimuth: 90.000 (deg)
 AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0920 (Ohm/km)
 AC resistance at 75.0 (deg C): 0.1073 (Ohm/km)
 Solar absorptivity: 0.500
 Emissivity: 0.500
 Outer diameter: 25.171 (mm)
 Outer strand diameter: 0.000 (mm)
 Outer strand layers: 0
 Outer surface finish: Smooth
 Cable is thermal bimetallic: False
 Heat capacity: 980.315 (Watt-s/m-deg C)
 Latitude: -20.800 (deg)
 Elevation above sea level: 3300.000 (m)

Analysis Results

Current: 695.139 (Amps)
 Conductor surface temperature: 75.000 (deg C)
 Conductor core temperature: 77.069 (deg C)
 Convective cooling: 52.613 (Watt/m)
 Radiative cooling: 15.210 (Watt/m)
 Solar heating: 15.816 (Watt/m)
 Equivalent global solar radiation: 1256.654 (Watt/m^2)
 Final conductor azimuth: 90.000 (deg)
 Final solar absorptivity: 0.500
 Final emissivity: 0.500
 Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)

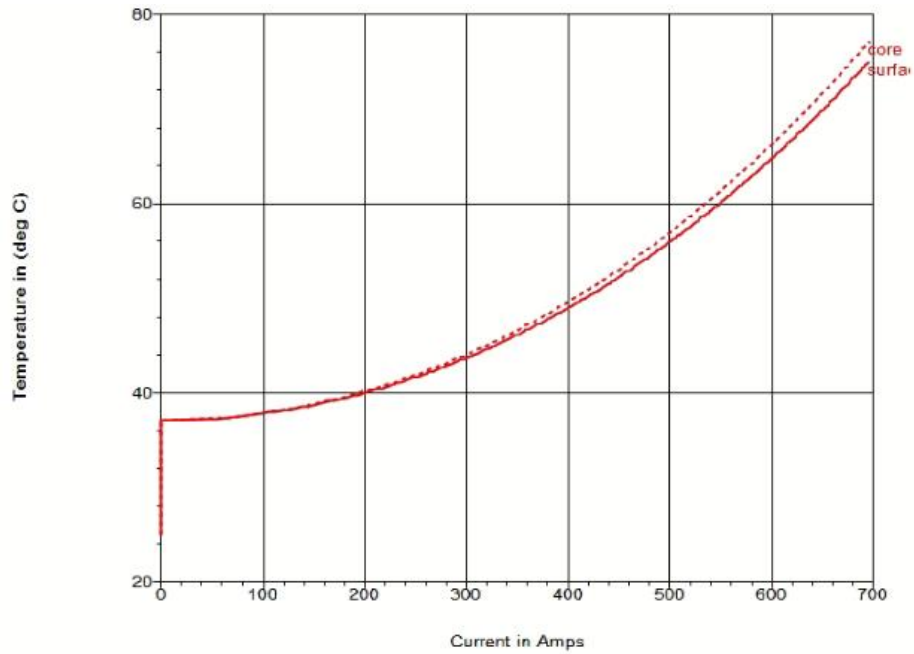


Fig. G.1 Curva de temperatura y corriente de conductor AAAC Flint.

❖ **AAAC Greeley**

PLS-CADD Version 17.22x64 21:49:52 domingo, 11 de septiembre de 2022
 Servicios de Ingeniería IMA SA - Chile
 Project Name: 'c:\users\public\documents\pls\pls_cadd\examples\projects\Determinación del conductor\Determinación del conductor.don'

Steady-State Thermal Rating

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 25.000 (deg C)

Wind speed: 0.610 (m/s)
 Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
 Atmosphere type: Clear

Solar Conditions

Date: diciembre 21 (day of the year with most solar heating)
 Day of year: 355
 Sun time: 13.000 (hours)
 Altitude: 75.860 (deg)
 Azimuth: -103.608 (deg)

Conductor Properties

Description: 927.2 kcmil 37W Greeley/AAAC - General Cable [Chart E37/0/0]
 Azimuth: 90.000 (deg)
 AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0740 (Ohm/km)
 AC resistance at 75.0 (deg C): 0.0862 (Ohm/km)
 Solar absorptivity: 0.500
 Emissivity: 0.500
 Outer diameter: 28.143 (mm)
 Outer strand diameter: 0.000 (mm)
 Outer strand layers: 0
 Outer surface finish: Smooth
 Cable is thermal bimetallic: False
 Heat capacity: 1228.346 (Watt-s/m-deg C)
 Latitude: -20.800 (deg)
 Elevation above sea level: 3300.000 (m)

Analysis Results

Current: 797.586 (Amps)
 Conductor surface temperature: 75.000 (deg C)
 Conductor core temperature: 77.188 (deg C)
 Convective cooling: 55.672 (Watt/m)
 Radiative cooling: 17.006 (Watt/m)
 Solar heating: 17.683 (Watt/m)
 Equivalent global solar radiation: 1256.654 (Watt/m²)
 Final conductor azimuth: 90.000 (deg)
 Final solar absorptivity: 0.500
 Final emissivity: 0.500
 Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)

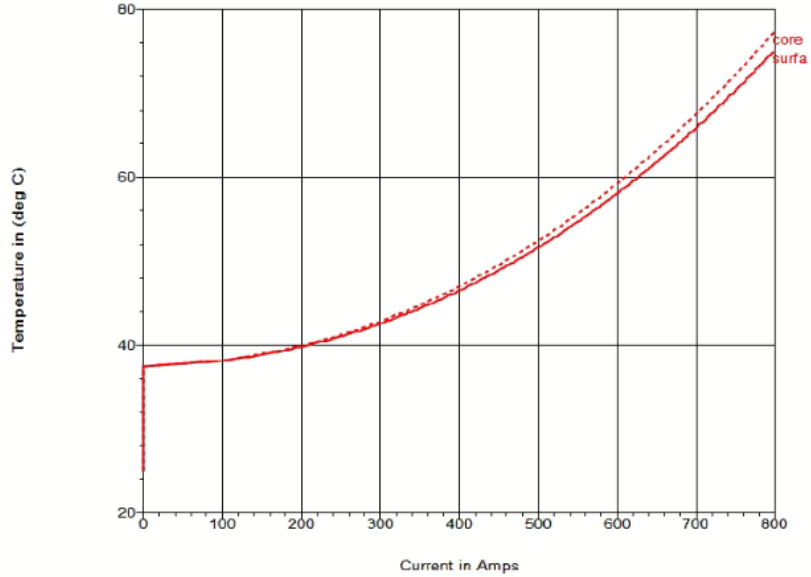


Fig. G.2 Curva de temperatura y corriente de conductor AAAC Greeley.

❖ **ACAR 900**

PLS-CADD Version 17.22x64 21:54:06 domingo, 11 de septiembre de 2022

Servicios de Ingeniería IMA SA - Chile

Project Name: 'c:\users\public\documents\pls\pls_cadd\examples\projects\Determinación del conductor\Determinación del conductor.don'

Steady-State Thermal Rating

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 25.000 (deg C)
Wind speed: 0.610 (m/s)
Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
Atmosphere type: Clear

Solar Conditions

Date: diciembre 21 (day of the year with most solar heating)
Day of year: 355
Sun time: 13.000 (hours)
Altitude: 75.860 (deg)
Azimuth: -103.608 (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): 0.0834 (Ohm/km)
 Solar absorptivity: 0.500
 Emissivity: 0.500
 Outer diameter: 27.737 (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: -20.800 (deg)
 Elevation above sea level: 3300.000 (m)

Analysis Results

Current: 807.777 (Amps)
 Conductor surface temperature: 75.000 (deg C)
 Conductor core temperature: 77.172 (deg C)
 Convective cooling: 55.263 (Watt/m)
 Radiative cooling: 16.761 (Watt/m)
 Solar heating: 17.428 (Watt/m)
 Equivalent global solar radiation: 1256.654 (Watt/m²)
 Final conductor azimuth: 90.000 (deg)
 Final solar absorptivity: 0.500
 Final emissivity: 0.500
 Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)

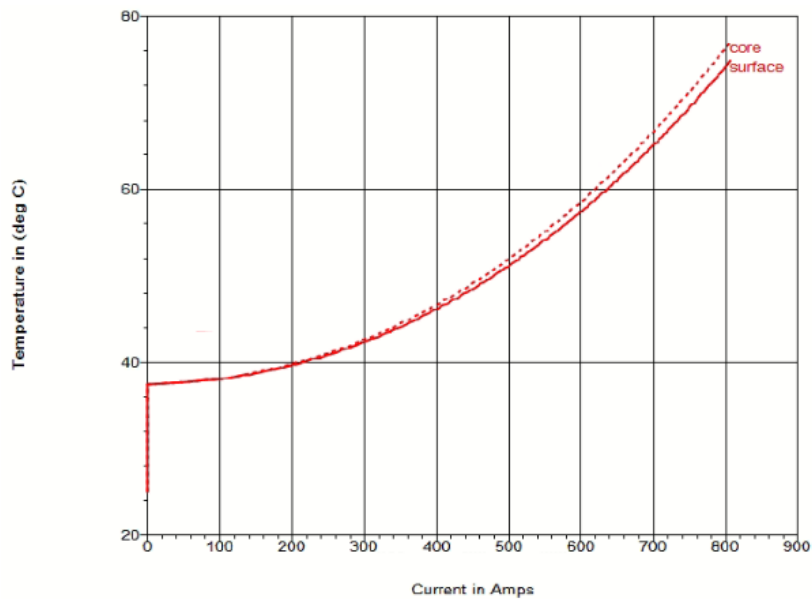


Fig. G.3 Curva de temperatura y corriente de conductor ACAR 900.

❖ **ACAR 1200**

PLS-CADD Version 17.22x64 21:51:35 domingo, 11 de septiembre de 2022

Servicios de Ingeniería IMA SA - Chile

Project Name: 'c:\users\public\documents\pls\pls_cadd\examples\projects\Determinación del conductor\Determinación del conductor.don'

Steady-State Thermal Rating

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 25.000 (deg C)
 Wind speed: 0.610 (m/s)
 Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
 Atmosphere type: Clear

Solar Conditions

Date: diciembre 21 (day of the year with most solar heating)
 Day of year: 355
 Sun time: 13.000 (hours)
 Altitude: 75.860 (deg)
 Azimuth: -103.608 (deg)

Conductor Properties

Description: 1200 kcmil 18/19 Strands ACAR - Adapted from 1970's Publicly Available Data
 Azimuth: 90.000 (deg)
 AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0542 (Ohm/km)
 AC resistance at 75.0 (deg C): 0.0633 (Ohm/km)
 Solar absorptivity: 0.500
 Emissivity: 0.500
 Outer diameter: 32.029 (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: -20.800 (deg)
 Elevation above sea level: 3300.000 (m)

Analysis Results

Current: 961.177 (Amps)
 Conductor surface temperature: 75.000 (deg C)
 Conductor core temperature: 77.335 (deg C)

Convective cooling: 59.447 (Watt/m)
 Radiative cooling: 19.354 (Watt/m)
 Solar heating: 20.125 (Watt/m)
 Equivalent global solar radiation: 1256.654 (Watt/m²)
 Final conductor azimuth: 90.000 (deg)
 Final solar absorptivity: 0.500
 Final emissivity: 0.500
 Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)

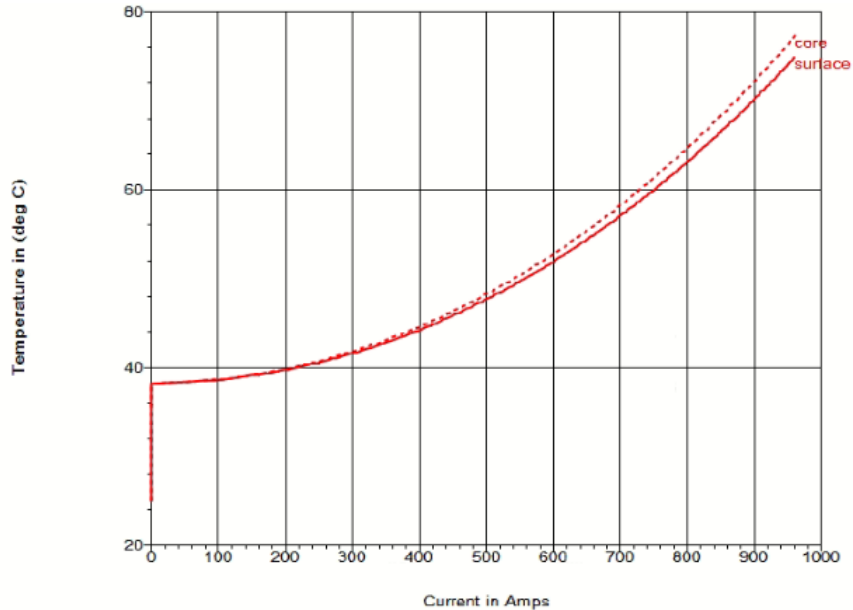


Fig. G.4 Curva de temperatura y corriente de conductor ACAR 1200.

❖ ACAR 1300

PLS-CADD Version 17.22x64 21:44:20 domingo, 11 de septiembre de 2022
 Servicios de Ingenieria IMA SA - Chile
 Project Name: 'c:\users\public\documents\pls\pls_cadd\examples\projects\Determinación del conductor\Determinación del conductor.don'

Steady-State Thermal Rating

 IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions

 Air temperature: 25.000 (deg C)
 Wind speed: 0.610 (m/s)
 Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
 Atmosphere type: Clear

Solar Conditions

 Date: diciembre 21 (day of the year with most solar heating)
 Day of year: 355
 Sun time: 13.000 (hours)
 Altitude: 75.860 (deg)
 Azimuth: -103.608 (deg)

Conductor Properties

```

-----
Description: 1300 kcmil 18/19 Strands ACAR - Adapted from 1970's Publicly Available Data
Azimuth: 90.000 (deg)
AC resistance at 25.0 (deg C): 0.0504 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.0589 (Ohm/km)
Solar absorptivity: 0.500
Emissivity: 0.500
Outer diameter: 33.330 (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: -20.800 (deg)
Elevation above sea level: 3300.000 (m)
    
```

Analysis Results

```

-----
Current: 1006.381 (Amps)
Conductor surface temperature: 75.000 (deg C)
Conductor core temperature: 77.382 (deg C)
Convective cooling: 60.661 (Watt/m)
Radiative cooling: 20.140 (Watt/m)
Solar heating: 20.942 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation: 1256.654 (Watt/m^2)
Final conductor azimuth: 90.000 (deg)
Final solar absorptivity: 0.500
Final emissivity: 0.500
Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)
    
```

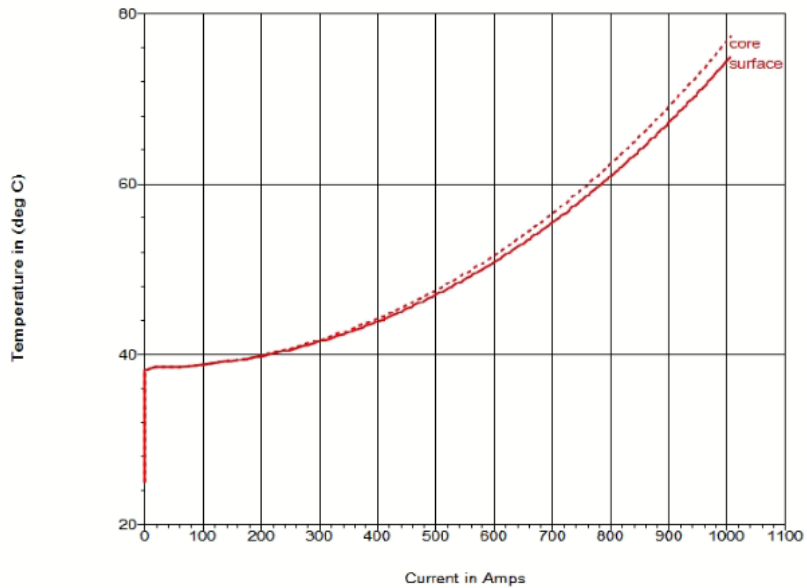


Fig. G.5 Curva de temperatura y corriente de conductor ACAR 1300.

Anexo H. Resultados Efecto Corona

❖ AAAC Flint

---- List of Conductors ----

Bundle ID (#)	Conductor ID (#)	Diameter (cm)	Voltage (kV)	Phase Angle (degree)	Horizontal Coordinate X (m)	Height above Ground H (m)
1A	1	2.52	127.0	0.0	5.60	7.31
1B	1	2.52	127.0	-120.0	5.40	13.66
1C	1	2.52	127.0	120.0	5.20	20.01
2A	1	2.52	127.0	0.0	-5.60	7.31
2B	1	2.52	127.0	-120.0	-5.40	13.66
2C	1	2.52	127.0	120.0	-5.20	20.01

----- Results -----

Conductor or Bundle	Bundle ID (#)	Conductor ID (#)	Average (kV/cm)	Maximum (kV/cm)
C	1A	1	16.13	16.14
C	1B	1	16.24	16.26
C	1C	1	14.31	14.39
C	2A	1	16.13	16.14
C	2B	1	16.24	16.26
C	2C	1	14.31	14.39
B	1A	1	16.13	16.14
B	1B	1	16.24	16.26
B	1C	1	14.31	14.39
B	2A	1	16.13	16.14
B	2B	1	16.24	16.26
B	2C	1	14.31	14.39

❖ AAAC Greeley

---- List of Conductors ----

Bundle ID (#)	Conductor ID (#)	Diameter (cm)	Voltage (kV)	Phase Angle (degree)	Horizontal Coordinate X (m)	Height above Ground H (m)
1A	1	2.82	127.0	0.0	5.60	7.31
1B	1	2.82	127.0	-120.0	5.40	13.66
1C	1	2.82	127.0	120.0	5.20	20.01
2A	1	2.82	127.0	0.0	-5.60	7.31
2B	1	2.82	127.0	-120.0	-5.40	13.66
2C	1	2.82	127.0	120.0	-5.20	20.01

----- Results -----

Conductor or Bundle	Bundle ID (#)	Conductor ID (#)	Average (kV/cm)	Maximum (kV/cm)
C	1A	1	14.67	14.69
C	1B	1	14.79	14.80
C	1C	1	13.01	13.08
C	2A	1	14.67	14.69
C	2B	1	14.79	14.80

C	2C	1	13.01	13.08
B	1A		14.67	14.69
B	1B		14.79	14.80
B	1C		13.01	13.08
B	2A		14.67	14.69
B	2B		14.79	14.80
B	2C		13.01	13.08

❖ **ACAR 900**

---- List of Conductors ----

Bundle ID (#)	Conductor ID (#)	Diameter (cm)	Voltage (kV)	Phase Angle (degree)	Horizontal Coordinate X (m)	Height above Ground H (m)
1A	1	2.77	127.0	0.0	5.60	7.31
1B	1	2.77	127.0	-120.0	5.40	13.66
1C	1	2.77	127.0	120.0	5.20	20.01
2A	1	2.77	127.0	0.0	-5.60	7.31
2B	1	2.77	127.0	-120.0	-5.40	13.65
2C	1	2.77	127.0	120.0	-5.20	20.00

----- Results -----

Conductor or Bundle	Bundle ID (#)	Conductor ID (#)	Average (kV/cm)	Maximum (kV/cm)
C	1A	1	14.90	14.91
C	1B	1	15.01	15.02
C	1C	1	13.21	13.28
C	2A	1	14.90	14.91
C	2B	1	15.01	15.02
C	2C	1	13.21	13.28
B	1A		14.90	14.91
B	1B		15.01	15.02
B	1C		13.21	13.28
B	2A		14.90	14.91
B	2B		15.01	15.02
B	2C		13.21	13.28

❖ **ACAR 1200**

---- List of Conductors ----

Bundle ID (#)	Conductor ID (#)	Diameter (cm)	Voltage (kV)	Phase Angle (degree)	Horizontal Coordinate X (m)	Height above Ground H (m)
1A	1	3.20	127.0	0.0	5.60	7.30
1B	1	3.20	127.0	-120.0	5.40	13.65
1C	1	3.20	127.0	120.0	5.20	20.00
2A	1	3.20	127.0	0.0	-5.60	7.30
2B	1	3.20	127.0	-120.0	-5.40	13.63
2C	1	3.20	127.0	120.0	-5.20	20.00

----- Results -----

Conductor or Bundle	Bundle ID (#)	Conductor ID (#)	Average (kV/cm)	Maximum (kV/cm)
------------------------	------------------	---------------------	--------------------	--------------------

C	1A	1	13.20	13.21
C	1B	1	13.31	13.32
C	1C	1	11.68	11.76
C	2A	1	13.20	13.21
C	2B	1	13.31	13.32
C	2C	1	11.68	11.75
B	1A		13.20	13.21
B	1B		13.31	13.32
B	1C		11.68	11.76
B	2A		13.20	13.21
B	2B		13.31	13.32
B	2C		11.68	11.75

❖ ACAR 1300

---- List of Conductors ----

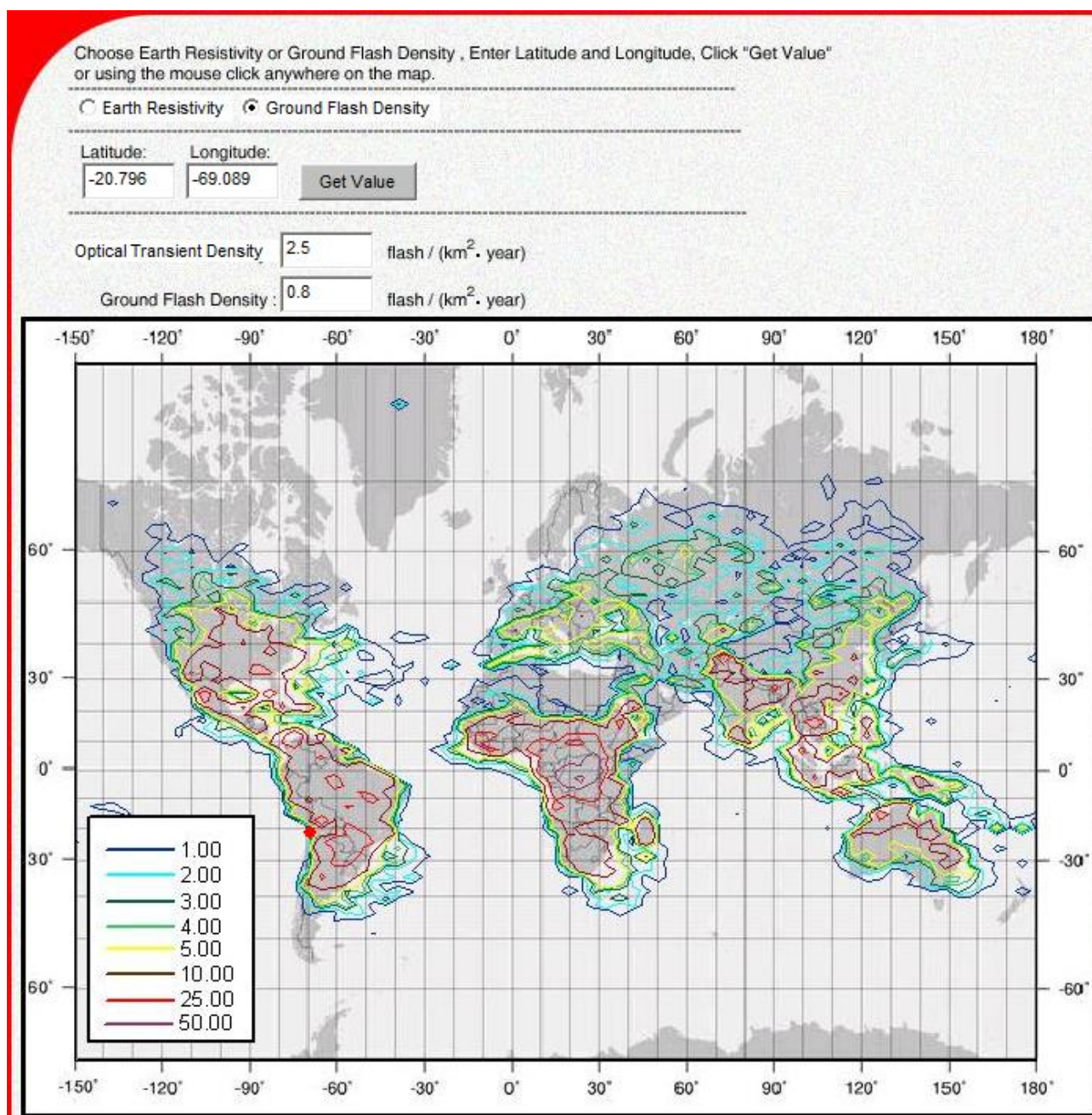
Bundle ID (#)	Conductor ID (#)	Diameter (cm)	Voltage (kV)	Phase Angle (degree)	Horizontal Coordinate X (m)	Height above Ground H (m)
1A	1	3.33	127.0	0.0	5.60	7.30
1B	1	3.33	127.0	-120.0	5.40	13.65
1C	1	3.33	127.0	120.0	5.20	20.00
2A	1	3.33	127.0	0.0	-5.60	7.30
2B	1	3.33	127.0	-120.0	-5.40	13.65
2C	1	3.33	127.0	120.0	-5.20	20.00

----- Results -----

Conductor or Bundle	Bundle ID (#)	Conductor ID (#)	Average (kV/cm)	Maximum (kV/cm)
C	1A	1	12.76	12.78
C	1B	1	12.88	12.89
C	1C	1	11.29	11.37
C	2A	1	12.76	12.78
C	2B	1	12.88	12.89
C	2C	1	11.29	11.37
B	1A		12.76	12.78
B	1B		12.88	12.89
B	1C		11.29	11.37
B	2A		12.76	12.78
B	2B		12.88	12.89
B	2C		11.29	11.37

Anexo I. Selección cable de guardia

- Número anual de descargas atmosféricas



- Simulación del comportamiento de la línea ante descargas (sin cable de guardia)

Single Circuit
 Double Circuit

Number of Shield Wires:
 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	220	0	5.2	34.7	10.69	1	3.33	0	3.416	Vertical
	220	-120	5.4	28.35	10.69	1	3.33	0	3.416	Vertical
	220	120	5.6	22	10.69	1	3.33	0	3.416	Vertical
2	220	0	-5.2	34.7	10.69	1	3.33	0	3.416	Vertical
	220	-120	-5.4	28.35	10.69	1	3.33	0	3.416	Vertical
	220	120	-5.6	22	10.69	1	3.33	0	3.416	Vertical

Shield Wire 1:
 Shield Wire 2:

Tower Footing Resistance Description (See Help)

Low Frequency No-ionization Footing Resistance (Ω):
 Earth Resistivity (Ω/m):

Account for Earth Ionization: Yes No
 Earth Critical Ionization Gradient (kV/m):
 Korsuncev's S Dimension (m):

LIGHTNING PERFORMANCE

Double circuit line with no shield wire
 Span length: 372 m
 Ground Flash Density: 0.8 flashes per square km per year
 Tower Surge Impedance: 174 ohm
 Wave velocity down the tower: 300 meter/microsecond
 Strike Distance Equation used: $Strike\ Distance = 10.0 \cdot h^{0.00 \cdot I^{0.65}}$
 (h is the height of the wire, I is the current of the stroke)
 No account is made for soil ionization.

Circuit (#)	Ph-to-Ph Voltage (kV)	PHASE WIRE DESCRIPTION				--- SUBCONDUCTORS ---			----Insulator----	
		Phase Angle (degree)	Horizontal Distance (m)	Height AtTower (m)	Sag (m)	Number	Diameter (cm)	Spacing (cm)	Length (m)	Orientation (See note)
1	220	0	5.2	34.7	10.7	1	3.33	0.0	3.42	1
1	220	-120	5.4	28.4	10.7	1	3.33	0.0	3.42	1
1	220	120	5.6	22.0	10.7	1	3.33	0.0	3.42	1
2	220	0	-5.2	34.7	10.7	1	3.33	0.0	3.42	1
2	220	-120	-5.4	28.4	10.7	1	3.33	0.0	3.42	1
2	220	120	-5.6	22.0	10.7	1	3.33	0.0	3.42	1

Note: 1 = Vertical insulators; 2 = Horizontal insulators; 3 = Vee

RESULTS OF LIGHTNING PERFORMANCE CALCULATIONS

Flashes to phase wires (shielding failures): 13.3 per 100 km per year
 Flashes to shield wire: 0.0 per 100 km per year
 Total number of flashes to the line: 13.3 per 100 km per year

Minimum current for flashover after a shielding failure: 10 kA
 There are no backflashovers, even with the highest possible stroke current

Flashovers caused by shielding failures: 13.0 per 100 km per year
 Backflashovers: 0.0 per 100 km per year
 Total number of flashovers: 13.0 per 100 km per year

Breakdown by Phase

Phase (#)	Shielding Failures (1/100kmYear)	Shiel.Fail. Flashovers (1/100kmYear)	Backflashovers (1/100kmYear)
1	6.6	6.5	0.0
2	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0
4	6.6	6.5	0.0
5	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0
Total	13.3	13.0	0.0

- Simulación del comportamiento de la línea ante descargas (con cable de guardia)

Single Circuit
 Double Circuit

Number of Shield Wires:
 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	220	0	5.2	34.7	10.69	1	3.33	0	3.416	Vertical
	220	-120	5.4	28.35	10.69	1	3.33	0	3.416	Vertical
	220	120	5.6	22	10.69	1	3.33	0	3.416	Vertical
2	220	0	-5.2	34.7	10.69	1	3.33	0	3.416	Vertical
	220	-120	-5.4	28.35	10.69	1	3.33	0	3.416	Vertical
	220	120	-5.6	22	10.69	1	3.33	0	3.416	Vertical

Shield Wire 1: Horiz. Distance Tower Height Sag Diameter

Tower Footing Resistance Description (See Help)

Low Frequency No-ionization Footing Resistance (Ω):

Account for Earth Ionization: Yes No

Earth Resistivity (Ω/m):

Earth Critical Ionization Gradient (kV/m):

Korsuncev's S Dimension (m):

LIGHTNING PERFORMANCE

Double circuit line with 1 shield wire
 Span length: 372 m
 Ground Flash Density: 0.8 flashes per square km per year
 Tower Surge Impedance: 174 ohm
 Wave velocity down the tower: 300 meter/microsecond
 Strike Distance Equation used: $\text{Strike Distance} = 10.0 \cdot h^{0.00} \cdot I^{0.65}$
 (h is the height of the wire, I is the current of the stroke)
 No account is made for soil ionization.

Circuit (#)	Ph-to-Ph Voltage (kV)	PHASE WIRE DESCRIPTION				--- SUBCONDUCTORS ---			----Insulator----	
		Phase Angle (degree)	Horizontal Distance (m)	Height AtTower (m)	Sag (m)	Number	Diameter (cm)	Spacing (cm)	Length (m)	Orientation (See note)
1	220	0	5.2	34.7	10.7	1	3.33	0.0	3.42	1
1	220	-120	5.4	28.4	10.7	1	3.33	0.0	3.42	1
1	220	120	5.6	22.0	10.7	1	3.33	0.0	3.42	1
2	220	0	-5.2	34.7	10.7	1	3.33	0.0	3.42	1
2	220	-120	-5.4	28.4	10.7	1	3.33	0.0	3.42	1
2	220	120	-5.6	22.0	10.7	1	3.33	0.0	3.42	1

Note: 1 = Vertical insulators; 2 = Horizontal insulators; 3 = Vee

SHIELD WIRE DESCRIPTION

SHIELD WIRE DESCRIPTION			
Horizontal Height			
Distance	AtTower	Sag	Diameter
(m)	(m)	(m)	(cm)
0.0	37.7	9.6	1.34

RESULTS OF LIGHTNING PERFORMANCE CALCULATIONS

Flashes to phase wires (shielding failures): 3.6 per 100 km per year
 Flashes to shield wire: 9.7 per 100 km per year
 Total number of flashes to the line: 13.3 per 100 km per year

Minimum current for flashover after a shielding failure: 10 kA
 Minimum current for backflashover: 135 kA

Flashovers caused by shielding failures: 3.5 per 100 km per year
 Backflashovers: 0.2 per 100 km per year
 Total number of flashovers: 3.7 per 100 km per year

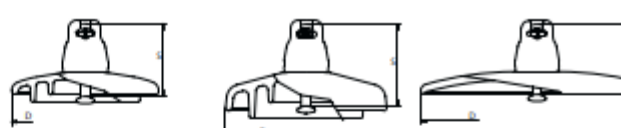
Breakdown by Phase

Phase (#)	Breakdown by Phase		
	Shielding Failures (1/100kmYear)	Shiel.Fail. Flashovers (1/100kmYear)	Backflashovers (1/100kmYear)
1	1.8	1.7	0.0
2	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.1
4	1.8	1.7	0.0
5	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.1
Total	3.6	3.5	0.2

Anexo J. Características aislador seleccionado

IEC

Ball & Socket type
120 kN



CATALOG Nº	Standard Profile		Fog Type Profile		Open Type Profile	
	F12/127	F12/146	F12P-A/146	F120P/146	F12D/127	
IEC class ⁽¹⁾	U120B		U120BP			
MECHANICAL CHARACTERISTICS						
Minimum mechanical failing load	kN	120	120	120	120	
DIMENSIONS						
Diameter (D)	mm	255	255	280	380	
Spacing (S)	mm	127	146	146	127	
Creepage distance	mm	320	320	390	365	
Metal fitting size ⁽²⁾		16A	16A	16A	16A	
ELECTRICAL CHARACTERISTICS ⁽³⁾						
Power frequency withstand voltage						
- Dry one minute	kV	70	70	72	80	60
- Wet one minute	kV	40	40	42	50	50
Dry lightning impulse withstand volt.	kV	100	100	110	125	90
Puncture withstand voltage	kV	130	130	130	130	130
PACKING AND SHIPPING DATA						
Approx. net weight	kg	4	4	4.6	5.8	5.6
Nº of insulators per crate		6	6	6	6	6
Volume per crate	m ³	0.05	0.05	0.06	0.074	0.1
Gross weight per crate	kg	31.3	33.1	33.7	45.4	43.8
Nº of insulators per pallet		90	90	90	72	36
Volume per pallet	m ³	1.3	1.34	1.34	1.24	1.05
Gross weight per pallet	kg	447	452	557	524	485

(1) in accordance with IEC publication 60305
 (2) in accordance with IEC publication 60120
 (3) in accordance with IEC publication 60383-1

Fig. J.1 Características aislador vidrio antiniebla de 120 kN.

Diameter / Spacing Ø 280/146 - Ø 330/146			
Catalog N° F100P/146 - F120P/146 F160P/146 - 100PF/146			
Number of units	Power frequency withstand voltage (kV)		Lightning impulse withstand voltage (kV)
	DRY	WET	
2	140	85	210
3	195	115	295
4	240	150	380
5	290	180	465
6	335	210	530
7	380	240	600
8	425	270	680
9	465	300	760
10	510	330	840
11	550	360	920
12	585	390	1000
13	630	410	1080
14	670	430	1160
15	710	460	1240
16	750	490	1320
17	785	510	1410
18	825	530	1500
19	860	550	1580
20	895	570	1655
21	925	590	1730
22	960	610	1810
23	995	630	1885
24	1025	650	1950
25	1060	670	2025
26	109	690	2100
27	1120	710	2180
28	1155	730	2260
29	1185	750	2340
30	1215	770	2420

Fig. J.2 Número de aisladores de acuerdo a nivel de sobretensión