

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO ELECTROMECÁNICO DE LAS LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN QUE INTERCONECTARÁN AL CABLE
SUBMARINO DE 230 kV, QUE CRUZARÁ LA PENÍNSULA DE
PARAGUANÁ**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Montilla B. Cipriano J.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2011

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO ELECTROMECÁNICO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN QUE INTERCONECTARÁN AL CABLE SUBMARINO DE 230 kV, QUE CRUZARÁ LA PENÍNSULA DE PARAGUANÁ

Profesor Guía: Ing. José L. Mora

Tutor Industrial: Ing. Juan Carlos Rojas

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Montilla B., Cipriano J.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2011

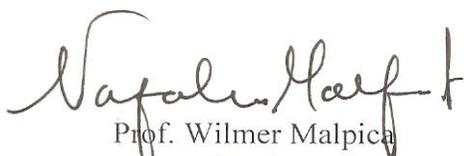
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 21 de noviembre de 2011

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Cipriano J., Montilla B., titulado:

**“ESTUDIO ELECTROMECAÁNICO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
QUE INTERCONECTAN AL CABLE SUBMARINO DE 230 kV. QUE
CRUZARÁ LA PENÍNSULA DE PARAGUANÁ”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducentes al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Wilmer Malpica
Jurado


Prof. Nerio Ojeda
Jurado


Prof. José Mora
Prof. Guía

DEDICATORIA

A mis padres, Cipriano Montilla y Carmen Briceño,
mis hermanos, William y Ana
mi tía Edita Montilla y a toda mi familia,
por el apoyo incondicional que me brindaron siempre.

AGRADECIMIENTOS

A dios todopoderoso, por darme la divina gracia de guiarme y orientarme siempre en la búsqueda de la superación.

A la Universidad Central de Venezuela, por darme la oportunidad de formarme como persona, profesional y como el ciudadano que requiere el país para su desarrollo

A mis padres hermanos, familia en general y en especial agradecimiento a mi tía Edita por apoyarme durante mi formación como el profesional que requiere el país.

Un especial agradecimiento al profesor Luis Cesin Simón, por haberme dado la oportunidad de desarrollar este proyecto en su empresa EPICE,CA , al Ing. Juan Rojas, en su labor de orientarme durante el desarrollo del proyecto y a todo el personal que labora en dicha empresa.

A todos mis amigos que hicieron vida conmigo en el transcurso de la carrera

Cipriano J., Montilla B.

ESTUDIO ELECTROMECAÁNICO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN QUE INTERCONECTARÁN AL CABLE SUBMARINO DE 230 kV, QUE CRUZARÁ LA PENÍNSULA DE PARAGUANÁ

Prof. Guía: José Luis Mora. Tutor Industrial: Ing. Juan Carlos Rojas. Tesis. Caracas. UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: EPICE C.A.87 hojas + anexos

Palabras Claves: estudio electromecánico, Líneas áreas de transmisión, 230 kV.

Resumen: En el siguiente trabajo especial de grado, se realiza un estudio de ingeniería de detalle para las líneas de Transmisión que interconectarán al cable submarino de 230 kV, que cruzará la península de Paraguaná. El proyecto será ejecutado en el estado Falcón, está comprendido por dos tramos que tienen longitudes aproximadas de 18 km, entre la S/E Judibana y la S/E La Concha y 73 km entre la S/E Cuajaracume y la S/E Isiro. A partir del estudio de ruta seleccionada previamente, se realizó un levantamiento topográfico del perfil longitudinal de ambas líneas, se elaboró un análisis descriptivo de la ruta seleccionada por tramos, es importante resaltar que motivado a la contaminación salitrosa que presenta dicha región, en algunos puntos en específico se seleccionaron las estructuras de polietileno y demás accesorios para la implementación del proyecto, que soporten dicha adversidad; se realizó un estudio para el aislamiento eléctrico así como la estimación del sistema de puesta a tierra de las estructuras, una vez culminada esta etapa se determinaron los cálculos mecánicos y finalmente se elaboró un estimado de los cálculos métricos asociados al proyecto.

CONTENIDO

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
INDICE GENERAL	vii
LISTA DE TABLAS	x
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE ABREVIATURAS Y SIMBOLOS	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
1 FUNDAMENTOS DEL TRABAJO	3
1.1 Marco referencial.....	3
1.2 Planteamiento del problema.....	3
1.3 Objetivos.....	4
1.4 Marco metodológico.....	5
CAPÍTULO II	8
2 ESTUDIO DE RUTA SELECCIONADA	8
2.1 Introducción.....	8
2.2 Marco metodológico.....	8
2.3 Área de estudio.....	9
2.4 Parámetros ambientales de la zona.....	9
2.4.1 Temperatura.....	10
2.4.2 Humedad Relativa:.....	10
2.4.3 Insolación y Radiación Solar.....	10
2.5 Base Cartográfica.....	10
2.6 Criterios de diseño.....	11

2.7 Reconocimiento de la zona.....	11
CAPÍTULO III.....	17
3 CAPACIDAD TÉRMICA DEL CONDUCTOR.....	17
3.1 Introducción.....	17
3.2 Datos Iniciales	17
3.3 Metodología de cálculo	19
3.4 Criterios aplicados.....	21
3.5 Factores considerados.....	21
3.6 Resultados obtenidos.....	22
CAPÍTULO IV	23
4 NIVEL DEL AISLAMIENTO ANTE SOBRETENSIONES	23
4.1 Introducción.....	23
4.1.1 Metodología de cálculo.....	26
4.2 Cálculo del aislamiento ante sobretensiones a frecuencia industrial:	26
4.3 Cálculo del aislamiento ante sobretensiones de maniobra	29
4.3 Cálculo del aislamiento ante sobretensiones por descargas atmosféricas	34
4.5 Verificación de las distancias mínimas	39
CAPÍTULO V.....	43
5 ESTIMACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	43
5.1 Introducción.....	43
5.2 Factores considerados.....	43
5.3 Criterios considerados	44
5.4 Metodología para la resistencia de puesta a tierra y longitud de los contrapesos	44
5.5 Resultados obtenidos.....	44
CAPÍTULO VI.....	47
6 CÁLCULOS MECÁNICOS DEL CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDA .	47
6.1 Introducción.....	47
6.2 Factores considerados.....	49
6.3 Metodología para el cálculo de tensiones en los conductores.....	51

6.4	Cálculo mecánico del cable de guarda	53
6.5	Efecto de elongación permanente.....	54
6.6	Localización optimizada de las estructuras	58
6.7	Cómputos métricos asociados al proyecto	64
CAPÍTULO VII.....		65
7 CARGAS MECÁNICAS SOBRE LAS ESTRUCTURAS		65
7.1	Introducción.....	65
7.2	Tipos de carga consideradas.....	65
7.3	Las hipótesis estudiadas se fundamentaron en las siguientes condiciones... 66	
7.4	Metodología para el cálculo de las cargas mecánicas sobre las estructuras. 66	
7.5.	Resultados obtenidos	72
7.6	Apoyos sencillos.....	73
CONCLUSIONES.....		80
RECOMENDACIONES.....		81
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....		82
GLOSARIO		84
ANEXOS		87

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 1. Datos obtenidos de la estación Punto Fijo- Observatorio Cagigal,	10
Tabla N° 2. Capacidad de Transmisión	17
Tabla N° 3. Características del conductor.....	18
Tabla N° 4. Características del Cable de Guarda con Fibra Óptica (OPGW)	18
Tabla N° 5. Tabla resumen de sobretensiones a frecuencia industrial.....	29
Tabla N° 6. Tabla resumen ante sobretensiones de maniobras:.....	31
Tabla N° 7. Tabla de resultados obtenidos comparando las distancia mínimas establecidas por la norma de CADAFE	41
Tabla N° 8. Tabla de resultados obtenidos comparando las distancia mínimas establecidas por la norma de CADAFE	41
Tabla N° 9. Valores límites de los estados para el cálculo de tensiones en los conductores según la norma NL-AV.....	51
Tabla N° 10. Valores de tensiones obtenidos por la ecuación de cambio de estado ..	52
Tabla N° 11. Valores límites de los estados para el cálculo de tensiones en el cable de guarda según la norma NL-AV.	54
Tabla N° 12. Valores de tensiones obtenidos por la ecuación de cambio de estado ..	54
Tabla N° 13. Datos empleados para el cálculo:	56
Tabla N° 14. Resultados obtenidos:	57
Tabla N° 15. Alturas mínimas según el trazado de la línea	59
Tabla N° 16. Resultados de las estructuras utilizadas entre la S/E Isiro y S/E Cuajaracume.....	63
Tabla N° 17. Resultados de las estructuras utilizadas entre la S/E Judibana y S/E la Concha	64
Tabla N° 18. Carga para estructuras de suspensión.	67
Tabla N° 19. Carga para estructuras de suspensión.	68
Tabla N° 20. Carga para estructuras de ángulo.....	69
Tabla N° 21. Carga para estructuras de ángulo.....	70
Tabla N° 22. Datos empleados para la determinación de las cargas sobre las estructuras:	71
Tabla N° 23. De valores de carga para la estructura de suspensión.....	72
Tabla N° 24. De valores de carga para la estructura de ángulo	73
Tabla N° 25. De carga para los postes	75
Tabla N° 26. Resultados de los momentos de fuerzas referidos a la zapata del poste	78
Tabla N° 27. Resultados de los esfuerzos en cumbre referidos a la zapata del poste.	79

LISTA DE FIGURAS

FIGURA N° 1. Vista obtenida de la ruta trazada para las líneas áreas de transmisión [11].	2
FIGURA N° 2. cd: distancia de fuga, Sa: distancia de arco y L longitud de la cadena de aisladores.	29
FIGURA N° 3. Dimensiones del aislador polimérico según el fabricante. Medidas en mm	32
FIGURA N° 4. Dimensiones del aislador polimérico según el fabricante. Medidas en mm	33
FIGURA N° 5. Dimensiones del aislador polimérico según el fabricante, con $x=2423$ mm	33
FIGURA N° 7. Oscilación de la cadena de aisladores por efecto del viento.	39
FIGURA N° 7. Perfil de resistividad del terreno entre la S/E Cuajaracume hasta la S/E Isiro.	45
FIGURA N° 8. Perfil de resistividad del terreno entre la S/E Judibana hasta la S/E la Concha	45
FIGURA N° 9. Catenaria entre dos puntos (O y E).	47
FIGURA N° 10. Poste de polietileno.	74
FIGURA N° 11. Momento de una fuerza con respecto a un punto	77
FIGURA N° 12. Poste utilizado como referencia para describir el estudio realizado del esfuerzo en cumbre.	79

LISTA DE ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

ACAR: Cables de Aluminio Reforzados con Aleación de Aluminio.

ANSI: American National Standar Institute (Instituto americano de estándares nacionales)

CADAFE: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico.

CORPOELEC: Corporación Eléctrica Nacional.

EDELCA: Electrificación Del Caroní

EPICE,CA: Estudios, Proyectos, Inspecciones, Civiles y Eléctricas, C.A.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers (instituto de ingenieros electricista y electrónicos).

ENELVEN: Energía Eléctrica de Venezuela

EPRI: Electrical Power Research Institute (instituto de investigación de energía eléctrica)

IEC: International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)

OPGW: Optical Ground Wire (cable de guarda óptico)

MCM o kcmil: Unidad utilizada para medir áreas de alambres equivalente a 1000 circular mils

NASA: National Aeronautics and Space Administration (agencia espacial norteamericana)

S/E: Sub- Estación

GPS: Global Positioning System (sistema de posicionamiento global)

UTM: Universal Transverse Mercator (sistema de coordenadas universal transversal de mercator)

2T: Doble Terna

msnm: Metros Sobre el Nivel del Mar

EC: Ecuación

○ **Aislamiento eléctrico**

Un: Voltaje nominal de la Línea de transmisión

Um: Voltaje máximo del sistema en kV

BIL: Nivel Básico de Aislamiento para Impulsos de descargas en seco, en kV

BSL: Nivel Básico de Aislamiento para impulsos de maniobras, en kV

PF: Voltaje resistido durante un minuto frecuencia industrial, en kV

○ **Cargas mecánicas**

Vm: Vano medio (m)

Vg: Vano gravante o Vano peso (m).

Pvcg: Presión del viento sobre el cable de guarda (kg/m^2)

Φ_{cg} : Diámetro del cable de guarda (mm)

Wcg: Peso del cable de guarda (kg/km)

Wherrcg: peso de herraje del cable de guarda (kg).

Pvc: Presión del viento sobre el conductor de fase (kg/m^2).

Φ_c : Diámetro del conductor de fase (mm).

Acad: Área de cadena de aisladores (mm^2).

Pvcad: Presión del viento sobre la cadena de aisladores (kg/m^2).

Wc: Peso del conductor de fase (kg/km).

Wcad: peso de la cadena de aisladores (kg).

Wherraje: peso de herraje del conductor (kg).

Fcg o Fc: flecha del cable de guarda o del conductor de fase (m)

INTRODUCCIÓN

El estudio de las Líneas de Transmisión fue desarrollado en la empresa EPICE, CA (Estudios, Proyectos, Inspecciones Civiles y Eléctricas, Compañía Anónima), empresa que se ha destacado principalmente en la elaboración y ejecución e inspección de proyectos de Líneas de Transmisión en distintas regiones del país.

En el desarrollo de este estudio, se plantea elaborar la ingeniería de detalle del sistema electromecánico de las Líneas de Transmisión que interconectarán al cable submarino de 230 kV en la península de Paraguaná, con el objetivo de aumentar la capacidad de transmisión en 350 MW en dicha región. Resaltando que el tramo comprendido entre la S/E la Concha y S/E Judibana presenta la particularidad de tener un alto índice de contaminación salitrosa. Elaborar la ingeniería de detalle para dicho proyecto contempla una serie de etapas, como levantar el informe del estudio de la ruta seleccionada, contemplando los criterios de diseño exigidos por las normas que aplican en dicho estudio y en base de datos históricos y vigentes del área de estudio, una vez obtenido el informe del estudio de ruta se determinó la capacidad térmica del conductor, en función de la potencia deseada a transmitir, basándose en los criterios y factores establecidos por las normas de CADAPE [1] y la IEEE [2].

Posteriormente se determinó el nivel de aislamiento ante sobretensiones a frecuencia industrial como ante sobretensiones de maniobra, para ambiente no contaminado en condición seca y condición lluviosa y ambiente contaminado, evaluadas las condiciones anteriores seleccionamos los aisladores verificando que cumpliera las exigencias técnicas establecidas por CADAPE [1] y se determinó el nivel del aislamiento ante sobretensiones por descargas atmosféricas a través de la tasa de salida en circuitos con cables de guarda y finalmente se verificaron las distancias mínimas, siguiendo lo establecido por las normas de CADAPE se realizó un estimado del sistema de conexión a tierra, ajustando los contrapesos longitudinales a una resistencia de 20Ω . [1]

Del cálculo eléctrico, determinamos los parámetros mecánicos del conductor y cable de guarda siguiendo los factores y criterios que establecen la norma de CADAFE [1] y los catálogos de los conductores y cable de guarda, se realizó el perfil longitudinal del levantamiento topográfico para determinar la localización optimizada de las estructuras a través del PLS-CADD así como un estimado de los cómputos métricos del proyecto

Una vez obtenidos los cálculos eléctricos y mecánicos del conductor se determinaron las cargas mecánicas de las estructuras autoportables de acero como apoyos sencillos de polietileno para los tramos en donde las estructuras tradicionales no soportan las condiciones ambientales de la zona, considerando las hipótesis de mayor relevancia, para los casos donde se presentaba las condiciones más críticas de tal manera de asegurar que al cumplir las condiciones más desfavorable las demás estructuras también soportan las cargas a las que serán sometidas diariamente

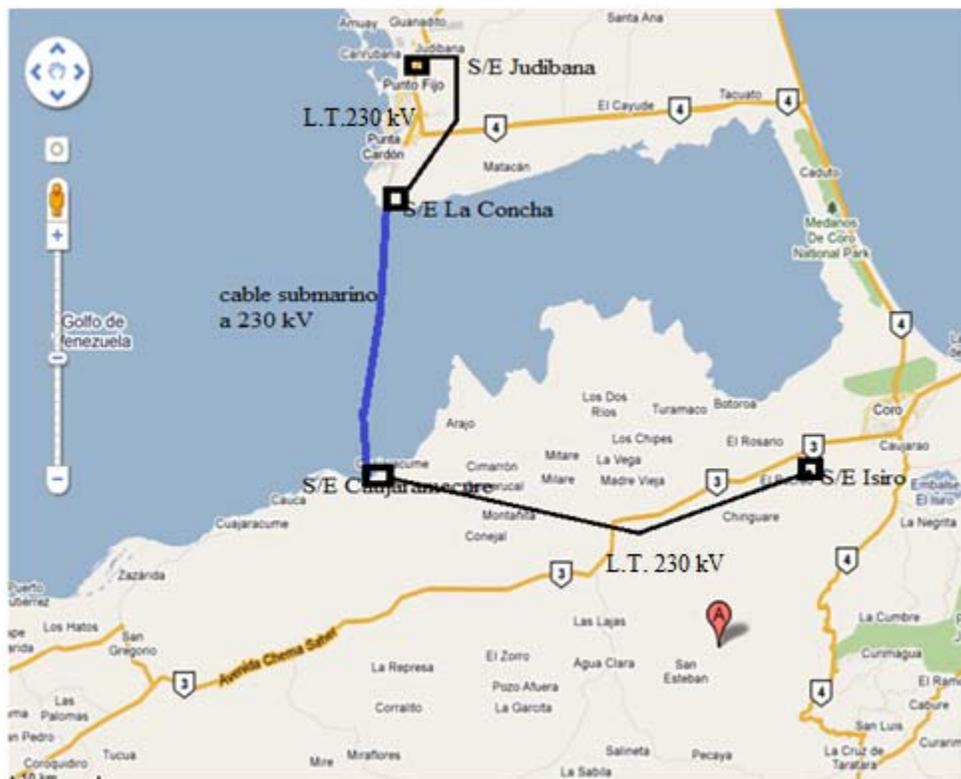


FIGURA N° 1. Vista obtenida de la ruta trazada para las líneas áreas de transmisión [11].

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DEL TRABAJO

1.1 Marco referencial

EPICE, C.A, empresa encargada de la Estudios, Proyectos, Inspecciones Civiles y Eléctricas, CA fundada en el año 1972 cuenta con un personal de alta experiencia en Ingeniería, Procura y Construcción (IPC), y los recursos necesarios que aplican en la elaboración de proyectos de Líneas de Transmisión, ya que a lo largo de su existencia se ha caracterizado específicamente en esta área, además cuenta con varios proyectos de gran envergadura a nivel nacional.

Adicionalmente del conocimiento adquirido por el personal de dicha empresa, se cuenta con información suministrada por CADAFE para la elaboración de proyectos de líneas de transmisión a 115 y 230 kV como referencia principal para este proyecto [1].

Debido a la importancia que representa el tema de sistemas de transmisión para la formación de un ingeniero electricista en la especialidad de potencia, también se cuenta con información académica para este tipo de proyecto, con lo cual se facilita la elaboración del proyecto en gran parte de sus objetivos

1.2 Planteamiento del problema

Debido al gran crecimiento de la demanda, la empresa eléctrica se ve en la necesidad de mejorar su servicio, para ello planteó la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión por medio de un enlace submarino que incrementará en 350 MW la potencia transmitida hacia la zona de Punto Fijo, para ello fue necesario elaborar un estudio de ingeniería de detalle, de las Líneas de Transmisión que interconectarán a dicho cable submarino a 230 kV, parte de la problemática

adicional, son las condiciones ambientales que posee dicha región, razón por la cual se elaboró un estudio en el cual se contemple dicha condición a fin de evitar eventos no deseados en el servicio prestado.

Como parte de la formación académica este proyecto abarca una serie de etapas que relacionan completamente algunos de los cursos de la especialidad de potencia, sobre todo en el área de transmisión, que de manera directa refuerza los conocimientos adquiridos durante la formación como ingeniero electricista en la mención potencia.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Elaborar el estudio de ingeniería y diseño de las líneas de transmisión de 230 kV que interconectarán al cable submarino a 230 kV que cruzará la Península de Paraguaná, cuya longitud es de aproximadamente 28 km, desde la S/E Judibana con dos subestaciones de transmisión (la Concha y Cuajaracume) hasta llegar a la S/E Isiro.

Los tramos en cuestión tienen longitudes aproximadas de 16 km entre la S/E Judibana y la S/E La Concha y 73 km entre la S/E Cuajaracume y la S/E Isiro.

1.3.2 Objetivos Específicos:

- 1 Obtener las especificaciones eléctricas del proyecto bajo estudio.
- 2 Realizar el informe descriptivo de la ruta previamente seleccionada
- 3 Estudiar la capacidad del nivel de aislamiento que debe presentar las líneas de transmisión para sobretensiones por maniobras, como por sobretensiones de frecuencia industrial y verificar la tasa de salida por descargas atmosféricas.
- 4 Estimar la puesta a tierra en base a datos históricos de líneas existentes en la zona.
- 5 Determinar los esfuerzos mecánicos de los conductores así como también los efectos elongación y rigidez mecánica.

- 6 Obtener las cargas mecánicas de las estructuras para las torres de celosía y de apoyos sencillos (postes de polietileno)
- 7 Realizar un levantamiento topográfico del perfil longitudinal de las líneas, sobre curvas de nivel generadas a partir de modelos digitales del terreno.
- 8 Obtener una localización óptima de las estructuras.
- 9 Estimar los cómputos asociados a la hora de la implementación.

1.4 Marco metodológico

1.4.1 Metodología utilizada

Se basó en la selección de investigaciones similares como fueron el Proyecto de Líneas de Transmisión a 115 kV doble terna S/E Barinas I – S/E Socopó [3] e Ingeniería de detalle para el diseño de la Línea de Transmisión a 115 kV Carúpano-Irapa-Guiria [4] así como también familiarizarse con la norma de CADAFE [1]

1.4.2 Área

El problema está situado en el contexto cuantitativo, orientado a la ingeniería de detalle, que beneficiará en especial a las personas que habitan en dicha región, al mejorar la calidad de servicio eléctrico, que la empresa CORPOELEC presta a los usuarios en la zona por tener actualmente déficit en su sistema de transmisión.

1.4.3 Variables

Las variables definidas en esta investigación están orientadas hacia la física especialmente en el área eléctrica, mecánica y ambiental que influyen en la elaboración de la ingeniería de detalle así como también los materiales a ser empleados en la implementación del proyecto.

1.4.4 Componentes

Se contó con la información tradicional que la empresa brindó sustentadas en normas nacionales (CADAFE [1], EDELCA [8], ENELVEN [14]) e internacionales (IEEE [2], IEC [14]) asociadas al campo de la elaboración de proyectos de líneas de transmisión, así como también con herramientas computacionales como fueron el

programa PLS-CADD (Power Line Systems Computer Aided Design and Drafting), Excel y Maple.

1.4.5 Procedimientos

Familiarizarse con las normas que aplican en la elaboración del proyecto, determinar numéricamente los valores respectivos según las condiciones a las que se adapten y comparar respectivamente los resultados con lo previamente normado.

1.4.6 Resultados

Al obtener los resultados se hizo las comparaciones con referencias que se encuentran normadas y según el caso de estudio se tomó el valor que mejor se adapte al contexto para dar mayor validación a los resultados obtenidos.

1.4.7 Limitaciones

La principal limitación para la elaboración de este proyecto se centró en contar con el apoyo de fabricantes, en cuanto al suministro de catálogos de cadenas de aisladores y herrajes que cumplan con las exigencias tanto técnicas como ambientales, para dimensionar específicamente los componentes que formarán parte de la implementación del proyecto

1.4.8 Delimitación

Este proyecto contempla la ingeniería de detalle desde el punto de vista electromecánico de las Líneas de Transmisión aéreas que interconectarán al cable submarino a 230 kV, cuyo estudio se realizó entre la S/E Judibana y la S/E La Concha y entre la S/E Cuajaracume y la S/E Isiro, para aumentar el nivel de transmisión en dicha región en 350 MW, en vista de que la empresa eléctrica mantiene sus divisiones por departamento y este proyecto está enmarcado por el departamento de transmisión, no se hizo el estudio de la interconexión física con el cable submarino, debido a que es responsabilidad y competencia de este departamento llegar hasta las torres terminales de los tramos en cuestión, por motivos académicos se realizó un esquema básico de conexión hasta los pórticos de la

subestaciones, esquema que se presenta en los anexos del trabajo, junto a los planos de localización de las estructuras

CAPÍTULO II

ESTUDIO DE RUTA SELECCIONADA

2.1 Introducción

Con el objeto de interconectar eléctricamente a las ciudades de Punto fijo y Coro, se hace necesaria la construcción de la infraestructura de transmisión que interconecte estos extremos, lo cual implica la construcción de una Línea de Transmisión a 230 kV entre la S/E Judibana y la S/E la Concha ubicada en la costa norte del Golfo de la península de Paraguaná con un tramo de aproximadamente 16 km continuando con otro tramo de cable submarino entre la costa Norte del Golfo en la Península de Paraguaná, hasta la costa Sur del mismo, en el pueblo de Cauca Abajo (≈ 28 km) y la construcción de un tramo de línea a 230 kV entre la S/E Cuajaracume hasta la S/E Isiro en la ciudad de Coro siendo este último un tramo de aproximadamente 73 km.

Como elemento fundamental de la Ingeniería, el Estudio de Ruta correspondiente a las líneas a construir, está basado en los criterios de ingeniería, económicos, ambientales y de seguridad especificados, referidos para definir la ruta óptima según la norma para líneas de transmisión a 115 y 230 kV de CADAPE [1].

2.2 Marco metodológico

Para la selección de la ruta la empresa EPICE,CA desarrollo las siguientes fases de estudio:

- Recopilación de la información.
- Delineación de las alternativas de las rutas.
- Evaluación de las alternativas.
- Selección final.
- Informe final

Una vez determinada el área de estudio, la selección del trazado más idóneo para la ocupación territorial de la infraestructura de transmisión, fue enmarcada en la evaluación de parámetros ambientales y de Ingeniería, aplicada a las normas y reglamentos de ley que aplican en específico. Para efectos del estudio electromecánico de las líneas, partiremos de la ruta seleccionada.

2.3 Área de estudio

Considerando el sitio de ubicación de la S/E Judibana y la zona prevista para la ubicación de la S/E Cardón, definimos para este tramo de línea, un área de estudio que tiene como límites; al norte la población de Judibana, al sur la costa Norte del Golfete en la Península de Paraguaná, al Oeste a las ciudades de Punto fijo y Punta Cardón y al este, con mayor espacio geográfico disponible para la realización del proyecto en este tramo se colocarán los postes de polietileno en toda su trayectoria, por ser una zona en donde las condiciones ambientales según reportes de la empresa eléctrica las estructuras tradicionales de acero no soportan la contaminación salitrosa.

En cuanto al tramo de línea S/E Isiro – S/E Cuajjaracume, el área de estudio está definida, desde la S/E Isiro hasta la población de Agua Viva, por la existente línea de transmisión a 115 kV (2T) S/E Isiro – S/E Urumaco y la carretera nacional Falcón – Zulia, en cuanto al tramo comprendido entre Agua Viva y la S/E Cuajjaracume, por tratarse de un área con una densidad de población baja, no existe prácticamente más limitación que la optimización de la longitud de la línea.

El tramo de línea entre la S/E Isiro y la población de Agua Viva es un área bastante intervenida a consecuencia de línea de transmisión a 115 kV (2T) S/E Isiro – S/E Urumaco, la carretera Falcón – Zulia y desarrollo poblacional asociado a estas infraestructuras.

2.4 Parámetros ambientales de la zona

Los datos ambientales de la zona fueron tomados de la base de datos del Ministerio del Poder Popular para el Ambiente, Dirección de Hidrología y Meteorología, en las estaciones más cercanas correspondientes a la zona bajo estudio (estación Punto Fijo-Observatorio Cagigal y la estación Agua Clara). Como tenemos

dos tramos de líneas aéreas, se tomará como valor de referencia los que representen los valores más críticos al elaborar los cálculos correspondientes a la ingeniería de detalle.

2.4.1 Temperatura

La temperatura ambiente de referencia es un promedio desde 1969 hasta el año 2001 del INAMEH [12], se tomó como valor de referencia los de la estación Agua Clara, de donde se seleccionó el valor de temperatura promedio para el periodo de tiempo en el cual representa la condición más crítica

- Temperatura mínima media =20 °C
- Temperatura media =30,4 °C
- Temperatura máxima media =37,2 °C

2.4.2 Humedad Relativa:

Para efectos de estudio se usaron los siguientes valores

- Humedad relativa mínima = 17 % (Estación: Agua Clara)
- Humedad relativa media = 76 % (Estación: Punto Fijo- Observatorio Cagigal)
- Humedad relativa máxima = 97 % (Estación: Agua Clara)

2.4.3 Insolación y Radiación Solar

Tabla N° 1. Datos obtenidos de la estación Punto Fijo- Observatorio Cagigal,

Insolación máxima absoluta (horas y décimas)	12,3
Radiación solar media (Cal/cm ²)	478

2.5 Base Cartográfica

Como elementos de apoyo para el recorrido terrestre, identificación del área de interés y el planteamiento de Alternativas de ruta, se han utilizado los planos siguientes:

1. Plano N° 6151, 6150 y 6250 Escala 1: 100.000 del Instituto Geográfico de Venezuela Simón Bolívar.

2. El sistema de coordenadas para cualquier efecto, es el UTM referido al Datum WGS84

Adicionalmente y como elemento de mucha ayuda por lo actualizado de la data, se ha utilizado la información de Google Earth y Google Map disponible online

2.6 Criterios de diseño

El tipo de estructura considerado, es el de torres auto-soportadas en celosía con disposición vertical del circuito y el respectivo cable de guarda, además en los puntos más críticos provocados por la contaminación salitrosa se hará uso de las estructuras de polietileno.

Haciendo uso de las consideraciones que presenta la norma de CADAFE desde el punto de vista ambiental, y en aras de la menor afectación de recursos se estima la utilización de corredores de servicios de infraestructuras existentes como lo es el paralelismo con líneas eléctricas y en lo posible las zonas previamente intervenidas a fin de aprovechar sus vías de acceso para facilidad de construcción y mantenimiento.

2.7 Reconocimiento de la zona

Haciendo uso del apoyo cartográfico y equipos de GPS, se procedió al recorrido terrestre de las áreas en estudio con el objeto de visualizar la opción de ruta más adecuada. Luego de un conocimiento del área de tránsito para posibles opciones de ruta, se pudieron visualizar alternativas, que al ser evaluadas bajo criterios ambientales y de Ingeniería, se pudo determinar la más idónea para el enlace de transmisión buscado.

2.7.1 Descripción de las rutas

2.7.1.1 Tramo S/E Isiro – S/E Cuajaracume

o Tramo V1-V2

Debido a que a la fecha de edición de este documento no está definida la salida de línea de la S/E Isiro, el tramo en cuestión tiene su vértice V1 aproximadamente a

560 m de la referida subestación de manera tal que este punto permita realizar de cualquier forma la conexión a la S/E

Este tramo tiene una longitud aproximada de 130 m y nos permite cruzar la línea de transmisión existente a 115 kV S/E Isiro – S/E Urumaco y colocarnos a la margen derecha, en sentido Coro – Cauca Abajo, de dicho tendido eléctrico

- **Tramo V2-V3**

El tramo vértice V2 a vértice V3 tiene una longitud de 515 m y nos permite sortear algunas viviendas existentes en los alrededores de la línea existente a la salida de la S/E Isiro, siempre con el objeto de mantener un paralelismo con la línea de transmisión existente.

- **Tramo V3-V4**

Con un rumbo suroeste y longitud de 810 m, el tramo V3-V4 nos permite colocarnos a una distancia de 45 m de la línea existente. La vegetación es escasa y la existencia de viviendas en la zona es nula.

- **Tramo V4-V5-V6**

El tramo V4-V5 y V5-V6 con unas longitudes de 1,35 km y 4,03 km respectivamente y rumbo suroeste transcurren paralelamente a la línea a 115 kV existente, a una distancia promedio de 70 m, la vegetación de este tramo es, al igual que todo el trazado, escasa y el relieve poco accidentado.

- **Tramo V6-V7**

El paralelismo con la línea existente se pierde en este tramo debido a que se localizan algunas construcciones habitacionales a la margen derecha de la línea a 115kV, a lo largo de los 2,76 km de este tramo se encuentran zonas destinadas a cultivos, que al no ser estos de alturas considerables, la infraestructura de la línea a construir no debería interferir significativamente en su desarrollo.

- **Tramo V7-V8**

Con rumbo casi sur franco esta parte de la ruta de 2,95km se ubica de manera tal que permite desechar algunas construcciones habitacionales aisladas y prepararnos para proseguir paralelamente con la línea existente en el siguiente tramo.

- **Tramo V8-V9**

El rumbo de este tramo V8-V9 de 10,45 km es suroeste y a todo lo largo del mismo se mantiene un paralelismo con la línea de transmisión existente de aproximadamente 120 m, la vegetación sigue siendo escasa y el relieve ondulado, aproximadamente a 1,6 km del vértice V8 se cruza la quebrada Cujima.

- **Tramo V9-V10-V11-V12**

Los tramos V9-V10, V10-V11 y V11-V12 con longitudes de 2,88 km, 3,74 km y 1,51 km respectivamente y rumbo oeste suroeste continúan su paralelismo con el tendido existente Isiro-Urumaco, el relieve de estos tramos es más accidentado y la vegetación de los mismos se vuelve más densa; a unos 1,05 km del vértice V10 en sentido a V11 se cruza la quebrada Agua Viva.

- **Tramo V12-V13**

En sus 2.12 km y con rumbo oeste franco, este tramo cruza la carretera nacional Falcón-Zulia en las inmediaciones de la población de Sabaneta, este sitio de cruce se escogió de manera tal de aprovechar al máximo el corredor de servicio de la línea existente y adicionalmente cruzar esta vía de la manera más perpendicularmente posible, siempre evitando interferir con las construcciones existentes en la zona.

- **Tramo V13-V14**

El tramo V13-V14 con sus 12,88 km y rumbo noroeste, es uno de los tramos más largos de todo el trazado, a unos 550 m del vértice V13 la ruta cruza el Río Mitare, esta zona presenta una vegetación densa a ambas márgenes del río pero afectada por actividades agrícolas. A unos 4,03km del vértice V13 cruzamos la vía

que conduce de la población de Guaicara a la población de Mitare, el relieve de este tramo es poco ondulado y la vegetación está conformada en su mayoría por bosques de cují.

○ **Tramo V14-V15**

Con un rumbo oeste franco y 7,14 km de longitud este tramo transcurre a campo traviesa sin ningún tipo de infraestructura o accidente geográfico de relevancia al cual hacer referencia.

○ **Tramo V15-V16**

Este tramo de 3,78 km tiene la misma orientación que el anterior y en su recorrido a 620 m del vértice V15 se cruza la vía que conduce de El Lindero hacia Cuajaracume, a partir de este tramo se hará uso de los postes de polietileno que sustituyen en cuestión las estructuras autosoportables en celosía motivado a las características ambientales de la zona por su cercanía a la costa.

○ **Tramo V16-V17**

Con 5,45 km y rumbo oeste noroeste este tramo presenta una topografía plana y vegetación muy escasa, el vértice V17 se encuentra a la margen derecha del Río Codore.

○ **Tramo V17-V18**

Con 6,11 km y rumbo oeste franco este tramo, al igual que el anterior, presenta una topografía muy plana y vegetación muy escasa, el vértice V18 se encuentra a la margen derecha del Río Caura y transcurre con cierto paralelismo a una tubería existente.

○ **Tramo V18-V19**

El tramo final de este trazado tiene una longitud aproximada de 4,29 km y tiene su punto de llegada en la costa sur del Golfete en la Península de Paraguaná en las cercanías del punto seleccionado para la ubicación de la S/E Cuajaracume.

En su totalidad el tramo S/E ISIRO y S/E CUAJARACUME tiene una longitud de 72,945 km o aproximadamente 73 km

2.7.1.2 Tramo S/E LA Concha – S/E Judibana

El área de ubicación de la futura S/E La Concha se extiende por aproximadamente 4 km a lo largo de la costa Norte del Golfete en la Península de Paraguaná, razón por la cual el vértice V1 de este tramo se encuentra ubicado a unos 2,5 km de la referida área, lo que nos permitiría interconectarnos a la S/E sea cual fuere su ubicación futura dentro de esta, además se durante toda la ruta de este tramo se hará uso de las estructura de polietilenos motivado a las condiciones ambientales de la zona.

- **Tramo V1-V2**

En el tramo V1-V2 de aproximadamente 1,7 km, con orientación norte, la ruta transcurre paralela a las líneas existentes que saliendo de la S/E Judibana tienen su punto de llegada en el complejo refinador de Punta Cardón.

- **Tramo V2-V3**

Este tramo, V2-V3, con una longitud estimada de 3,75 km y rumbo noreste cruza en su recorrido, a unos 400 m del vértice V2 en sentido V3, un corredor de tuberías que desembocan en sentido norte-sur franco en la costa Norte del Golfete en la Península de Paraguaná; el resto del tramo transcurre a campo o atraviesa por terrenos despoblados y de escasa vegetación.

- **Tramo V3-V4**

Con una longitud de unos 1,57 km y rumbo nordeste este tramo, al igual que el anterior, transcurre por terrenos de escasa vegetación y prácticamente paralela a la vía que conduce al basurero municipal o zona de quema de basura, el vértice V4 de este tramo se encuentra en la margen izquierda de la autopista Coro-Punto Fijo en sentido Punto Fijo a la altura del Centro Comercial Paraguaná Mall.

- **Tramo V4-V5**

El tramo V4-V5, con la misma orientación que el tramo V3-V4 y una longitud de 2,13 km, tiene como característica resaltante el cruce de la autopista Coro-Punto Fijo, este sitio de cruce, si bien es uno de los más anchos de la vía, se escogió porque permite cruzar la vía en referencia sin afectación de ningún tipo en cuanto a infraestructura existente. La vegetación existente en este tramo al igual que en los anteriores es escasa y se tuvo especial cuidado de no afectar las pocas viviendas existentes en los alrededores.

- **Tramo V5-V6**

El tramo V5-V6 tiene una longitud de 3,74 km, una orientación noroeste y transcurre en su totalidad bordeando, en su margen izquierda, un corredor de servicio existente por lo que la afectación en este tramo es mínima.

- **Tramo V6-V7**

La longitud del tramo V6-V7 es de escasamente 490 m y con rumbo noroeste nos permite pasar la ruta de la línea de transmisión desde el corredor de servicio anteriormente descrito, al corredor de servicio de las líneas de transmisión que partiendo de las S/E Judibana y Josefa Camejo tienen su punto de llegada en el complejo refinador de Punta Cardón.

- **Tramo V7-V8 Y V8-V9**

Los tramos V7-V8 y V8-V9, tienen longitudes de 1,04 km y 460 m y orientación norte y noroeste respectivamente, transcurren paralelos al corredor de servicio de las líneas de transmisión que salen de la S/E Judibana y Planta Josefa Camejo, por esta razón la afectación de este tramo es mínima en cuanto a vegetación e infraestructuras existentes. El vértice V9 se encuentra aproximadamente a 270 m de la S/E Judibana, la escogencia de esta ubicación tiene la intención de permitirnos interconectarnos a la S/E sea cual fuera el sitio de llegada de la misma.

CAPÍTULO III

CAPACIDAD TÉRMICA DEL CONDUCTOR

3.1 Introducción.

Al pasar una corriente eléctrica por un conductor, su temperatura empieza a crecer, mientras mayor es la temperatura del conductor en relación con la temperatura del medio ambiente, tanto mayor es la cantidad de calor cedida al medio ambiente. El calentamiento de los conductores no debe sobre pasar ciertos valores de temperatura, debido a que el calentamiento excesivo de éstos produce un debilitamiento de las propiedades mecánicas del conductor y oxidación de los puntos de contacto o grapas de sugestión. Este cálculo se realizará basado en las normas publicadas por CADAFE, para el diseño de líneas de transmisión a 115 y 230 kV [1], donde se establece los criterios, parámetros y valores limites para determinar dicha temperatura de operación en régimen estable y de emergencia.

3.2 Datos Iniciales

Tabla N° 2. Capacidad de Transmisión

En condiciones normales de operación:	350 MW
En condiciones de emergencia	418 MW
Factor de potencia	$\text{Cos}\varphi= 0,8$
Tensión	$(230 \pm 5\%) \text{ kV}$

Tabla N° 3. Características del conductor

Tipo	ACAR 1200 MCM 24/13
Sección transversal	608 mm ²
Diámetro exterior	32,02 mm
Resistencia D.C. (20° C)	0,0498 Ω/km
Módulo de elasticidad final	6200 kg/mm ²
Coefficiente de dilatación lineal	23·10 ⁻⁶ 1/°C
Carga de rotura	12325 kg
Peso	1,667 kg /km

Tabla N° 4. Características del Cable de Guarda con Fibra Óptica (OPGW)

Capa externa	Hebras de aleación de aluminio
Capa interna	Hebras de acero recubierto con aluminio (ASC)
Unidad óptica	Según el fabricante
Máxima temperatura en la superficie del cable	160°C (17 kA @ 300ms)
Máxima temperatura en La unidad óptica del cable	80°C (17kA @ 300ms)
Identificación	Código de colores IEC 304
Diámetro nominal	9,52 mm
Carga de ruptura	4900 kg
Carga tensil promedio	6 kN
Peso máximo	407 kg/km
Temperatura de operación	-30 a +70°C
Voltaje de línea	230kV

3.3 Metodología de cálculo:

Su cálculo deriva de un proceso iterativo en el cual se parte de un valor de temperatura promedio (t_f) el cual proviene de una primera aproximación de la temperatura del conductor (t_c). Con este parámetro se obtienen los valores de las potencias calóricas disipadas y absorbidas que intervienen en el balance térmico del conductor, las cuales son: potencia calórica disipada por convección, potencia calórica disipada por radiación y potencia calórica absorbida por radiación. Con estos valores y a través de la ecuación de balance térmico es posible hallar la corriente (I) para la temperatura dada y con esta última se determina la potencia (P), la cual se compara con la potencia deseada del diseño, de manera de iterar el valor de la temperatura del conductor cuantas veces sea necesaria hasta lograr una buena aproximación. La relación de balance térmico establece, que el calor generado por la resistencia del conductor, más el calor absorbido proveniente del sol, pueda ser liberado por convección (viento) y por radiación (diferencia de temperatura con el ambiente). A continuación se presenta la ecuación de balance térmico:

$$I^2 \cdot R + q_s = Q_c + Q_r \text{ EC (1)}$$

Donde:

$I^2 \cdot R$: **Ganancia de calor en el conductor por el paso de la corriente.** Donde:

I: es la corriente que circula por el conductor en amperios

R: resistencia del conductor

q_s : **Ganancia de calor debido a la radiación solar:**

La ganancia de calor debido de la radiación solar depende de la altitud del sol sobre el horizonte y del ángulo de incidencia entre los rayos del sol y la superficie del conductor, así como también el firmamento refleja una radiación adicional que afecta la cantidad de calor recibido por el conductor, esta radiación depende directamente de la altitud solar. Otro aspecto de gran importancia tomar y que afecta notablemente la cantidad de calor que absorbe el conductor es la contaminación atmosférica. Esta ganancia se determina a través de la siguiente expresión:

$$q_s = a \cdot Q_s \cdot D_c; \text{ EC (2)}$$

Q_c : Disipación de calor por convección:

Según la IEEE 783 [2], la disipación de calor por convección forzada depende del número de Reynolds (número adimensional, que depende del diámetro del conductor D_c , la densidad del aire (ρ_f), la velocidad del viento (V_v) según sea el caso de estudio y la viscosidad absoluta del aire (μ_f)) el cual viene dado por:

$$Nr = \frac{D_c \cdot \rho_f \cdot V_v}{\mu_f} \quad \text{EC (3)}$$

la densidad del aire (ρ_f) y la viscosidad absoluta del aire (μ_f), dependen de la altura sobre el nivel del mar por donde atravesará la línea y la temperatura a la que se encuentra el conductor, ambos valores se tomarán de la norma IEEE 783[2].

Si el número de Reynolds resulto estar entre $0,1 < Nr > 1000$, según la norma:

$$Q_c = \left(1,01 + 0,731 \cdot \left(\frac{D_o \cdot \rho_f \cdot V_v}{\mu_f} \right)^{0,52} \right) \cdot K_f \cdot (T_c - T_a) \quad \text{EC (4)}$$

Si el número de Reynolds resulto estar entre $1000 < Nr > 5000$, viene dado por:

$$Q_c := 0,1695 \cdot \left(\frac{D_o \cdot \rho_f \cdot V_v}{\mu_f} \right)^{0,6} \cdot K_f \cdot (T_c - T_a) \quad \text{EC (5)}$$

Para este proyecto se utilizo la ecuación EC (5), por cumplirse la condición que está definida por la ecuación (3)

Q_r : Disipación de calor por radiación.

La disipación de calor por radiación viene dado por la siguiente expresión:

$$Q_r := 0,138 \cdot D_o \cdot \varepsilon \cdot \left(\left(\frac{K_c}{100} \right)^4 - \left(\frac{K_a}{100} \right)^4 \right) \quad \text{EC (6)}$$

Donde:

$$K_c = T_c + 273$$

T_c : temperatura del conductor en °C

$$K_a = T_a + 273$$

T_a : temperatura ambiente en °C

3.4 Criterios aplicados:

En esencia, el problema consiste en obtener el máximo valor de corriente que al circular por un conductor no produzca una temperatura permanente de operación mayor a la temperatura de diseño a fin de evitar pérdidas de resistencia mecánica provocadas por el recorrido de la corriente a la hora de transmitir la potencia deseada, La temperatura de operación del conductor no excederá los 100°C por más de 600 horas al año durante la vida útil de la línea.

- Se determinará la temperatura alcanzada por el conductor, operando en condiciones de emergencia con el objeto de verificar que la pérdida de rigidez mecánica no supere el 10% del estado original del conductor. Esta situación se determinará para 10 horas de emergencia por año

La localización de las estructuras se realizará en base a la mayor temperatura del conductor que se obtenga de las siguientes condiciones:

- Se verificará la potencia nominal de la línea bajo las condiciones siguientes:
 - Temperatura ambiente media máxima= $30,4^{\circ}\text{C}$
 - Viento= $2,194\text{ km/hr}$. [1]
- Se verificará la potencia de emergencia de la línea bajo las condiciones siguientes:
 - Temperatura ambiente media media= $29,2^{\circ}\text{C}$
 - Viento= $3,291\text{ km/hr}$ [1]

3.5 Factores considerados:

Se considerarán las siguientes características según el trazado de la línea:

- Para este proyecto no hace falta conocer el azimut de la línea ya que debido a la latitud a la que se encuentra Venezuela (entre 0° y 12°) según la IEEE [2], la altitud solar puede llegar a los 90° , haciendo que el ángulo efectivo de incidencia de los rayos solares (θ) sea independiente del azimut por lo que no es necesario asumir otros valores ya que este representa el peor de los casos.
- Emisividad (ϵ)= $0,5$ (CADAPE) [1]
- Coeficiente de absorción (a)= $0,5$ (CADAPE) [1]

- Angulo de ataque del viento: perpendicular a la línea
- Tensión de la línea de 230kV.
- Potencia transmitida en condiciones normales de operación= 350 MW.
- Potencia transmitida en condiciones de emergencia = 418 MW.
- Número de conductores por fase: 1 conductor.
- Altura de la línea: 54 m.s.n.m.

Conductor 1200 MCM 24/13

T a: Temperatura ambiente de 30,4°C.

Φ: Diámetro del conductor = 1,2067 pulg = 0,1005 pies.

Qs: Calor total irradiado por el sol en la atmósfera = 96,4 $W/pies^2$. [2]

Dc: Diámetro del Conductor en pies = 0,1005 pies.

Do: Diámetro del Conductor en pulgadas = 1,2067 pulg.

α: Coeficiente de variaciones de la Resistencia con la temperatura = 0,00403.

Resistencia del conductor referida a la temperatura de operación

$$R := \frac{RI \cdot (1 + \alpha \cdot (Tc - Ta))}{1000 \cdot 0,003281 \cdot 1000} \text{ EC (7)}$$

Resultados obtenidos

En vista de que son dos tramos de líneas de transmisión se hizo el estudio para cada tramo según los datos atmosféricos de cada zona y se tomo como base para el estudio las condiciones en la cual el conductor trasmite las potencias en condiciones normales de operación y de emergencia a mayor temperatura como caso crítico

- **Temperatura a condiciones normales de operación =65,86 °C**
- **Temperatura en condiciones de emergencia =68,36 °C**

CAPÍTULO IV

NIVEL DEL AISLAMIENTO ANTE SOBRETENSIONES:

4.1 Introducción:

Para garantizar el funcionamiento normal del sistema eléctrico, es necesario mantener la tensión de servicio cercana a la tensión nominal bajo cualquier causa que provoque una sobretensión en el sistema; entendiéndose como **sobretensión** cualquier incremento o tensión anormal existente entre dos puntos de una instalación eléctrica superior a la tensión máxima de servicio [3] y [7].

Para este estudio se verifico el nivel de aislamiento, basándose en los criterios establecidos por CADAPE [1], EDELCA[8] y algunos lineamientos propuestos por la IEC [16], considerando tres tipos de sobretensiones que pueden ocurrir en las líneas aéreas, como siguen:

- Sobretensiones a frecuencia industrial
- Sobretensiones por maniobra
- Sobretensiones por descargas atmosféricas.

Las sobretensiones a frecuencia industrial y por maniobra son conocidas como **sobretensiones internas**, ya que se deben al incremento de la tensión por encima de la tensión de servicio, debido a diversos procesos transitorios que aparecen en la red.

Las sobretensiones por descargas atmosféricas son conocidas como **sobretensiones externas**, debido a que son provocadas por los rayos, están directamente vinculadas con el nivel cerámico de la zona, de la resistividad del suelo y de la eficacia de los cables de guarda.

A partir de estos tres tipos de sobretensiones seleccionamos el tipo y la cantidad de aisladores que deberán satisfacer las exigencias a las que serán sometidos. Para determinar la tensión que deben soportar los aisladores se debe disponer de los siguientes parámetros ambientales correspondientes a la ruta que atravesará la línea y de la configuración geométrica de la misma, como son:

- **Temperatura:** el valor de temperatura a utilizar es la temperatura media por donde atraviesa la línea; $t_s=30,4^\circ\text{C}$.
- **Velocidad de viento:** velocidad de viento máxima de 5min de duración, con períodos de retorno o recurrencia desde 50 hasta 200 años; 92,93km/h.
- **Tasa de precipitación:** debido a la reducción de la rigidez dieléctrica del aire, que produce las precipitaciones, es de gran importancia considerar las dependencias en las características eléctricas del aislamiento en la cadena de aisladores, sobre todo para sobretensiones a frecuencia industrial; 0,00075mm/min.
- **Humedad relativa y absoluta del aire:** por su influencia en las sobretensiones a frecuencia industrial, obtenemos la humedad absoluta promedio de los datos de las estaciones meteorológicas como una relación de humedad relativa del aire (76%) y la presión de vapor saturado del aire, como se muestra a continuación:

$$P_v = 4,580156 + 0,335833 \cdot T_s + 0,010325 \cdot T_s^2 + 0,000219375 \cdot T_s^3 + 1,71875E-6 \cdot T_s^4 + 2,291667E-8 \cdot T_s^5 \quad \text{EC (8)}$$

Donde:

- P_v = es la presión de vapor viento saturado del aire (32,5576mmHg)
- T_s = temperatura a bulbo seco (30,4°C)

Luego

$$H_a = \frac{2,933071 \cdot P_v \cdot H_r}{273 + T_s} \quad \text{EC (9)}$$

Donde:

- H_r = es la humedad relativa del aire (76%)
- H_a = es la humedad absoluta del aire (23,9206gr/m³).
- **Densidad relativa del aire:** depende de la altitud sobre el nivel del mar y la temperatura de la siguiente forma:

$$\delta = \frac{0,70667}{492 + \frac{9}{5} \cdot T_s} \cdot \frac{760}{10^{\left(\frac{h}{18400 \cdot (1 + \alpha \cdot T_s)} \right)}} \quad \text{EC (10)}$$

Donde:

- h = altitud de la línea sobre el nivel del mar
- α = coeficiente de expansión térmica del aire 0,0036 1/°C
- δ = densidad relativa del aire 0,9764
- **Nivel ceraúnico:** “indica el número de días por mes en que se puede registrar truenos en un área de 100 km de radio, cuyo centro viene siendo el sitio en cuestión”. Es de vital importancia conocer la incidencia de descargas atmosféricas a las cuales se verán expuestas las líneas de transmisión. De la figura 4.1, anexos C, se obtiene un nivel ceraúnico de 35 días con tormentas eléctricas al año en dicha región. [13]
- **Nivel de contaminación:** debido a que los agentes contaminantes bajo ciertas condiciones de humedad pueden formar una película conductora en la periferia de los aisladores, reduciendo su tensión de descarga a cierto porcentaje dependiendo del tipo y densidad de las partículas contaminantes, es de gran importancia considerar la presencia de la contaminación en este proyecto. “Los aisladores cerámicos poseen la propiedad hidrofílica, que produce una capa de agua sobre la superficie del aislamiento, mas los contaminantes forman capas conductoras donde se presenta la circulación de corriente de fuga (Ver figura 4.1.1, anexos C). Mientras que existen aisladores fabricados con material poliméricos, los cuales poseen la propiedad “hidrofóbica” esta produce la repelencia de la humedad y agua, lo que evita la formación de una capa conductiva (Ver figura 4.1.2, anexos C), imposibilitando la circulación de corriente de fuga, evitando con ello que el aislador falle por contaminación”. [6]

Según los niveles de contaminación de acuerdo a la IEC 815 IEC [16], las líneas cruzarán por una zona de contaminación muy alta debido a que hay una gran cantidad de extensión sometida a vientos fuertes desde el mar y a que es un área costera abierta al mar con una gran existencia de contaminación salitrosa, catalogándose esta contaminación entre 0,2 y 0,5 mg/cm².

Los aisladores poliméricos presentan la ventaja de ser mucho más livianos que los aisladores de porcelana, una cadena de aisladores cerámicos puede llegar a pesar

más de 4 veces lo que pesa una cadena de aisladores de silicón. Otra de las ventajas de los aisladores poliméricos es que presentan una durabilidad mucho mayor que la de los aisladores cerámicos gracias a sus propiedades regenerativas, lo que hacen ideal su implementación en zonas donde existe un alto grado de contaminación. El costo de suministro es un poco mayor para los aisladores poliméricos que para los cerámicos, sin embargo el costo de transporte e instalación son mucho menores, por lo que su costo final rara vez excede al costo de una cadena conformada por unidades de vidrio o cerámica. [6]

4.1.1 Metodología de cálculo

Inicialmente se calcularon los parámetro y factores ambientales que intervienen en cálculo del número de aisladores ante sobretensiones a frecuencia industrial tanto para ambiente no contaminado bajo la hipótesis de condición seca y lluviosa como para ambiente contaminado, de igual manera se procedió a determinar las sobretensiones de maniobras, la distancia de fuga y distancia de arco, una vez determinado los valores de sobretensiones, se seleccionó la cadena de aislador según el catálogo NGK [17], por contar con una gran variedad de de aisladores y de información necesaria para desarrollar los cálculos, además cuenta con la certificación ISO 9001, es importante resaltar que se puede utilizar otro catálogo, contal de que se cumpla las condiciones establecidas, finalmente se verifica que se cumplan las exigencias técnicas establecidas por CADAFE IEC [1] y se realizó el cálculo para sobretensiones debido a descargas atmosféricas obteniendo la tasa de salida por fallas de apantallamiento y por descargas retroactivas (Back Flash Over)

Una vez verificada la cadena de aisladores, se realizó la verificación de las distancias mínimas exigidas por CADAFE [1], como son: Ángulo máximo de oscilación, distancias mínimas a masa para torres de suspensión y torres de amarre. Los cálculos realizados se presentan detalladamente en los anexos C

4.2 Cálculo del aislamiento ante sobretensiones a frecuencia industrial:

Debido a la considerable cantidad de estadísticas que señalan la ocurrencia de descargas en las líneas en condiciones normales de operación sin evidencia de que

haya sucedido alguna sobretensión por operaciones de maniobra o por descargas atmosféricas, es de vital importancia realizar este cálculo, que se presenta por solicitaciones de tensión a frecuencia nominal de 60 Hz, asociados a condiciones de tiempo húmedo, bajo lluvia o niebla y ligadas frecuentemente a la contaminación superficial de los aisladores.

4.2.1 Ambiente no contaminado:

$$CFO_{fl} = \frac{V_{11}}{(1 - K \cdot \sigma_f) \cdot \sqrt{3}} \cdot k_{sv} \cdot k_f \cdot \left(\frac{H_v}{\delta^n} \right) \cdot \left(\frac{1}{K_{pf}} \right) \cdot \left(\frac{1}{K_r} \right) \text{ Ec (11)}$$

Donde:

CFO_{fl} : Tensión crítica disruptiva a frecuencia industrial [kV].

n: Exponente que varía en función de la distancia mínima a masa D_{min} , para sobretensiones a frecuencia industrial, para determinar la distancia mínima a masa se debe calcular el ángulo máximo de oscilación de la cadena de aisladores debido a la presión del viento y para ello debe conocerse las características físicas de la cadena de aisladores, en vista de que inicialmente no se cuenta con este valor, se prosede a estimar la distancia mínima D_{sm} como

$$D_{sm} = \frac{CFO_{fl}}{571.4285} \text{ EC (12)}$$

Donde

$$CFO_{fl} = \frac{V_{11}}{(1 - K \cdot \sigma_f) \cdot \sqrt{3}} \cdot k_{sv} \cdot k_f \cdot \sqrt{2} \text{ EC (13)}$$

De donde se obtuvo un CFO_{fl} : 303,3598 kV y una D_{sm} : 0,5309 m, como CADAFE establece una distancia mínima D_{min} = 0,56 [1] asumimos este valor para determinar el valor de n, como

$$n = 1 - 0.1 \cdot D_{min} \text{ EC (14)}$$

Resultando $n=0,9440$

4.2.1.1 Condición seca

$$CFO_{fl} = \frac{V_{11}}{(1 - K \cdot \sigma_f) \cdot \sqrt{3}} \cdot k_{sv} \cdot k_f \left(\frac{H_v}{\delta^n} \right) \text{ EC (15)}$$

$$CFO_{fl} = 182,9239 \text{ [kV]}$$

4.2.1.2 Condición lluviosa

$$CFO_{fl} = \frac{V_{11}}{(1 - K \cdot \sigma_f) \cdot \sqrt{3}} \cdot k_{sv} \cdot k_f \left(\frac{H_v}{\delta^n} \right) \cdot \left(\frac{1}{K_{pf}} \right) \cdot \left(\frac{1}{K_r} \right) \text{ EC (16)}$$

Con

K_{pf} : Factor de corrección por tasa de precipitación=0,9929

K_r : factor de corrección por resistividad del agua de lluvia

$$K_r = 0,6389 + 0,1264 \ln(\sigma_a) \text{ EC (17)}$$

Con σ_a : resistividad del agua de lluvia según EDELCA, [8] =10 [kΩ/cm],

resultando un K_r 0,9299.

Para esta condición se obtuvo un

$$CFO_{fl} = 198,1163 \text{ kV}$$

Número de aisladores (Nn) para esta condición viene dado por la ecuación EC (9).

Donde:

RTI es la resistencia a la tensión de impulso para aisladores tipo estándar (254mm*146mm), tiene un valor de 40kV/Unid, resultando un Nn=5 aisladores.

4.2.2 Ambiente contaminado

Tomando en cuenta el número el nivel de contaminación a que se verá expuesta las líneas, el número mínimo de aisladores que debe tener la cadena, de tal manera que soporte la sobretensión máxima a frecuencia industrial ante el nivel de contaminación especificado, se determina haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$CFO_{fl} = \frac{V_{11} \cdot k_f \cdot K_{sv} \cdot K_S}{\sqrt{3}} \text{ EC (18)}$$

Donde:

K_s : Factor de seguridad =1,1

De la ecuación (18) obtenemos una tensión crítica disruptiva de 214,7223 kV
También podemos verificar la distancia de fuga basándose en los criterios adoptados por la IEC 60815

$cd = K \cdot Um$; Donde $k=31\text{mm/kV}$ y la tensión máxima permitida para 230 kV $Um=245\text{KV}$, resultando una distancia de fuga ($cd =7595\text{mm}$) mayor a la establecida por la norma de CADAFE [1] para líneas de transmisión de 230 kV con aisladores de porcelana y poliméricos (6580 y 7520mm respectivamente)

En la figura 1 se muestra la distancia de fuga y la distancia de arco en las cadenas de aisladores:

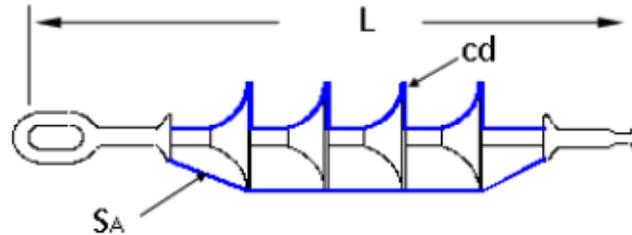


FIGURA N° 2. cd: distancia de fuga, Sa: distancia de arco y L longitud de la cadena de aisladores.

La distancia de arco se determinar usando los criterios expuestos por la IEC [15] a través de la tabla 4.2.2 (anexos C):

Tabla N° 5. Tabla resumen de sobretensiones a frecuencia industrial

Ambiente sin contaminación		Ambiente contaminado
Condición seca $CFO_{fl} = 200,8289$ [kV]	Condición lluviosa $CFO_{fl} = 217,5084$ [kV]	$CFO_{fl} = 214,7223$ [kV]

4.3 Cálculo del aislamiento ante sobretensiones de maniobra

Estas sobretensiones están asociadas a los cambios bruscos de los parámetros del sistema y son producidas por maniobras tales como la operación de los interruptores en los procesos de energización y reconexión rápida de las líneas entre otros.

4.3.1 Ambiente no contaminado

$$CFO_{sm} = \frac{V_{11} \cdot \sqrt{2}}{(1 - \sigma_{sm} \cdot 3) \sqrt{3}} \cdot Sm \cdot K1 \cdot K2 \cdot \left(\frac{H_v}{\delta} \right)^{Nm} \text{ EC (19)}$$

Donde:

CFO_{sm} : tensión crítica disruptiva ante sobretensiones de maniobra [kV].

σ_{sm} : Desviación estándar del aislamiento ante sobretensiones de maniobras= 6% (CADAFE). [1]

Sm : sobretension de maniobra en pu=2,3 (EDELCA) [8]

$K1$: Relación de tensión de impulso/sobretensión de maniobra =1,02 (EDELCA) [8]

Nm : exponente que depende de la distancia mínima a masa, ante sobretensiones por maniobra, para ello obtenemos la distancia mínima a masa como sigue:

$$CFO_{sm} = 442 \cdot D_{sman} - 30,4 \cdot D_{sman}^2 + 0,83 \cdot D_{sman}^3 \text{ EC (20)}$$

Donde:

D_{sman} : es la distancia mínima a masa por maniobra[m] y

$$CFO_{sm} = \frac{V_{11} \cdot \sqrt{2}}{(1 - \sigma_{sm} \cdot 3) \sqrt{3}} \cdot Sm \cdot K1 \cdot K2 \text{ EC (21)}$$

Con:

$K2$: factor de corrección por lluvia=1,05 EDELCA [8].

Para un CFO_{sm} =564,1384 KV, D_{sman} =1,4073 m, corregimos el valor de D_{sman} bajo las condiciones ambientales a la que se encuentra como sigue:

$$D_{smancor} = \frac{D_{sman}}{Hd \cdot \delta} \text{ EC (22)}$$

Donde:

Hd : es el factor de corrección de la distancia por humedad para sobretensiones por maniobras=1,0424.

$$D_{smancor} = 1,3828 \text{ m} = D_s$$

Con $D_{smancor}$ procedemos a calcular el exponente Nm a través de

$$Nm = 1,4166 - 0,3031 \cdot D_s + 0,3081 \cdot D_s^2 - 0,001107 \cdot D_s^3 \text{ EC (23)}$$

$$Nm = 1,5837.$$

4.3.1.1 Condición seca

$$CFO_{sm} = \frac{V_{11} \cdot \sqrt{2}}{(1 - \sigma_{sm} \cdot 3) \sqrt{3}} \cdot Sm \cdot Kl \cdot \left(\frac{H_v}{\delta} \right)^{Nm} \text{ EC (24)}$$

CFO_{sm}=418,3796 kV

4.3.1.2 Condición lluviosa

El cálculo de la tensión para esta condición viene dado por la expresión de la ecuación EC (19)

CFO_{sm}=439,2986 kV

4.3.2 Ambiente contaminado:

La tensión crítica disruptiva por sobretensiones de maniobras que debe soportar la cadena de aisladores, ante el nivel de contaminación por donde atraviesa la línea, se determina haciendo uso de la siguiente expresión:

$$CFO_{sm} = \frac{V_{11} \cdot \sqrt{2} \cdot K_s \cdot Sm}{\sqrt{3}} \text{ EC (25)}$$

Tabla N° 6. Tabla resumen ante sobretensiones de maniobras:

Ambiente sin contaminación		Ambiente contaminado
Condición seca $CFO_{fl} = 484,8426 \text{ [kV]}$	Condición lluviosa $CFO_{fl} = 509,0848 \text{ [kV]}$	$CFO_{fl} = 475,12 \text{ [kV]}$

Se recomienda emplear en el proyecto, aisladores de suspensión poliméricos con acoplamiento de bola y rótula, por las facilidades antes mencionadas y por cumplir con las especificaciones técnicas establecidas por CADAFE y las calculadas, como fueron:

➤ **AISLADORES DE SUSPENSIÓN (NGK-Locke, 210kN, serial:E212-SE690-SB) [17]**

- ✓ Distancia de fuga $c_d=7710$ mm
- ✓ Distancia de arco $SA=2125$ mm
- ✓ Sobretensión de frecuencia industrial y ante maniobras= 600 kV.
- ✓ Tensión crítica disruptiva a régimen de impulso atmosférico=1185 kV.

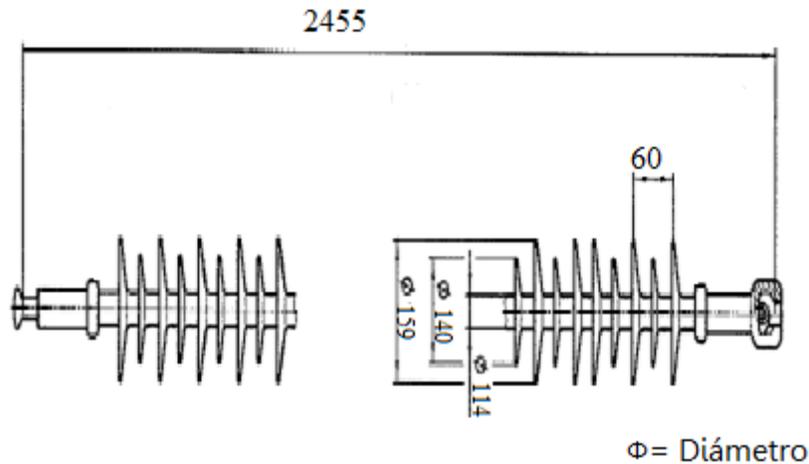


FIGURA N° 3. Dimensiones del aislador polimérico según el fabricante. Medidas en mm

➤ **AISLADORES DE AMARRE (NGK-Locke, 210kN, serial: E212-SL780-SB) [17]**

- ✓ Distancia de fuga $c_d=8695$ mm
- ✓ Distancia de arco $SA=2390$ mm
- ✓ Sobretensión de frecuencia industrial y ante maniobras= 655 kV.
- ✓ Tensión crítica disruptiva a régimen de impulso atmosférico=1325 kV

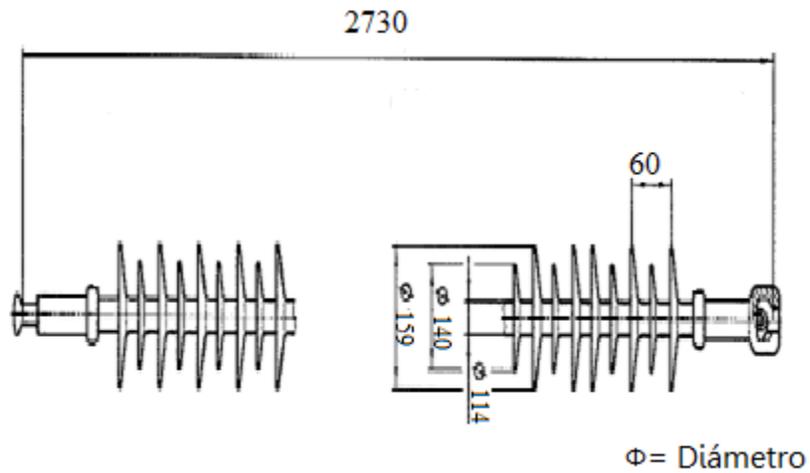


FIGURA N° 4. Dimensiones del aislador polimérico según el fabricante. Medidas en mm

➤ **AISLADORES DE LINEAS PARA POSTES (LINE POST) (NGK-Locke, serial: L2-SL721-13) [17]**

- ✓ Distancia de fuga cd=7344 mm
- ✓ Distancia de arco SA=2210 mm
- ✓ Sobretensión de frecuencia industrial y ante maniobras= 600 kV.
- ✓ Tensión crítica disruptiva a régimen de impulso atmosférico=1180 kV

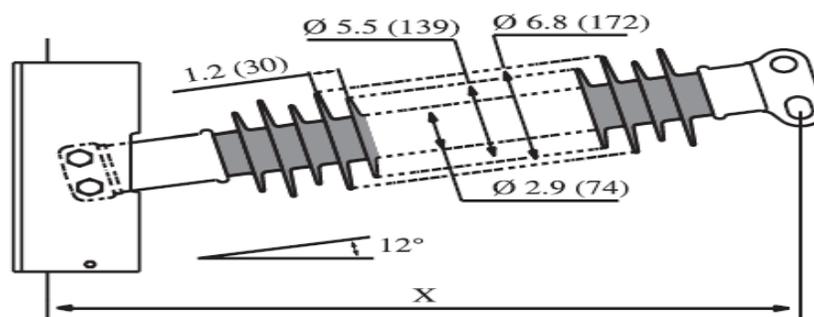


FIGURA N° 5. Dimensiones del aislador polimérico según el fabricante, con x=2423 mm

4.3 Cálculo del aislamiento ante sobretensiones por descargas atmosféricas

Este estudio tiene como objetivo determinar si la cantidad de aisladores obtenidos ante sobretensiones de origen interno (frecuencia industrial y maniobra), se ajusta a los requerimientos del aislamiento por causa de sobretensiones externas, considerando los parámetros físicos y ambientales particulares de esta evaluación. La verificación del aislamiento por sobretensiones atmosféricas se realiza las salidas de servicio de la línea **tasa de salida** debido a eventos ocurridos en:

- Circuitos con cables de guarda
- Circuitos sin cables de guarda

4.4.1 Tasa de salida en circuitos con cables de guarda

4.4.1.1 Tasa de salida por falla de apantallamiento

En este tipo de falla los rayos con suficiente corriente para provocar una falla inciden directamente sobre los conductores cuando el cable de guarda no los protege de las descargas atmosféricas, debido a que el ángulo de apantallamiento no es el adecuado, En la siguiente figura N°6 se muestra un ejemplo ilustrativo del fenómeno a través del modelo electrogeométrico.

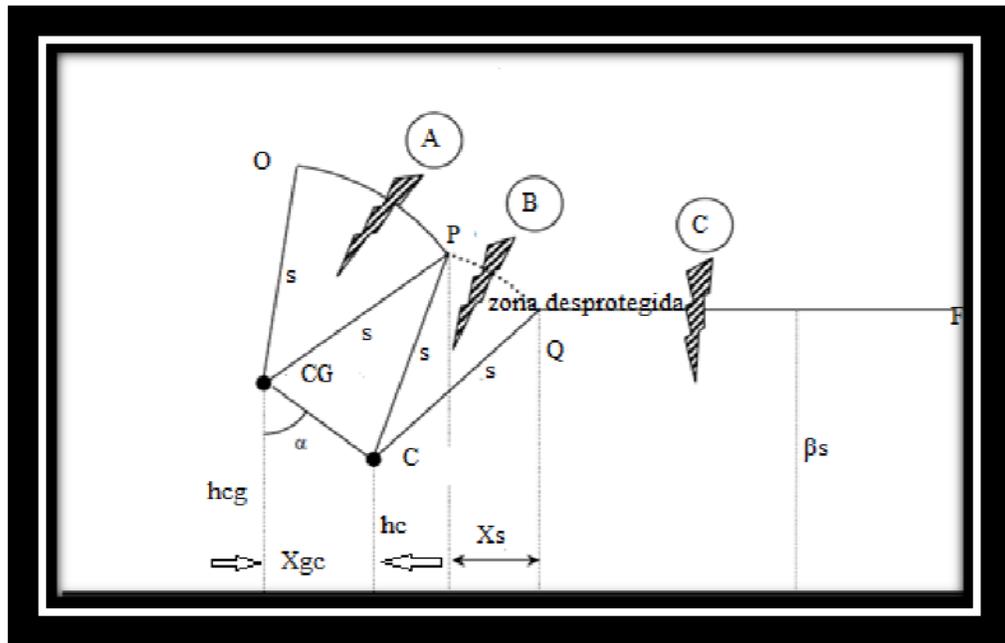


FIGURA N° 6. Modelo electrogeométrico simplificado para fallas de apantallamiento.

La tasa de salida por fallas de apantallamiento puede ser calculado por medio de la siguiente expresión:

$$TSALfa = Ndesc \cdot (P(Imin) - P(Imax)) \text{ fallas/100km-año EC (26)}$$

Donde:

$P(I)$: es la probabilidad de que la corriente I sea excedida, el valor recomendado por el EPRI e IEEE, para que este modelo probabilístico tenga validez es $200Ka$, [9] definiendo a:

$$P(Imax) = \frac{1}{1 + \left(\frac{Imax}{31}\right)^{2,6}} \text{ EC (27)}$$

Con $Imax=200 \text{ kA}$, $P(Imax)=0,0078$

Luego

$$P(Imin) = \frac{1}{1 + \left(\frac{Imin}{31}\right)^{2,6}} \text{ EC (28)}$$

Con una corriente mínima del rayo que puede causar la ruptura del aislamiento, definida así:

$$I_{min} = \frac{2 \cdot V_{dc}}{Z_c} \text{ y } V_{dc} = CFO \cdot \left(\frac{\delta}{H_v} \right)$$

Donde:

CFO: Tensión crítica disruptiva ante descargas atmosféricas de onda negativa= 1185 kV según el fabricante del aislador a utilizar.

Para CFO=1185 kV, Vdc=1387,7456 kV, Imin=4,9665 kA y P(Imin)=0,9915

Ahora determinamos el

$$N_{desc} = \left(\frac{0,04 T^{1,25} \cdot 10^{-1} \cdot X_s}{2} \right) \left(\frac{desc}{100 \text{ km} - \text{año}} \right) \text{ EC (29)}$$

Ndesc: Número de descargas sobre la zona no protegida

T: Nivel cerámico por donde atraviesa la línea= 35

Xs= ancho de la zona no protegida, la cual se puede calcular para el valor mínimo de la distancia de atracción Smin a través de la siguiente ecuación:

$$X_s = S_{min} \cdot (\cos(\theta) + \sin(\alpha_s - \omega)) (m) \text{ EC (30)}$$

Donde:

Smin: es la distancia mínima de atracción, definida como:

$$S_{min} = 10 \cdot I_{min}^{0,65} \text{ EC (31)}$$

Para Imin= 4,9665 kA, Smin=28,3422 (m)

$$\theta = \sin \left(\frac{(\beta \cdot S_{min} - hc)}{S_{min}} \right)^{-1} \text{ rad EC (32)}$$

Siendo:

hc: la altura del conductor más elevado del suelo=30,6 m

β : “Este factor toma en cuenta la fuerte atracción sobre los rayos que el terreno ofrece por su amplitud, que es completamente diferente de la atracción que pueda ofrecer un conductor suspendido a una altura determinada sobre el suelo” [9].

Para niveles de tensión entre 69 y 400 kV.=0,8

Si $\beta \cdot S_{min} < hc$ entonces se hace $\cos(\theta) = 1$

Como se cumple la condición anterior, tomamos $\cos(\theta) = 1$

$$\alpha_s = \tan \left(\frac{X_{cg}}{hc_g - hc} \right)^{-1} \text{ rad EC (33)}$$

Donde:

Xcg: Separación horizontal entre el cable de guarda y el conductor más elevado=3,800 m.

hcg: altura del cable de guarda= 35,64 m

$\alpha_s = 0,6456$ rad

$$\omega = \cos\left(\frac{(hc - hcg)}{\cos(\alpha_s)}\right)^{-1} \frac{1}{2 \cdot Smin} \text{ rad EC (34)}$$

$\omega = 1,4536$ rad

Luego:

Xs= 7,6081 m y el número de descargas sobre la zona desprotegida es:

Ndesc= 1,3372 descargas

Finalmente tenemos que la tasa de salida por fallas de apantallamiento es:

TSALfa=1,3155 fallas/100km-año.

4.4.1.2 Tasa de salidas por descargas retroactivas (Back Flash Over)

Ésta ocurre cuando el rayo incide en forma directa o en las cercanías de las estructuras, o sobre los hilos de guarda, generando un potencial entre la torre y cualquiera de las fases que excede la rigidez dieléctrica de la cadena de aisladores.

Parámetros eléctricos obtenidos para determinar la tasa de salida:

✓ Según su configuración:

$$Z11 = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot hcg}{r}\right) \text{ EC (35)}$$

Z11: Impedancia propia del cable guarda = 535,26 Ω

hcg: la altura del cable de guarda=35,64 m

r: radio del cable de guarda=4,76 E-3 m

$$Z14 = 60 \cdot \ln\left(\frac{D14}{d14}\right) \text{ EC (36)}$$

Z14: impedancia mutua entre el conductor de la fase más alta y el cable de guarda=137,20 Ω

Con:

D14: Distancia del cable de guarda, a la imagen del conductor más elevado

$$D14 = \sqrt{(30,6 + 5,044 + 26,4)^2 + 3,8^2} \text{ EC (37)}$$

$$D14 = 62,16 \text{ m}$$

d14: Distancia del cable de guarda al conductor más cercano

$$d14 = \sqrt{5,044^2 + 3,8^2} \text{ EC (38)}$$

$$d14 = 6,3152 \text{ m}$$

Luego el coeficiente de acoplamiento entre cable de guarda y el conductor de fase es:

$$K = \frac{Z14}{Z11} = 0,26$$

✓ Eléctricos:

Corriente crítica disruptiva I_c

$$I_c = \left(V_{dc} \cdot (1 - \sigma_{SA} \cdot 1,3) \cdot \frac{\delta}{H_v} - \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot V_{11} \right) \cdot \left(\frac{Z11 + 4 \cdot Rt}{(1 - k) \cdot Z11 \cdot Rt} \right) \text{ EC (36)}$$

Donde:

R_t : Resistencia de puesta a tierra = 20 Ω (De acuerdo con lo estipulado por CADAPE)

$$I_c = 88,55 \text{ kA}$$

Porcentaje de rayos (N_c) que exceden que exceden la corriente crítica (I_c) requerida para causar la ruptura viene dado por:

$$N_c = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31} \right)^{2,6}} = 0,062$$

El número de descargas que caen por 100km por año (N_l) es:

$$N_l = \frac{Td \cdot (4 \cdot hcg)}{103,04} = 48,42$$

Finalmente la tasa de salida por 100 km por año (T)

$$T = \frac{N_l \cdot N_c \cdot N_r}{100} = 0,012 \text{ fallas/100km-año}$$

Donde:

N_c : es el nivel ceraúnico de la zona = 35

N_r : porcentaje de rayos que caen directamente sobre la torre

4.4.2 Tasa de salida total en circuitos con cables de guarda

$$T_{salt} = TSALfa + T = 1,3275 \text{ fallas/100km-año}$$

$$TSALT = T_{salt} \cdot longt = 0,96 \text{ fallas/año}$$

Donde:

Longt: es la longitud total de la línea = 72 km

4.5 Verificación de las distancias mínimas:

4.5.1 Ángulo máximo de oscilación:

Para la verificación de las distancias mínimas a masa debe determinarse el ángulo máximo de oscilación de la cadena de aisladores debido a la acción del viento. Como se observa en la Figura N° 7, la oscilación de la cadena es función de las cargas Perpendiculares (P) y Transversales (T) que inciden sobre el conductor y la cadena de aisladores.

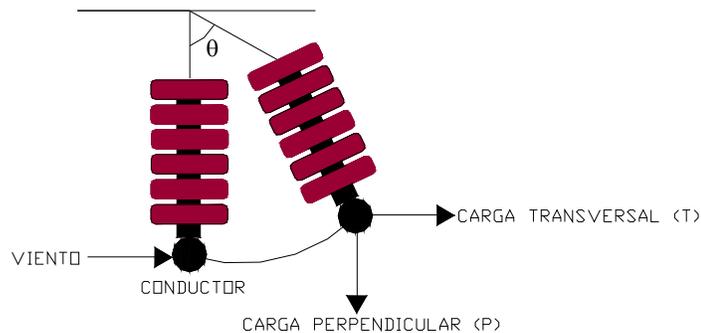


FIGURA N° 6. Oscilación de la cadena de aisladores por efecto del viento.

De la figura 6, tenemos:

$$\theta = \tan\left(\frac{\text{carga transversal}}{\text{carga perpendicular}}\right)^{-1}; \text{ EC (40)}$$

Definiendo:

$$\text{carga transversal} = Pvc \cdot \Phi c \cdot Vm + 0,7 \cdot Acad \cdot Pvcad \text{ EC (41)}$$

$$\text{carga perpendicular} = Vg \cdot Wc + Wcad + Wherr \text{ EC (42)}$$

Donde:

Pvc: Presión del viento sobre el conducto de fase $40,7622 \text{ kg/m}^2$.

Φc : Diámetro del conductor de fase = $0,0320 \text{ mm}$

Vm: Vano medio 400 m

Acad: Área de cadena de aisladores (mm^2)= 0,39 m^2

$Acad = ancho \cdot largo$ EC (43)

Con:

Ancho=140 mm.

Largo= 2730 mm

El factor multiplicativo de 0,7 en la ecuación del ángulo de oscilación de la cadena, toma en consideración que el área de dicha cadena no es rectangular (tal como fue supuesto anteriormente), y que el viento cuando incide sobre ésta, no lo hace sobre todo el área de manera simultánea.

Pvcad: Presión del viento sobre la cadena de aisladores = 68,2266 kg/m^2

Vg: vano gravante= 520 m

Wcad: peso de la cadena de aisladores =16,1 kg

Wherr: peso de los herrajes= 20 kg

Wc: Peso del conductor de fase= 1,667 kg/km .

Carga transversal= 540,3489 kg

Carga vertical= 908,14 kg

$\Phi = 30,75^\circ$.

El ángulo máximo de oscilación de la cadena por efecto del viento obtenido es menor al considerado en la Norma de CADAPE [1] ($62,5^\circ$) para 230 kV, por lo cual, no es necesario colocar contrapesos en las cadenas de suspensión para evitar que el conductor se acerque peligrosamente a la estructura.

4.5.2 Distancias mínimas a masa para torres de suspensión:

Para determinar la distancia mínima a masa según la cadena de aisladores que se han de usar en las torres de suspensión, se analizaron los distintos casos de inclinación de la cadena que se especifican en la norma de CADAPE [1] (0° , 20° y $62,5^\circ$), haciendo uso de la trigonometría de las figuras mostradas en la sección 3.5.2 de los anexos C, donde presenta con detalle los cálculos realizados

Tabla N° 7. Tabla de resultados obtenidos comparando las distancia mínimas establecidas por la norma de CADAFE [1]

Distancia mínima	En reposo	20°	62,5°
Norma (m)	2,63	1,39	0,56
Calculado (m)	3,06	2,12	0,61

En la tabla N° 8, se observa como las distancias mínimas para cada condición cumple con los requerimientos establecidos por la norma de CADAFE [1]

4.5.3 Distancias mínimas a masa para torres de amarre:

De igual forma como se determinó las distancia mínima para las estructuras de suspensión se utilizó las misma metodología de para las estructuras de amarre sin ángulo y con ángulo, los cálculos son presentados en la sección 3.5.3 de los anexos 3

Tabla N° 8. Tabla de resultados obtenidos comparando las distancia mínimas establecidas por la norma de CADAFE [1]

Distancia mínima	Sin ángulo	Con ángulo (62,5°)
Norma (m)	2,63	0,56
Calculado (m)	3,62	3,06

4.5.4 Longitud mínima de la cruceta

Para verificar la longitud mínima de la cruceta, tomaremos como ángulo máximo el estipulado por CADAFE [1] ($\alpha=62,5^\circ$) y empleamos la siguiente expresión:

$$L_c = L_k \cdot \sin(\theta) + d_m = 2,7376\text{m}$$

Con

$L_k = 2,455$ m y $d_m = 0,56$ (norma de CADAFE [1])

Donde la longitud de la cruceta a implementar es de 3m

4.5.5 Distancia mínima horizontal entre fases:

La distancia mínima horizontal entre fases viene dada por la siguiente expresión:

$$D = 0,65 \cdot \sqrt{f + Lk} + \frac{V_{11}}{150} = 3,8273 \text{ m, para una flecha (f) de 10 m}$$

La distancia calculada D, es menor que la separación dada por la torre, la cual es de 7,6 m, por lo cual las dimensiones de las crucetas satisfacen los requerimientos.

CAPÍTULO V

ESTIMACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

5.1 Introducción:

Para garantizar la seguridad y la confiabilidad del servicio de las líneas de transmisión, se debe contar con un buen diseño de puesta a tierra, que permitan canalizar las corrientes de fallas debidas principalmente a descargas atmosféricas sobre las estructuras, para ello se debe contar con elementos que presenten baja impedancia y un estudio de resistividad del suelo. [9]

La resistividad del suelo: es la propiedad que tiene éste, para conducir electricidad, es conocida además como la resistencia específica del terreno. En su medición, se promedian los efectos de las diferentes capas que componen el terreno bajo estudio, ya que éstos no suelen ser uniformes en cuanto a su composición, obteniéndose lo que se denomina "Resistividad Aparente".[9]

Mediante este estudio se establecen los criterios, parámetros y valores límites para estimar los requerimientos de puesta a tierra de las estructuras basados en las normas generales de diseño de líneas de transmisión a 115 y 230 kV [1]

5.2 Factores considerados:

Se debe considerar las siguientes características del terreno y sistemas de electrodos:

- resistividad del terreno
- longitud de los contrapesos
- geometría de la configuración de contrapesos

5.3 Criterios considerados:

- Para determinar la resistencia se estudia la estructura como un sistema aislado, cuya resistencia no debe exceder los 20 Ω , [1]
- Según los valores de resistividad del terreno, se obtienen configuraciones de contrapesos longitudinales, jabalinas o combinación de estas.

Para este estudio se empleará los contrapesos longitudinales de cuatro elementos, cada uno conectado a la respectiva pata de la torre, paralelos al eje de la línea y cuyo diámetro será de 5/16 pulgadas a una profundidad de enterramiento de 0,8 m,[1], por presentar mayores ventajas en cuanto a su instalación y mantenimiento, dando como resultado resistencias de puesta a tierra que varían muy poco con la profundidad del terreno y con variaciones en su diámetro.

5.4 Metodología para la resistencia de puesta a tierra y longitud de los contrapesos

Esta metodología consiste en comparar los valores de resistividad con los indicados por la norma de CADAFE [1] los cuales fueron suministrados por la misma empresa, de las líneas de transmisión a 115 kV (2T) S/E Isiro- S/E Urumaco- S/E Cuajaracume existentes en dicha región, porque en la actualidad no se ha aprobado la ruta definitiva para la línea de transmisión bajo estudio, motivo por el cual no se cuenta con los datos de las mediciones de resistividad del terreno, entonces para obtener un estimado de cómo se debe hacer el arreglo de los contrapesos de tal manera que la resistencia de puesta a tierra sea menor o igual a 20 Ω tal y como lo establece la norma de CADAFE [1] se comparó la resistividad del suelo con las recomendaciones que hace la norma y a través de ella se obtuvo que el arreglo en cuestión es de 4*25 por presentar el suelo de dicha zona una resistividad menor a 1000 $\Omega \cdot m$

5.5 Resultados obtenidos

En la tabla de los anexos D, se muestran los resultados obtenidos para la configuración y la longitud de los contrapesos para los tramos de rutas estudiadas en

este proyecto y en las figuras N°7y 8 se presenta el perfil de resistividad del terreno para cada tramo respectivamente

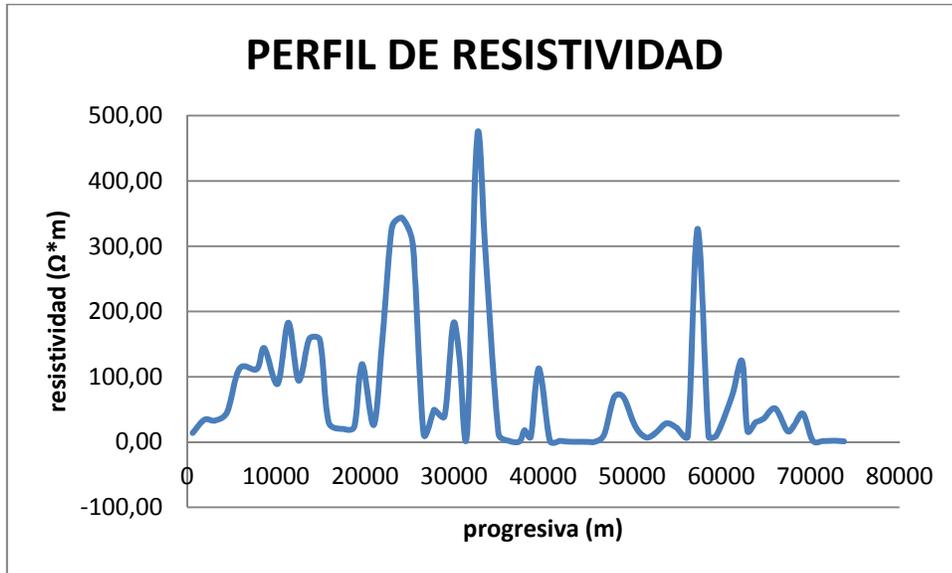


FIGURA N° 7. Perfil de resistividad del terreno entre la S/E Cuajaracume hasta la S/E Isiro.

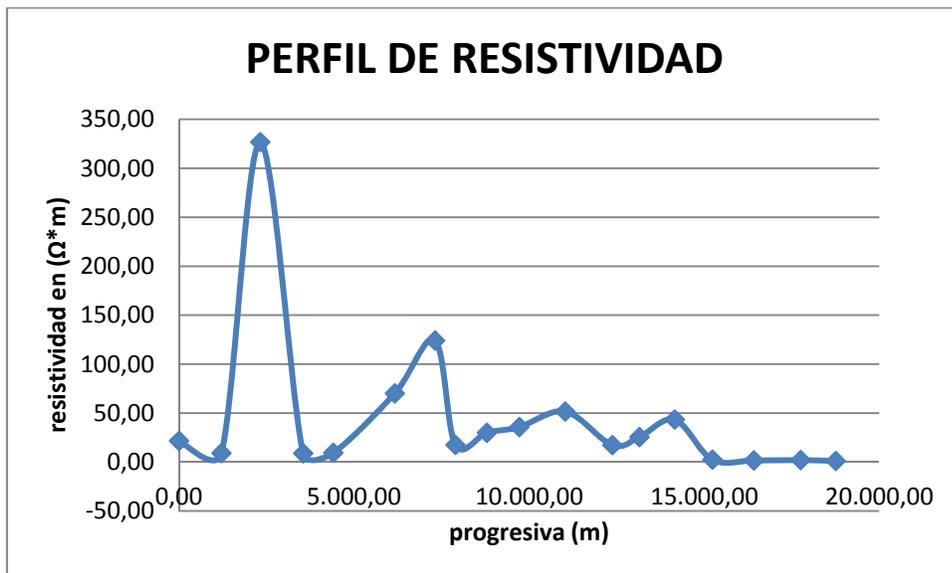


FIGURA N° 8. Perfil de resistividad del terreno entre la S/E Judibana hasta la S/E la Concha

Se puede observar en los perfiles de resistividad como en promedio presenta una resistividad relativamente baja comprendida entre 1 y 450 $\Omega \cdot m$, por lo que la configuración de los contrapesos para la conexión de puesta a tierra, siguiendo las normas de CADAFE son arreglos de 4*25, de tal manera que garantice una resistencia menor a 20 Ω . [1]

CAPÍTULO VI

CÁLCULOS MECÁNICOS DEL CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDA

6.1 Introducción

Las líneas de transmisión deben tener la resistencia mecánica suficiente para soportar las cargas a las que constantemente puedan estar sometidas y que físicamente pueden pronosticarse, considerando factores de seguridad de acuerdo a las normas que aplican para la elaboración de dicho proyecto, según las condiciones del lugar en las que se encuentran las líneas.

Antes de identificar los esfuerzos mecánicos del conductor, vamos a identificar ciertos puntos geométricos del mismo, cuando el conductor se encuentra suspendido entre dos puntos de apoyos, describiendo una curva conocida con el nombre de catenaria, tal como se muestra en la catenaria de la figura 9 entre dos puntos (O y E), [7].

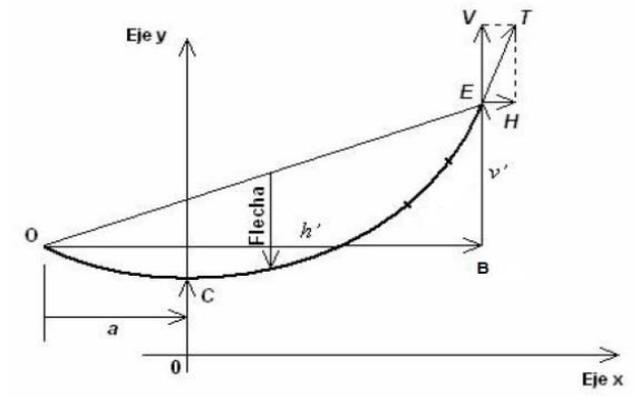


FIGURA N° 9. Catenaria entre dos puntos (O y E).

Dependiendo del sistema de referencia que se tome la expresión que representa la catenaria puede variar, para el caso de la figura 9 se tomo como referencia el punto más bajo de catenaria con el eje "Y", a una distancia "C" del

origen, basado en ese sistema de referencia la ecuación que representa la catenaria viene dada por:

$$y = C \cdot \cosh\left(\frac{X}{C}\right) \text{ EC (44)}$$

Donde:

C: representa el **parámetro de la catenaria**, es una constante que se define como la relación entre la componente horizontal de la tensión del conductor (H) y el peso por unidad de longitud del conductor (W), [7].

$$C = \frac{H}{W} \text{ EC (45)}$$

“Una vez calculado este parámetro y conocido dos puntos extremos a la línea, se puede describir la catenaria en su totalidad” además de describir la catenaria es posible determinar la tensión resultante (T) y la tensión vertical para cada punto de la catenaria, considerando que la tensión horizontal (H) es constante a lo largo del conductor [7], a través de las siguientes expresiones:

$$V = H \cdot \sinh\left(\frac{X}{C}\right) \text{ EC (46)}$$

$$T = H \cdot \cosh\left(\frac{X}{C}\right) \text{ EC (47)}$$

Es fundamental respetar las distancias mínimas, por lo que es de gran importancia determinar el punto más bajo de la catenaria, del sistema de referencia mostrado en la figura 1, el punto más bajo se encuentra a una distancia “a” del origen del vano, el cual se puede obtener con la siguiente expresión:

$$a = \frac{h}{2} - C \cdot \sinh\left(\frac{v}{2 \cdot C \cdot \sinh\left(\frac{h}{2 \cdot C}\right)}\right)^{-1} \text{ EC (48)}$$

Donde “h” y “v” representa las proyecciones horizontales y verticales, tal y como se muestra en la figura 9

Ubicado el punto más bajo de la catenaria es posible determinar las tensiones verticales (V_E) y totales (T_E) en los extremos de la misma, punto E, dichas tensiones coinciden los esfuerzos a las que serán sometidas las estructuras de soporte [7], para el cálculo se emplea las siguientes expresiones:

$$V_E = H \cdot \sinh\left(\frac{h-a}{C}\right) \text{ EC (49)}$$

$$T_E = H \cdot \cosh\left(\frac{h-a}{C}\right) \text{ EC (50)}$$

Otro punto de importancia que se debe identificar de la catenaria es la **flecha**, conocida como la distancia vertical entre el segmento que une los extremos del conductor y cualquier punto de la curva [7], haciendo uso de la siguiente ecuación obtenemos dicho valor:

$$Flecha = C \cdot \cosh\left(\frac{h}{2 \cdot C} - 1\right) \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{v}{2 \cdot C \cdot \sinh\left(\frac{h}{2 \cdot C}\right)}\right)^2} \text{ EC (51)}$$

Debido a que las características mecánicas del conductor varían con las condiciones climatológicas y estas no son constantes, es importante verificar el comportamiento de dichas líneas bajo los efectos de los factores ambientales tomando en cuenta su variación.

6.2 Factores considerados

Para el cálculo mecánico de las líneas de transmisión se debe considerar la presión del viento y las tensiones para los cambios de temperatura a los que constantemente se ven sometidos los conductores, estructuras, herrajes y otros elementos de los apoyos, basándose en las normas de CADAPE [1] donde señalan que los conductores de aluminio 1350 reforzado con aleación 6201 (ACAR) según la configuración de números de hebras, se debe considerar los siguientes factores como valores límites de estado, a los cuales no se debe exceder las siguientes tensiones:

- **Tensión Máxima:**

No debe superar el 50% de la carga de rotura a temperatura mínima y viento máximo.

$$T_{max} = 0.5 \cdot CR(kg) \text{ EC (52)}$$

- **Tensiones Unitarias:**

- **Tensión Inicial:** se debe considerar viento nulo a temperatura media y para el conductor ACAR 1200 MCM 24/13 no debe exceder el siguiente valor

$$T_{inic} = 4.72 \cdot \left(\frac{kg}{mm^2} \right) \text{ EC (53)}$$

- **Tensión final:** se debe considerar viento nulo a temperatura media y para el conductor ACAR 1200 MCM 24/13 no debe exceder el siguiente valor

$$T_{fin} = 3.95 \cdot \left(\frac{kg}{mm^2} \right) \text{ EC (54)}$$

- **Tensión final:** se debe considerar viento nulo a temperatura mínima y para el conductor ACAR 1200 MCM 24/13 no debe exceder el siguiente valor

$$T_{fin} = 4.42 \cdot \left(\frac{kg}{mm^2} \right) \text{ EC (55)}$$

Para el cálculo de las cargas debidas a la presión del viento sobre conductores y cables de guarda, la presión de viento máximo será de 55 kg/m², para ello se deberá determinar la mayor velocidad de viento de 5 minutos con un tiempo de retorno de 100 años para la zona que va a cruzar la línea, dicha presión se determinará a partir de las siguiente expresión:

$$P_v = 0.00472 \cdot (V_{5min})^2 \cdot \left(\frac{kg}{m^2} \right) \text{ EC (56)}$$

Donde:

P_v: presión máxima de viento para el diseño

V_{5min}: velocidad de viento de 5 minutos con un tiempo de retorno de 100 años en km/hr, para efectos de cálculos dicha velocidad a una altura de 10 m corresponde a 83,25 km/hrs, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$V_x = V_y \cdot \left(\frac{h_x}{h_y} \right)^{\frac{1}{7}} \text{ EC (57)}$$

Donde:

Vx: es la velocidad a la altura a la deseada

Vy: velocidad a la altura conocida= 83,25 km/hrs

Hx: altura a la cual se desea calcular la velocidad:

Hy: altura conocida= 10 m.

- o 97,67 km/hrs para los conductores
- o 99,82 km/hrs para el cable de guarda.

En la siguiente tabla se muestra los valores para los distintos estados de estudio:

Tabla N° 9. Valores límites de los estados para el cálculo de tensiones en los conductores según la norma de CADAFE [1].

ESTADO DE	temperatura(°C)	Pv(kg/mm ²)	Tensiones(kg)
Tmax	20	45,03	6162,5
Tinic	30,4	0	2869,76
Tfin	30,4	0	2401,6
Tfin	20	0	2687,36

6.3 Metodología para el cálculo de tensiones en los conductores:

Sabemos que los conductores se ven afectados por el paso de la corriente y además por las variaciones de las temperaturas, tal y como se había mencionado anteriormente, generando sobre el conductor dilatación o contracción al aumentar o disminuir la temperatura en donde se encuentre, para ello es necesario modelar cada estado definido en la tabla anterior a través de la ecuación de cambio de estado, la cual desde el punto de vista físico relaciona las variables de temperatura con las variaciones de longitud del conductor, como se muestra a continuación:

$$\frac{T1 - T2 + \alpha'' SE t1 - \alpha'' SE t2}{SE} = EC \quad (58)$$
$$- \frac{1}{24} \frac{Vf^2 (-W1^2 T2^2 + W2^2 T1^2)}{T1^2 T2^2}$$

Donde:

t1: temperatura del conductor en el primer estado en °C

t2: temperatura del conductor en el segundo estado en °C

T1: tensión del conductor a la temperatura t1 en kg/mm²

T2: tensión del conductor a la temperatura t2 en kg/mm²

S: sección del conductor en mm²

E: modulo de elasticidad final en kg/mm²

α'' : coeficiente de dilatación térmico en 1/°C

Vf: vano medio de diseño o vano ficticio

W1: peso del conductor en el primer estado en kg/m

W2: peso del conductor en el segundo estado en kg/m. El cual viene dado por la siguiente expresión:

$$W2 = \sqrt{(Pv \cdot \Phi)^2 + W1^2} \quad \text{EC (59)}$$

Partiendo de la tensión final como referencia T1= 2687,36 kg, por contar con el módulo de elasticidad final E=6200 kg/mm² y haciendo uso de la ecuación (15), obtenemos las otras tensiones

Tabla N° 10. Valores de tensiones obtenidos por la ecuación de cambio de estado

ESTADO DE	temperatura(°C)	Pv(kg/mm ²)	Tensiones(kg)
Tmax	20	45,03	3113,48
Tinic	30,4	0,00	2544,65

Tal y como se puede apreciar en la tabla 1 las tensiones obtenidas no superan las tensiones establecidas por la norma de CADAFE [1] , para un vano ficticio de 330 m

6.3.1 Parámetros de localización:

Estos parámetros son requeridos para estimar matemáticamente la localización de las estructuras, partiendo de las tensiones obtenidas de la ecuación de cambio de estado y usando la siguiente expresión

$$C = \frac{H}{W} \quad \text{EC (60)}$$

- **Parámetro en caliente:** este parámetro se obtiene calculando la tensión del conductor bajo la hipótesis de de temperatura de operación y viento

nulo, es recomendable sumar a la temperatura del conductor un rango por encima a la temperatura de operación, según las exigencias del conductor debido a efecto creep como lo menciona el catalogo de dicho conductor, para efectos de cálculos se uso 15°C, dicho parámetro responde al siguiente valor:

Para

$T=2057,47$ kg, $Wc=1,667$ kg/m, $C=1234,24$ m

- **Parámetro en frío:** este parámetro corresponde a la tensión del conductor calculada bajo la hipótesis de temperatura mínima y viento nulo ,

Para

$T=2487,42$ kg, $C=1492,15$ m

- **Tensión de cada día del conductor (Tedsc):** este parámetro indica la tensión del conductor bajo las condiciones de viento nulo y temperatura media más un incremento de 5°C debido al paso de la corriente [3]

$Tedsc=2616,29$ kg

6.4 Cálculo mecánico del cable de guarda

Según las especificaciones técnicas del cable de guarda con fibras ópticas OPGW deberá emular mecánica y eléctricamente a los cables de acero de 3/8” que se han venido utilizando para este fin, es decir deberá ser diseñando para garantizar que las estructuras mecánicas de las torres soporten las cargas del cable OPGW, del mismo modo que soportan los cables convencionales, basados en esto podemos verificar sus características a través de los criterios que se describen en la norma [1], para el cálculo mecánico de los cables de guarda tal y como se muestra a continuación:

- **Tensión Máxima:**

No debe superar el 50% de la carga de rotura a temperatura mínima y viento máximo.

$$T_{max} = 0.5 \cdot CR(kg) \text{ EC (61)}$$

Donde:

CR: representa la carga rotura

- **Tensión final:**

Se deberá determinar bajo las condiciones de viento nulo y temperatura mínima, debido a que es de alta resistencia su tensión unitaria no debe exceder a

$$T_{fin} = 15 \cdot A \cdot (kg) \text{ EC (62)}$$

Donde:

A: es el área del conductor en mm^2

Tabla N° 11. Valores límites de los estados para el cálculo de tensiones en el cable de guarda según la norma [1].

ESTADO	temperatura (°C)	Pv(kg/mm)	Tensiones(kg)
Tmax	20	47,03	2450
Tfin	20	0,00	767,1

Tabla N° 12. Valores de tensiones obtenidos por la ecuación de cambio de estado

ESTADO	temperatura (°C)	Pv(kg/mm)	Tensiones(kg)
Tmax	20	47,03	1255,26

6.5 Efecto de elongación permanente:

Sabemos que a medida que circula corriente sobre un conductor suspendido y a demás la temperatura por donde cruza dicho conductor es elevada, éste tiene la capacidad de dilatarse provocando un incremento en la flecha del conductor sobre el punto más bajo y aún más si se encuentra operando bajo condiciones de emergencia, por otro lado el incremento de las pérdidas de rigidez mecánica y el efecto creep provocan sobre el conducto cierta elongación entre sus puntos de apoyos. Tomado como referencia del trabajo de grado del Ing. José Dacio Forja Fernández [5], tenemos que:

El efecto creep: es el alargamiento no elástico del conductor a raíz del cual, este no retorna a la longitud original cuando cesa el esfuerzo de tensión mecánica que

sobre él se ejerce. Este se produce cuando se excede el límite impuesto por el coeficiente de elasticidad propio del material [5]. Entre los factores que pueden modificarlo se tiene:

- La temperatura de operación del conductor
- La tensión mecánica a la que está sometido
- El tiempo que dura cada efecto anterior

6.5.1 Metodología para el cálculo de pérdidas por rigidez mecánica:

“El problema radica en determinar las pérdidas de rigidez mecánicas que experimentan los conductores cuando operan a elevadas temperaturas durante periodos prolongados, basado en la investigación del Ing. José Dacio forja Fernández, donde expresa que un grupo de investigadores adscritos a la publicación de la IEEE conjuntamente con expertos pertenecientes al CIGRE desarrollaron expresiones matemáticas, que fueron aprobadas por J.R. Harvey, a través de un centenar de ensayos en los cuales se comprobó la precisión de dichas expresiones, tal y como se muestra” [5]:

Para conductores de aluminio reforzados con aleaciones de aluminio (ACAR):

$$RACF = \left(RAF \cdot \left(\frac{AA}{A} \right) + RAAF \cdot \left(\frac{AAA}{A} \right) \right) [\%] \text{ EC (64)}$$

Donde:

- ✓ RACF: representa la rigidez mecánica remanente, como un porcentaje de la rigidez inicial, de conductores ACAR.
- ✓ AA: sección transversal de aluminio puro
- ✓ AAA: sección transversal de aleación de aluminio.
- ✓ RAF: rigidez mecánica remanente, como un porcentaje de rigidez inicial, de conductores de aluminio puro (AAC), y viene dada como:

$$RAF = (-0,24 \cdot tc + 134) \cdot Tpo \frac{-(0,001 \cdot tc - 0,095)}{d} \text{ EC (64)}$$

Donde:

- tc: temperatura de operación del conductor en(°C)
- Tpo: tiempo de operación a tc en (h)

- d: diámetro de hebras del conductor en (plg)

$$\text{si } -0,24 \cdot tc + 134 > 100; \text{ EC (65)}$$

Se toma como RAF=100

- ✓ RAAF: rigidez mecánica remanente, como un porcentaje de rigidez inicial de conductores de aleación de aluminio (AAAC) y viene dado por:

$$RAAF = (-0,52 \cdot tc + 176) \cdot Tpo \frac{(0,00012 \cdot tc - 0,128)}{d} \text{ EC (66)}$$

$$\text{Si } (-0,52 \cdot tc + 176) > 100; \text{ EC (22)}$$

Se toma como RAAF=100

Tabla N° 13. Datos empleados para el cálculo:

AA[mm ²]	214,00
AAA[mm ²]	394,00
A[mm ²]	608,00
Tc [°C]	65,86
D [plg]	1,16
Tpo [h]	24,00

De las ecuaciones 3 y 5 se cumple que es mayor a 100, por lo que se tiene para la EC (1) un porcentaje de rigidez final de 99,99% en comparación al inicial, a una temperatura de operación de 65,86 °C

6.5.2. Ecuaciones de predicción de elongación permanente de conductores:

Para predecir la elongación permanente que presentarán los conductores después de haber sido sometidos a ciertas condiciones de trabajo ha sido desarrollada la siguiente expresión publicada en la revista IEEE, aprobada por el comité #22.05 de la CIGRE en su publicación ELECTRA [5], tal y como se muestra:

$$Et = Em + Eg = \left(k \cdot tc^{\beta} \cdot \sigma^{\alpha} \cdot Tpo^{\mu} \right) \cdot \left[\frac{mm}{km} \right] \text{ EC (67)}$$

Donde:

Et: es la elongación permanente del conductor sometido a una tensión mecánica “ σ ” por un período de tiempo “T” y a una temperatura “tc” en [mm/km].

Em: elongación metalúrgica propia del material en [mm/km].

Eg: elongación geométrica propia de la compactación de las hebras que conforman al conductor en [mm/km].

tc: temperatura de operación del conductor en [°C].

Tpo: tiempo de operación en [años].

α , μ , \emptyset : son constante experimentales que de acuerdo al tipo de conductor toma un valor específico, para el ACAR son (1,3; 0,16; 1,4) respectivamente.

σ : tensión por unidad de área en [kg/mm²]

K: constante que depende del material que conforma al conductor, como es aluminio reforzado con aleación de aluminio, toma el valor de

$$k = 0,04 + 0,24 \cdot R \text{ EC (68)}$$

Donde:

$$R = \frac{AA}{A} \text{ EC (69)}$$

Con:

AA: sección de aluminio

A: sección total del conductor

Tabla N° 14. Resultados obtenidos:

R	0,35
K	0,12
Tpo [años]	20,00
Et [mm/km]	531,10

6.6 Localización optimizada de las estructuras

Este estudio se realiza con la finalidad de determinar el número, ubicación y el tipo específico de cada estructura (suspensión o amarre) a colocar sobre el perfil topográfico establecido, considerando una serie de restricciones y criterios propios del cálculo en líneas de transmisión eléctricas aéreas, fundamentados principalmente en la norma de CADAFE. [1]

A la vez se busca que el proyecto sea lo más económico posible, para ellos es necesario aplicar una metodología que permita optimizar los recursos a utilizar en la implementación, por lo que este estudio influye directamente en los gastos asociados en la construcción de dicha obra.

6.6.1 Restricciones para la localización de las estructuras:

Para determinar la solución óptima en la distribución de las estructuras, se deben considerar los siguientes criterios y restricciones, como son:

- Ninguna estructura debe colocarse en algún área previamente restringida, sobre el perfil topográfico utilizado. En algunos casos se puede definir como áreas de costo especial, y la colocación de estructuras en éstas áreas, reflejarán el uso del parámetro de costo "qi" en esa zona en particular. Para el caso de estudio en particular, no fueron definidas zonas con restricciones de costos especiales, sin embargo, se establecieron áreas prohibidas para efectuar la localización. Estas áreas están definidas sobre el perfil topográfico utilizado y se presentan como consecuencia de la presencia de diferentes obstáculos a lo largo del recorrido de la línea, como carreteras, cuerpos de agua y caminos entre otros. Aunque no existe un criterio absoluto y preciso que acote las separaciones horizontales respecto a obstáculos, se ha hecho uso del criterio general de buena ingeniería, con el cual se busca evitar terrenos de inadecuadas propiedades mecánicas, además de que se asegura una adecuada separación a los obstáculos presentes a lo largo del eje de la ruta.
- La capacidad de carga mecánica de las estructuras no debe ser excedida. Esto verificará al comparar las cargas que son aplicadas sobre cada

estructura con los valores máximos permitidos por el fabricante para cada tipo de estructura en cada condición especificada. Para efectos de localización, el programa utilizado busca no sobrepasar los valores de los vanos medio y gravantes máximos permitidos para cada estructura

- Se deberán respetar todas las distancias mínimas verticales definidas sobre el suelo u obstáculos presentes en la ruta para los conductores de fase más bajos. En la siguiente tabla se muestran las distancias mínimas establecidas por la norma de CADAFE [1] que aplican en este tipo de estudio

Tabla N° 15. Alturas mínimas según el trazado de la línea

Terreno cruzado a	Altura mínima (m)
Zonas inaccesible o a personas solamente	7,00
Zonas cultivadas	8,50
Caminos de tierra	8,50
Carreteras asfaltadas	11,00
Líneas de 115 kV	3,75
Líneas de comunicación	4,00

No se debe exceder los valores máximos para la oscilación de la cadena de aisladores

6.6.2 Metodología utilizada para determinar la localización de las estructuras

La formulación matemática para el problema de optimización en la distribución de los soportes de la línea, puede resumirse de la siguiente manera:

Dado el conjunto de restricciones y criterios, se debe encontrar un número de posiciones ($X_i, i= 1, n$) y sus correspondientes estructuras ($T_i, i= 1, n$) para minimizar el costo total de la línea, el valor de "n", representa el número total de estructuras en la línea.

Considerando lo descrito anteriormente, se tiene que la función a minimizar, viene representada por el costo "C" el cual depende de los parámetros "T_i" y "q_i".

El parámetro de costo especial "q_i" indica que el costo de colocar la estructura "i" en su respectiva posición, puede estar afectado por alguna consideración particular en ese lugar.

Para realizar la ubicación técnico-económica de las estructuras de la línea en estudio, se ha hecho uso el programa "PLS-CADD" versión 4.71+. el cual permite evaluar un gran número de alternativas técnicamente factibles que definirán la localización óptima de las estructuras sobre el perfil topográfico seleccionado.

La función básica de las rutinas del programa consiste en encontrar el costo mínimo a través de un grafico de nodos. Cada nodo N_{ij}, representa la mejor solución de costo para una distribución válida de estructuras desde el inicio de la línea hasta la estructura "j" en la posición "i". el costo del nodo se define por medio de la siguiente función de costo:

$$C_{ij} = P_j + \min\{\min[C_{k,1} + F(N_{k,1},i,j)]\} \text{ EC (70)}$$

Donde:

C_{ij}: Costo del nodo N_{ij}

P_j: Costo de la estructura "j"

F(N_{k,1},i,j): Función auxiliar, toma el valor cero (0), si la línea generada al añadir la estructura "j" satisface todas las restricciones y criterios definidos anteriormente. De otra manera se considera un valor finito.

k: Índice de posición. Varía de cero (0) a (i-1)

1: Índice de tipo de estructura. Varía de cero (0) al número total de estructuras.

El algoritmo básico de localización que se utilizó es:

Comenzar a evaluar al inicio de la línea.

Iniciar la posible ubicación en la posición "i".

Evaluar el tipo de estructura "j".

Hallar el tipo de estructura previa y su posición (nodo) tal que genere una solución de mínimo costo sin violar alguna restricción o criterio técnico establecido. Guardar para futura referencia la información de esta solución, incluyendo los tipos de estructuras y sus respectivas posiciones (C_{ij}, N_{ij}).

Finalizar la contabilización de posible estructura "j".

Finalizar la contabilización de la posible ubicación de la estructura "i".

Hacer la búsqueda entre todas las ubicaciones posibles y escoger la más económica.

El algoritmo presentado anteriormente es implementado por la mayoría de los programas digitales de localización de estructuras, incluyendo ciertas técnicas para disminuir los tiempos de ejecución de las operaciones. El uso de estas técnicas hace posible resolver el problema numéricamente empleando computadoras de uso común ya que la limitación práctica del algoritmo se encuentra en la gran cantidad de combinaciones para posición tipo y altura de las estructuras.

En otras palabras, en una línea para la cual existen "m" posibles puntos de ubicación de estructuras y "n" diferentes tipos de estructuras a escoger en cada punto posible de ubicación, el número de combinaciones viables se encuentra en el orden de magnitud "m". Diversos estudios se han referidos a la resolución de problemas de optimización utilizando diferentes técnicas para llevar a cabo el proceso numérico de evaluación, llegando a resultados altamente satisfactorios, la cantidad de combinaciones puede reducirse de "m" a $(m^2 * n^2) / 2$, lo que se traduce en tiempos de ejecución de cálculo mucho menores.

6.6.3 Datos de entrada para la optimización:

La información requerida por el programa para efectuar la localización optimizada de estructura es la siguiente:

- Características del perfil topográfico de la zona, incluyendo áreas restringidas.
- Características de las estructuras a utilizar (dimensiones, costos, vanos de diseño, ángulos máximos de oscilación de la cadena)
- Las distancias mínimas al suelo
- Los valores de presión de viento
- Datos del conductor y cable de guarda

6.6.4 Resultados obtenidos

Los resultados de la localización optimizada se presentan en la sección de los anexos, para los dos tramos en cuestión, en las siguientes tablas se muestran las cantidades de estructuras que se deberían usar en la ejecución del proyecto

Tabla N° 16. Resultados de las estructuras utilizadas entre la S/E Isiro y S/E Cuajarcume

Altura efectiva	tipo	cantidad
18,6	torre de suspensión	1
21	torre de ángulo 30°	14
24	torre de ángulo 30°	1
27	torre de ángulo 30°	2
18	torre de ángulo 60°	1
14,75	Poste de ángulo	3
18,6	torre de suspensión, con un ángulo 5°	1
21,6	torre de suspensión, con un ángulo 5°	1
16,33	poste de suspensión	60
15,6	torre de suspensión	8
18,6	torre de suspensión	44
21,6	torre de suspensión	104
24,6	torre de suspensión	3

En total para esta ruta se utilizaron 243 estructuras, con una cantidad de metros lineales de conductor 1200 MCM 24/13 de 219544 m y cable de guarda OPGW 73050 m

Tabla N° 17. Resultados de las estructuras utilizadas entre la S/E Judibana y S/E la Concha

Altura efectiva (m)	tipo	cantidad
14,75	Poste de ángulo	10
16,33	Postes de suspensión	73

En total para esta ruta se utilizaron 83 estructuras, con una cantidad de metros lineales de conductor 1200 MCM 24/13 de 55744 m y cable de guarda OPGW 18568 m

6.7 Cómputos métricos asociados al proyecto

El objeto de estudio de esta parte es describir un formulario de la lista y cantidad de materiales a ser utilizados en la implementación de la obra, para que en efecto la contratista evalúe en función de los precios existentes en el mercado y presente una carta de proposición, la cual es un documento resumen de la oferta presentada.

En el formulario se describen las características técnicas garantizadas, basado en el modelo presentado por el Documento General de Licitación (Suministro Parcial y Montaje de Líneas de Transmisión 115 y 230kV) [11].

En el siguiente formulario se describe:

Código: indica el código del material

Concepto: indica o describe el parámetro que se desea conocer

Características garantizadas: indicará las características técnicas

Unidad: indica la unidad que se la da al rubro especificado en el punto anterior

Observaciones: indica cualquier descripción u observación, pertinentes al concepto características que garantiza, bien sea nombre, número, folleto, catálogo u otros. En los anexos

CAPÍTULO VII

CARGAS MECÁNICAS SOBRE LAS ESTRUCTURAS

7.1 **Introducción:**

Las estructuras o apoyos para las líneas de transmisión deben estar diseñadas de tal manera que soporte las cargas a las cuales se ven expuestas continuamente, sin presentar deformaciones permanentes o deflexiones excesivas, la norma de CADAFE [1] y según los lineamientos y criterios de diseño para las líneas de transmisión de ENELVEN [1], se establece una serie de criterios que deberán ser tomados para la determinación de las cargas mecánicas sobre las estructuras

7.2 **Tipos de carga consideradas:**

- **Cargas verticales:**
 - Peso de conductores
 - Peso del cable de guarda
 - Peso de aisladores, herrajes, accesorios de los conductores y el cable de guarda, varilla de armado y todo elemento de instalación permanente
 - Peso propio de la estructura
 - Cargas de arranque negativos sobre las estructuras
 - Cargas temporales de construcción y mantenimiento
- **Cargas transversales:**
 - Viento sobre conductores
 - Viento sobre el cable de guarda
 - Viento sobre aisladores, herrajes y todo elemento de instalación permanente
 - Viento sobre la estructura en los ángulos de las líneas
 - Resultante transversal de la tensión máxima de los conductores y cables de guarda

- **Cargas longitudinales:**
 - Viento sobre conductores
 - Viento sobre cable de guarda
 - Viento sobre aisladores, herrajes y todo elemento de instalación permanente
 - Viento en sentido longitudinal sobre la estructura
 - Rotura del conductor
 - Rotura del cable de guarda
 - Diferencia de tensión en el conductor y cable de guarda
 - Tensiones aplicadas sobre barras terminales
 - Cargas de construcción y mantenimiento

7.3 Las hipótesis estudiadas se fundamentaron en las siguientes condiciones:

- ✓ Viento máximo incidiendo de manera perpendicular a la línea (90°).
- ✓ Viento máximo incidiendo de manera oblicua a la línea (45°).
- ✓ Rotura del conductor.
- ✓ Rotura del cable de guarda.

Cabe destacar que según los lineamientos y criterios de diseño para las líneas de transmisión de ENELVEN, estas hipótesis son consideradas las condiciones que exigen mayores esfuerzos a las estructuras. [14]

7.4 Metodología para el cálculo de las cargas mecánicas sobre las estructuras

Para desarrollar el estudio de las cargas sobre las estructuras, se elabora una tabla de cargas con las respectivas ecuaciones que representan las hipótesis antes mencionadas según el tipo de estructuras (de suspensión, de ángulo y terminal)

Tabla N° 18. Carga para estructuras de suspensión.

Hipótesis de carga (kg)	Viento máximo perpendicular a la línea (90°)	Viento máximo oblicuo a la línea (45°)
T1	$F_s * V_m * P_{vcg} * \Phi_{cg}$	$F_s * V_m * P_{vcg} * \Phi_{cg} * \text{sen}(45^\circ)$
P1	$F_s * (V_g * W_{cg} + W_{herreg})$	$F_s * (V_g * W_{cg} + W_{herreg})$
L1	0	$F_s * 2 * F_{cg} * P_{vcg} * \Phi_{cg} * \text{cos}(45^\circ)$
T2	$F_s * (V_m * P_{vc} * \Phi_c + 0,7 * A_{cad} * P_{vcad})$	$F_s * (V_m * P_{vc} * \Phi_c * + 0,7 * A_{cad} * P_{vcad}) * \text{sen}(45^\circ)$
P2	$F_s * (V_g * W_c + W_{cad} + W_{herraje})$	$F_s * (V_g * W_c + W_{cad} + W_{herraje})$
L2	0	$F_s * (2 * F_c * P_{vc} * \Phi_c + 0,7 * A_{cad} * P_{vcad}) * \text{cos}(45^\circ)$
T3	$F_s * (V_m * P_{vc} * \Phi_c + 0,7 * A_{cad} * P_{vcad})$	$F_s * (V_m * P_{vc} * \Phi_c * + 0,7 * A_{cad} * P_{vcad}) * \text{sen}(45^\circ)$
P3	$F_s * (V_g * W_c + W_{cad} + W_{herraje})$	$F_s * (V_g * W_c + W_{cad} + W_{herraje})$
L3	0	$F_s * (2 * F_c * P_{vc} * \Phi_c + 0,7 * A_{cad} * P_{vcad}) * \text{cos}(45^\circ)$
T4	$F_s * (V_m * P_{vc} * \Phi_c + 0,7 * A_{cad} * P_{vcad})$	$F_s * (V_m * P_{vc} * \Phi_c * + 0,7 * A_{cad} * P_{vcad}) * \text{sen}(45^\circ)$
P4	$F_s * (V_g * W_c + W_{cad} + W_{herraje})$	$F_s * (V_g * W_c + W_{cad} + W_{herraje})$
L4	0	$F_s * (2 * F_c * P_{vc} * \Phi_c + 0,7 * A_{cad} * P_{vcad}) * \text{cos}(45^\circ)$

Donde:

T1, L1 y P1 corresponden a las cargas debido al cable de guarda y las restantes, a las cargas debido a los conductores de cada fase.

Fs: Factor de seguridad, se tomó en consideración un factor de seguridad de 1,5 fijado por ENELVEN para cargas en construcción. [14]

Tabla N° 19. Carga para estructuras de suspensión.

Hipótesis de carga (kg)	Rotura de un conductor cualquiera	Rotura del cable de guarda
T1	0	0
P1	$F_s \cdot (V_g \cdot W_{cg} + W_{herrcg})$	$F_s \cdot (V_g \cdot W_{cg} / 2 + W_{herrcg})$
L1	0	$F_s \cdot 100\% T_{edscg}$
T2	0	0
P2	$F_s \cdot (V_g \cdot W_c / 2 + W_{cad} + W_{herraje})$	$F_s \cdot (V_g \cdot W_c + W_{cad} + W_{herraje})$
L2	$F_s \cdot 75\% T_{edsc}$	0
T3	0	0
P3	$F_s \cdot (V_g \cdot W_c + W_{cad} + W_{herraje})$	$F_s \cdot (V_g \cdot W_c + W_{cad} + W_{herraje})$
L3	0	0
T4	0	0
P4	$F_s \cdot (V_g \cdot W_c + W_{cad} + W_{herraje})$	$F_s \cdot (V_g \cdot W_c + W_{cad} + W_{herraje})$
L4	0	0

Tedsc: tensión de cada día del conductor de fase (calculada a temperatura ambiente y sin viento) (kg)

Tedscg: tensión de cada día del cable de guarda (calculada a temperatura ambiente y sin viento)

Tabla N° 20. Carga para estructuras de ángulo

Hipótesis de carga (kg)	Viento máximo perpendicular a la línea (90°)
T1	$F_s \cdot (V_m \cdot P_{vcg} \cdot \Phi_{cg} \cdot \cos(\alpha/2) + 2 \cdot T_{cg} \cdot \sin(\alpha/2))$
P1	$F_s \cdot (V_g \cdot W_{cg} + 2 \cdot W_{herreg})$
L1	0
T2	$F_s \cdot (V_m \cdot P_{vc} \cdot \Phi_c \cdot \cos(\alpha/2) + 0,7 \cdot A_{cad} \cdot P_{vcad} + 2 \cdot T_c \cdot \sin(\alpha/2))$
P2	$F_s \cdot (V_g \cdot W_c + 2 \cdot W_{cad} + 2 \cdot W_{herraje})$
L2	0
T3	$F_s \cdot (V_m \cdot P_{vc} \cdot \Phi_c \cdot \cos(\alpha/2) + 0,7 \cdot A_{cad} \cdot P_{vcad} + 2 \cdot T_c \cdot \sin(\alpha/2))$
P3	$F_s \cdot (V_g \cdot W_c + 2 \cdot W_{cad} + 2 \cdot W_{herraje})$
L3	0
T4	$F_s \cdot (V_m \cdot P_{vc} \cdot \Phi_c \cdot \cos(\alpha/2) + 0,7 \cdot A_{cad} \cdot P_{vcad} + 2 \cdot T_c \cdot \sin(\alpha/2))$
P4	$F_s \cdot (V_g \cdot W_c + 2 \cdot W_{cad} + 2 \cdot W_{herraje})$
L4	0

El factor multiplicativo de 0,7 en la ecuación del ángulo de oscilación de la cadena, toma en consideración que el área de dicha cadena no es rectangular

Tabla N° 21. Carga para estructuras de ángulo.

Hipótesis de carga (kg)	Rotura de un conductor cualquiera	Rotura del cable de guarda
T1	$F_s * 2 * T_{edscg} * \sin(\alpha/2)$	$F_s * T_{edscg} * \sin(\alpha/2)$
P1	$F_s * (V_g * W_{cg} + 2 * W_{herrcg})$	$F_s * ((V_g * W_{cg}/2) + 2 * W_{herrcg})$
L1	0	$F_s * 100\% T_{edscg}$
T2	$F_s * T_{edsc} * \sin(\alpha/2)$	$F_s * 2 * T_{edsc} * \sin(\alpha/2)$
P2	$F_s * (V_g * W_c/2 + 2 * W_{cad} + 2 * W_{herraje})$	$F_s * (V_g * W_c + 2 * W_{cad} + 2 * W_{herraje})$
L2	$F_s * 100\% T_{edsc}$	0
T3	$F_s * 2 * T_{edsc} * \sin(\alpha/2)$	$F_s * 2 * T_{edsc} * \sin(\alpha/2)$
P3	$F_s * (V_g * W_c + 2 * W_{cad} + 2 * W_{herraje})$	$F_s * (V_g * W_c + 2 * W_{cad} + 2 * W_{herraje})$
L3	0	0
T4	$F_s * 2 * T_{edsc} * \sin(\alpha/2)$	$F_s * 2 * T_{edsc} * \sin(\alpha/2)$
P4	$F_s * (V_g * W_c + 2 * W_{cad} + 2 * W_{herraje})$	$F_s * (V_g * W_c + 2 * W_{cad} + 2 * W_{herraje})$
L4	0	0

Donde:

Tc: Tensión del conductor de fase (calculada a temperatura mínima y viento máximo). (kg)

Tcg: Tensión del cable de guarda (calculada a temperatura mínima y viento máximo). (kg).

α : ángulo de deflexión de la estructura = 30° y 60°

Para determinar numéricamente el valor de las cargas sobre las estructuras se usaron los siguientes datos:

Tabla N° 22. Datos empleados para la determinación de las cargas sobre las estructuras:

Tedscg	767,1	Ácad	0,39	Tcg	810,44
Vm	400	Wcad	15,70	fc	10
Pv	45,03	teds	2635,81	fcg	8
Φ_c	0,03202	$\alpha:45$	0,71	$\alpha/2$	60
Φ_{cg}	0,00952	Teds	2635,81	Pvcg	45,37
Wcg	0,407	Tc	2401,60	Vg	520
Wc	1,667	Pvcg	47,03	Wherrc	20
Tcg	810,44	Pvca	68,23	Wherrca	10
fc	10	fcg	54,584	Wcada	16,1

Es importante señalar que estos son los datos para los cuales se consideran las cargas más críticas las que se verán sometidas diariamente las estructuras, al comparar los resultados obtenidos con los parámetros de diseño de las estructuras y verificando que se encuentran por debajo de su capacidad máxima, no es necesario verificar las cargas para las demás condiciones.

De esta manera obtenemos para las estructuras de suspensión y de ángulo las siguientes tablas:

7.5. Resultados obtenidos

Tabla N° 23. De valores de carga para la estructura de suspensión

Hipótesis de carga	Viento máximo perpendicular a la línea (90°)	Rotura de conductor	Rotura del cable de guarda	Viento oblicuo a la línea (45°)
T1	268,64	0,00	0,00	189,95
P1	323,46	323,46	164,73	323,46
L1	0,00	0,00	767,10	7,60
T2	896,00	0,00	0,00	633,57
P2	1352,31	702,18	1352,31	1352,31
L2	0,00	2965,29	0,00	52,43
T3	896,00	0,00	0,00	633,57
P3	1352,31	1352,31	1352,31	1352,31
L3	0,00	0,00	0,00	52,43
T4	896,00	0,00	0,00	633,57
P4	1352,31	1352,31	1352,31	1352,31
L4	0,00	0,00	0,00	52,43

Tabla N° 24. De valores de carga para la estructura de ángulo

hipótesis de carga (kg)	Viento máximo perpendicular a la línea	Rotura del conductor cualquiera	Rotura del cable de guarda
T1	1383,28822	1992,9258	996,4629
P1	338,46	338,46	179,73
L1	0	0	767,1
T2	4842,00521	3423,91719	3953,715
P2	1378,56	728,43	1378,56
L2	0	3953,715	0
T3	4842,00521	3953,715	3953,715
P3	1378,56	1378,56	1378,56
L3	0	0	0
T4	4842,00521	3953,715	3953,715
P4	1378,56	1378,56	1378,56
L4	0	0	0

7.6 Apoyos sencillos

Debido a la gran contaminación salitrosa en el trayecto de las líneas, específicamente en el tramo correspondiente a la península de Paraguaná, donde se ha observado como las estructuras tradicionales de líneas de transmisión existentes en la zona, presentan deterioros físicos, porque no soportan los factores ambientales que se presentan en dicha región, motivado a esto la empresa eléctrica se ha visto en la necesidad de solventar esta situación colocando postes de polietilenos, compuestos de productos de ingeniería y manufactura capaces de soportar los mismos niveles mínimos de cargas que los postes de acero.

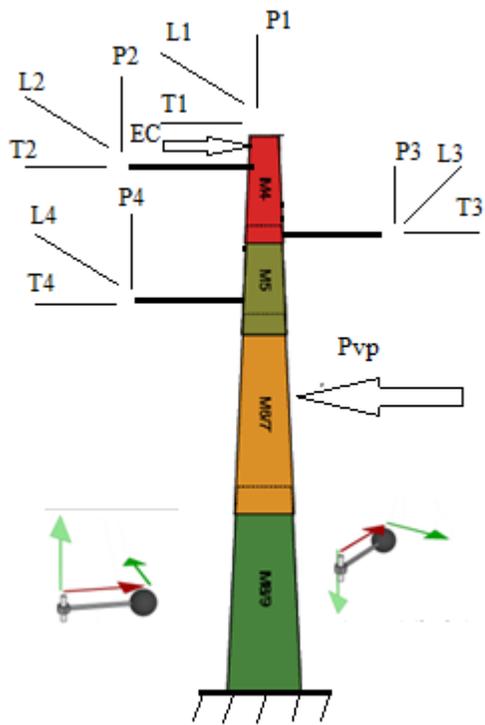


FIGURA N° 10. Poste de polietileno.

7.6.1 Cargas mecánicas sobre los postes:

Al igual que en las estructuras de apoyos, se determina las cargas transversales, longitudinales y verticales, partiendo de las definiciones expuesta en el capitulo anterior y bajo las hipótesis de viento máximo perpendicular a la línea, rotura de conductor cualquiera y rotura de cable de guarda, tal y como se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N° 25. De carga para los postes

hipótesis de carga)kg)	viento máximo perpendicular a la línea (90)	Rotura de conductor cualquiera	Rotura del cable de guarda
T1	268,63	0	0
P1	323,46	323,46	164,73
L1	0	0	767,1
T2	898,83	0	0
P2	1396,11	715,98	1396,11
L2	0	2965,28625	0
T3	898,83	0	0
P3	1396,11	1396,11	1396,11
L3	0	0	0
T4	898,83	0	0
P4	1396,11	1396,11	1396,11
L4	0	0	0

A diferencia de las cargas mecánicas calculadas en el caso anterior, debemos comparar dichas esfuerzos con el esfuerzo en cumbre, aplicando momento en un punto donde converjan el mayor número de fuerzas posibles, para reducir la mayor cantidad de variables

7.6.1.1 Fuerza resultante debido a la presión del viento sobre el poste F_{vp}

$$F_{vp} = P_{vp} \cdot D \cdot L \text{ EC (71)}$$

Donde:

P_{vp} : es la presión del viento sobre el poste, según la norma de CADAFE

$$P_{vca} = 0.0079 \cdot (V_{5min})^2 \text{ EC (72)}$$

Es importante resaltar que esta presión se calculará en el punto medio de la estructura, para ello referimos el valor de la velocidad de 5 min a 10 m, a una

velocidad de 5 min a una altura de 15,2 m por ser este el modelo de poste que emplearemos para describir los cálculos mecánicos que se hicieron

$V_{5\text{min}} = 88,38 \text{ km/hrs}$

D: diámetro promedio de la estructura = 0,612 m

L: altura media del poste 30,4/2 m

De la EC (72) se tiene que $F_{vp} = 552,90 \text{ kg}$

7.6.1.2 Esfuerzo en cumbre:

Para comparar el esfuerzo en cumbre, se verifico que

$$\sum_{i=1}^n M_i = 0 \text{ EC (73)}$$

Donde

M_i : representa los momentos referidos en la zapata de la estructura.

Para evaluar el esfuerzo en cumbre, se consideran dos casos hipotéticos:

- Dirección del viento perpendicular hacia la estructura, en sentido contrario a las agujas del reloj y esfuerzo en cumbre en sentido a las agujas del reloj
- Dirección del viento perpendicular hacia la estructura, en sentido a las agujas del reloj y esfuerzo en cumbre en sentido contrario a las agujas del reloj

Por ser la primera hipótesis la más desfavorable, tal y como se muestra en la figura N°10, presentaremos los cálculos para dicha situación.

La EC (73) la podemos escribir como

$$\sum_{i=1}^4 M_i = \sum_{p_i=1}^n M_{p_i} + \sum_{T_i=1}^n M_{T_i} + \sum_{L_i=1}^n M_{L_i} + M_{ec} + M_{F_{vp}} \text{ EC (74)}$$

Donde:

M_{p_i} : es el momento debido a las cargas verticales

M_{T_i} : es el momento debido a las cargas transversales

M_{L_i} : es el momento debido a las cargas longitudinales

M_{ec} : es el momento asociado al esfuerzo en cumbre

$M_{F_{vp}}$: es el momento debido a la fuerza resultante del viento sobre el poste

✓ **Criterios para la evaluación del esfuerzo en cumbre:**

- Eje de referencia: para el estudio se tomo como eje de referencia la zapata de la estructura, por ser este el punto donde convergen el mayor número de fuerzas.
- Momentos de fuerzas son positivos en sentido contrario a las agujas del reloj y viceversa

Definición de **momento de una fuerza** con respecto a un punto: es un producto vectorial, donde el momento M, es un vector perpendicular al plano determinado por los vectores F y r, tal y como se muestra en la figura 10 dicho momento de fuerza es independiente de su punto de aplicación sobre su recta de acción o directriz

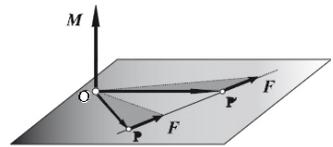


FIGURA N° 11. Momento de una fuerza con respecto a un punto

• **Momento debido a las cargas verticales**

$$\sum_{pi=1}^n M_{pi} = P2 \cdot L \cdot \cos(\beta) - P3 \cdot L \cdot \cos(\beta) + P4 \cdot L \cdot \cos(\beta) \quad \text{EC (75)}$$

Donde:

P2, P3 y P4 son las cargas verticales en cada fase, para efecto de cálculo se asumen iguales

L: Es la longitud de la cadena de aisladores=2477 mm

β : Angulo respecto a la horizontal que forma el aislador=12°

• **Momento debido a las cargas transversales:**

$$\sum_{Ti=1}^n MTi = -T1 \cdot H + T2 \cdot h1 \cdot \cos(\beta) - T2 \cdot \sin(\beta) \cdot h1 + T3 \cdot h1 \cdot \cos(\beta) - T3 \cdot \sin(\beta) \cdot h1 - T4 \cdot h1 \cdot \cos(\beta) - T4 \cdot \sin(\beta) \cdot h1 \quad \text{EC (76)}$$

Donde:

T1 es la carga transversal debido al cable de guarda y T2, T3 y T4 Son las cargas de los conductores de cada fase, asumiéndose estas últimas como iguales

h1: Altura promedio de los conductores=25.4 m

H: Altura completa del poste=30,4 m

- **Momento debido a las cargas longitudinales:**

$$\sum_{Li=1}^n MLi = L1 \cdot H + L2 \cdot h1 \cdot \cos(\beta) + L2 \cdot \sin(\beta) \cdot h1 - L3 \cdot h1 \cdot \cos(\beta) + L3 \cdot \sin(\beta) \cdot h1 + L4 \cdot h1 \cdot \cos(\beta) + L4 \cdot \sin(\beta) \cdot h1 \quad \text{EC (77)}$$

L1 es la carga longitudinal debido al cable de guarda, L2, L3 y L4 son las cargas longitudinales de los conductores por cada fase

- **Momento debido a la fuerza resultante del viento sobre el poste**

$$MF_{vp} = F_{vp} \cdot \left(\frac{H}{2} \right) \quad \text{EC (78)}$$

✓ **Resultados obtenidos para viento máximo**

Tabla N° 26. Resultados de los momentos de fuerzas referidos a la zapata del poste

Momentos debido a	Viento máximo perpendicular a la línea (kg*m)	Rotura del conductor cualquiera (kg*m)	Rotura del cable de guarda (kg*m)
Los esfuerzos verticales	3747,21	1939,92	3747,21
Los esfuerzos transversales	40788,06	0,00	0,00
Los esfuerzos longitudinales	0,00	58012,83	23166,42
La fuerza resultante del viento sobre el poste	8258,05	8258,05	8258,05

Con los resultados conocidos podemos escribir a la EC (4) como;

$$3747.21 \text{ kg} \cdot \text{m} + 40788.0653 \text{ kg} \cdot \text{m} + 8258.053 \text{ kg} \cdot \text{m} - ec \cdot 29.6 \text{ m} = 0 \quad \text{EC (79)}$$

Esfuerzo en Cumbre:

De la ecuación EC (79) nos queda como esfuerzo en cumbre $ec = 1783,56 \text{ kg}$

Para comparar con las especificaciones que establece los catálogos multiplicamos por $9,8\text{m/s}^2$, para llevarlos a Newton

Tabla N° 27. Resultados de los esfuerzos en cumbre referidos a la zapata del poste

Hipótesis	Viento máximo perpendicular a la línea (kN)	Rotura del conductor cualquiera (kN)	Rotura del cable de guarda (kN)
Esfuerzo en cumbre	17,48	22,58	11,64

Para la estructura que se está utilizando como referencia, tenemos un esfuerzo en cumbre de $25,159\text{kN}$, por lo que soporta los esfuerzos a los cuales se verá sometido

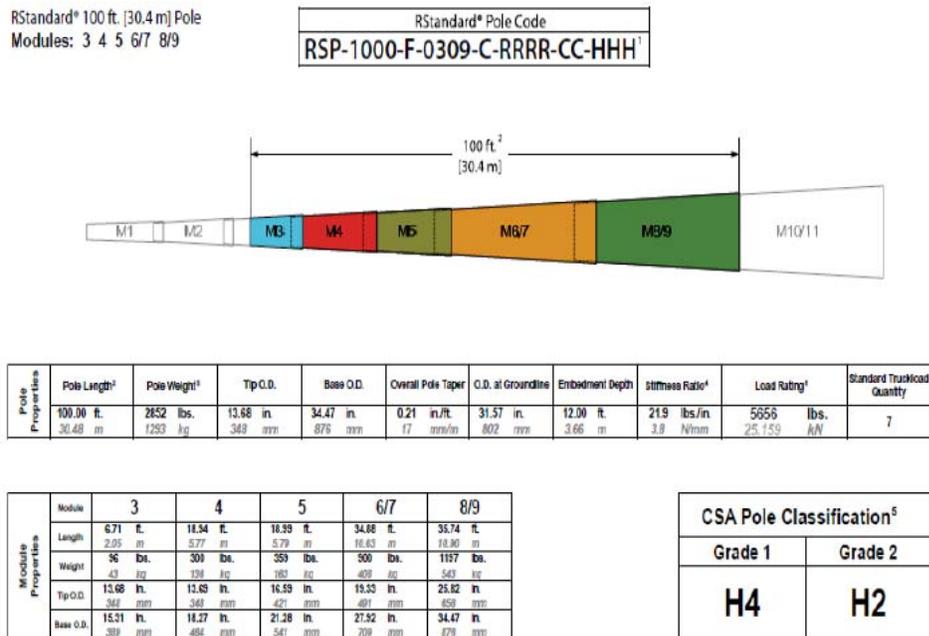


FIGURA N° 12. Poste utilizado como referencia para describir el estudio realizado del esfuerzo en cumbre

CONCLUSIONES

1. El estudio electromecánico de las líneas de transmisión, cuenta con un conjunto de ventajas que facilitarán el desarrollo de dicha obra, por lo que existe fácil acceso a los puntos de trabajos a lo largo de la ruta seleccionada, ya que existen líneas de transmisión paralelas a la ruta previamente seleccionada y centros poblados a lo largo de prácticamente todo el trazado.
2. Debido a que la zona presentan un alto nivel de contaminación provocado principalmente por la ubicación geográfica por donde cruzará la línea específicamente el trazado más cercano a la costa, el nivel de aislamiento que presenta el sistema contempla factores que aumenta en gran medida las dimensiones de las cadenas de aisladores a ser utilizadas aun cuando el nivel cerámico de dicha zona relativamente bajo en comparaciones con otras zonas del país, factor que a la vez hace reducir la cantidad material para los contrapesos utilizados en la conexión de puesta a tierra de las estructuras
3. Incorporar en el proyecto la colocación de poste de polietileno (plástico) fue un estudio nuevo en la empresa, donde tradicionalmente se hacen estos tipos de proyecto con estructuras de acero en formación de celosía, pero motivado a las falla en el sistema de transmisión en dicha región producto de la contaminación que deteriora las estructuras, cadenas o herrajes la empresa se vio en la necesidad de hacer los análisis con dichas estructuras, que según las propiedades señaladas por el fabricante soportan dichas adversidades
4. Realizar la ubicación optimizada de las estructuras a través del programa de simulación PLS-CADD, redujo notablemente los cálculos que se necesitan hacer para ubicar las estructuras así como también disminuyo notablemente los cómputos asociados al proyecto.

RECOMENDACIONES

1. Debido a que el estudio de puesta a tierra se realizó con datos referenciales de las líneas de transmisión es importante realizar un estudio más completo para el arreglo de puesta a tierra de las estructuras una vez que se tenga la aprobación definitiva del proyecto y de la ruta seleccionada.
2. Normalmente CADAFE mediante profesionales en estudios de los suelos, específica como debe realizarse las fundaciones para las estructuras, no se realizó el estudio de las fundaciones, por lo que se recomienda hacer un estudio, en especial para las fundaciones que deben llevar los postes de polietileno
3. Al emplear el programa PLS-CADD para la ubicación optimizada de las estructuras, obtuvimos en general vanos reales menores a 400 m y por ser menores de 400 m, no amerita numéricamente la utilización de amortiguadores, queda a disposición de la empresa colocar los amortiguadores si así lo ve necesario que no va afectar en gran medida las cargas mecánicas de las estructuras pues se considero un factor de seguridad de 1.5 establecido por CADAFE para estudios en proyecto.
4. Es recomendable a la hora de implementar la obra realizar un informe técnico donde describan algún cambio en la ubicación de cualquier estructura en la brevedad posible, pues dependiendo en gran medida de su nueva ubicación esta puede variar bien sea por la carga o la altura que requiere.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] CADAFE. Normas generales de diseño para proyectos de líneas de transmisión a 115 y 230 kV. Dirección de desarrollo. Unidad de normas y estudios. 1985
- [2] IEEE. Std 738. Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. New York-1993.
- [3] Perdomo, C. Proyecto líneas de transmisión a 115 KV doble terna, S/E Barinas I – S/E Socopó (tesis)- Caracas: UCV, 1999.
- [4] González R. Diseño de sistemas de puesta a tierra y de apantallamiento por cable de guarda para el sistema eléctrico de sub-transmisión Guri-Tocoma (tesis) – USB, 2005.
- [5] Forja J. Estudio tecno-económico para la selección de conductores de las líneas aéreas de transmisión de la C.A. Electricidad de Caracas. Saica-Saca. (tesis)- UCV, 1988.
- [6] Abreu A. II congreso venezolano de redes y energía eléctrica. ENELVEN-2009
- [7] Zambrano G. Ingeniería de detalle para el diseño de la línea de transmisión a 115 kV Carúpano-Irapa-Guiria. (Informe de pasantías).Sartenejas: USB, 2009.
- [8] EDELCA. Metodología para el diseño de líneas de transmisión. División de ingeniería de diseños eléctricos. 1997.
- [9] Briceño Jesús H. sistema de conexión a tierra en 60 Hz. Valor máximo de resistencia a tierra determinado para líneas de transmisión con cables de guarda. Publicación. Mérida, ULA.2003
- [10] Real Academia Española. Vigésima segunda edición.
<http://www.rae.es/rae.html> \ [consulta]
- [11] Ruta trazada de la Línea de Transmisión < <http://maps.google.es/>> [imagen]
- [12] Instituto de Nacional de Meteorología e Hidrología. Caracas. 2001

- [13] Mapa de días de tormenta al año en promedio desde el año 1998 hasta el 2002. <<http://prof.usb.ve/mmlozano/descatm.html>>. Imagen.
- [14] ENELVEN. Lineamientos y criterios para el diseño de líneas de transmisión. ID-G101-Revisión Febrero 2009.
- [15] IEC 60071-1993. Insulation Co-ordination. New York-1993
- [16] IEC 815-1986. Guide for selection of insulators in respect of polluted conditions. New York-1986
- [17] Catalogo de aisladores poliméricos del fabricante NGK INSULATORS,LTD. 2008

GLOSARIO

Absorción: pérdida de la intensidad de una radiación al atravesar la materia [10].

Azimut: ángulo que con el meridiano forma el círculo vertical con que pasa por un punto de la esfera celeste o del globo terráqueo [10].

Contrapesos: se refieren a las longitudes de guaya normalmente de acero o conductor enterradas a cierta profundidad conectadas en las patas de las estructuras para mejorar la resistencia de de conexión de puesta a tierra [1]

Densidad: magnitud que expresa la relación entre la masa y el volumen de un cuerpo [10].

Dilatación: aumento de la longitud, superficie o volumen de un cuerpo por separación de las moléculas con disminución de su densidad [10].

Elasticidad: propiedad general de los cuerpos sólidos, en virtud de las cual recobran más o menos completamente su extensión y forma, tan pronto como cesa la acción de la fuerza que las deformaban [10].

Emisividad: capacidad de un material de emitir energía radiante [10].

Viscosidad: propiedad de los fluidos que caracteriza su resistencia a fluir, debido al rozamiento de sus moléculas [10].

Cadenas de orientación: son cadenas de aisladores en suspensión que facilitan la orientación de los puentes de conexión en las estructuras de ángulos grandes ($>30^\circ$) [1]

Capacidad de carga máxima (Kg): es la carga para la cual el elemento que recibe la carga se deforma plásticamente en el momento en que se la aplica la fuerza [1]

Factor de seguridad: es un incremento asignado a las cargas aplicadas para cubrir cualquier dispersión esperada en las propiedades de los materiales y en los procedimientos de montajes y mantenimiento [1]

Tensión inicial (Kg): es la tensión del conductor o cable de guarda al instante de de ajustar el conductor o cable de guarda según la flecha estimada en el proyecto [1]

Tensión final (Kg): es la tensión del conductor tiempo después de que ha ocurrido su elongación debido al efecto creep [1]

Tensión máxima (kg): es la mayor de las tensiones que se espera soporte el conductor o cable de guarda de las hipótesis consideradas [1]

Tensión unitaria (kg/m²): representa la relación entre la tracción del conductor o cable de guarda y su sección total para cierta condición [1]

Definiciones de vanos

Vano medio: se define como el promedio de los vanos adyacentes a una estructura [1], se determina con la siguiente expresión:

$$V_{m2} = \frac{V_{12} + V_{23}}{2}$$

Donde :

V_{m2} : Vano medio de la estructura 2

V_{12} : Vano entre la estructura 1 y 2

V_{23} : Vano entre la estructura 2 y 3

Vano viento: viene dado por la distancia horizontal del conductor que contribuye con las cargas transversales sobre las estructuras, debido a la acción del viento, se calcula con la siguiente expresión

Vano gravante: es la distancia horizontal del conductor de dos puntos reales o ficticios del mismo, entre dos vanos adyacentes. También se conoce como vano de diseño debido a que contribuye con las cargas verticales aplicadas a las estructuras, viene dado con las siguientes expresiones según el tipo de estructura:

- Estructuras de suspensión

$$V_g = V_m + c \cdot \left(\frac{Ha}{Va} + \frac{Hb}{Vb} \right)$$

Donde

V_g : Vano gravante

V_m : Vano medio

C: Parámetro en frío del tramo

Ha: Diferencia de altura entre los puntos de sujeción del conductor en la estructura y su contigua anterior

Hb: Diferencia de altura entre los puntos de sujeción del conductor en la estructura y su contigua posterior

Va: Vano anterior

Vb: Vano posterior

- Estructuras de amarre

$$V_{ga} = \frac{V_a}{2} + P_a \cdot \left(\frac{Ha}{Va} \right)$$

$$V_{gb} = \frac{V_a}{2} + P_b \cdot \left(\frac{Hb}{Vb} \right)$$

Donde

V_{ga} : Vano atrás

V_{gb} Vano adelante

$V_g = V_{ga} + V_{gb}$: Vano gravante resultante

ANEXOS