

**UNIVERSIDAD CENTRAL
VICERRECTORÍA ACADÉMICA**

CARRERA DE INGENIERÍA CIVIL

**MODELAMIENTO DE UNA TORRE DE TRANSMISIÓN, PARA
CAMBIO DE MÉNSULAS DE ACERO A AISLADORES
EPOXICÓS**

**TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN MODALIDAD DE TESIS PARA OPTAR POR EL GRADO
ACADÉMICO DE LICENCIATURA EN INGENIERÍA CIVIL**

ESTUDIANTE:

LUIS FERNANDO ROJAS VALERIN

TUTOR: ING. ANDREA MARÍA CALDERON CERDAS

SEDE METROPOLITANA, COSTA RICA

MARZO, 2025

CONTENIDO

DEDICATORIA	VIII
AGRADECIMIENTOS	IX
RESUMEN.....	X
CAPÍTULO I. PROBLEMA.....	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS.....	3
1.2.1 <i>Objetivo general</i>	3
1.2.2 <i>Objetivos específicos</i>	3
1.2 JUSTIFICACIÓN	4
1.4 ANTECEDENTES.....	5
1.4.1 <i>Antecedentes nacionales</i>	5
1.4.2 <i>Antecedentes internacionales</i>	10
1.5 PROYECCIONES.....	19
1.5.1 <i>Alcances</i>	19
1.5.2 <i>Limitaciones</i>	20
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	21
2.1 DEFINICIONES	24
2.2 COMPONENTES DE LAS TORRES DE TRANSMISIÓN	26
2.3 DIFERENTES CONFIGURACIONES DE TORRES	26
2.4 HERRAMIENTAS INGENIERILES.....	27
2.5 PROBLEMAS MECÁNICOS CAUSADOS POR LA CORROSIÓN	30
2.6 MÉNSULAS DE ACERO	35
4.2.6 PRUEBA DE CARGA EN MÉNSULAS.....	44
2.7 AISLADORES EPÓXICOS.....	45
2.8 CARGAS MECÁNICAS DE LOS CONDUCTORES	60

2.9 DISEÑO Y ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA.....	66
2.10 ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA.....	78
2.11 CÓDIGOS DE RESTRICCIÓN	86
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO.....	89
3.1 ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN	90
3.2 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN	90
3.3 FUENTES DE INFORMACIÓN	91
3.3.1 SUJETOS DE INFORMACIÓN.....	92
3.4 VARIABLES DE ANÁLISIS.....	92
3.5 INSTRUMENTOS.....	95
3.6 PROCESO PARA LA RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS.....	96
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	97
5.1 ¿POR QUÉ REALIZAR LA SUSTITUCIÓN A AISLADORES EPÓXICOS, QUE VENTAJAS ME DAN RESPECTO A LAS MÉNSULAS DE ACERO?	98
5.2 MODELAMIENTO ESTRUCTURAL DE LA TORRE DE TRANSMISIÓN.....	99
5.3 COMBINACIONES DE CARGA	108
5.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA ESTRUCTURA CON LAS MÉNSULAS DE ACERO.....	113
5.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA ESTRUCTURA CON LOS EPÓXICOS.....	117
CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES.....	124
REFERENCIAS	126
BIBLIOGRAFÍA.....	128
ANEXOS.....	133

TABLAS

Tabla 1: Características conductor Grosbeack.....	60
Tabla 2: Espesor mínimo de los miembros.....	66
Tabla 3: Razones de esbeltez máximas.....	67
Tabla 4: Factores de carga “ f_c ”	71
Tabla 5: Coeficiente de respuesta de ráfaga.....	74
Tabla 6: Coeficiente de arrastre para estructuras tipo H	74
Tabla 7: Coeficiente de arrastre para conductores.....	74
Tabla 8: Descripción de los códigos de restricción.....	88
Tabla 9: Variables de la investigación por objetivo específico.....	94
Tabla 10: Hipótesis de carga	108
Tabla 11: Hipótesis de carga	119

FIGURAS

Figura 1: Ubicación de la torre y la Ruta Nacional N°2.....	23
Figura 2: Entorno de la torre.....	23
Figura 3: Componentes de las Torres de Transmisión.....	26
Figura 4: Diferentes configuraciones de Torres de Transmisión.	26
Figura 5: Interfaz del PLS TOWER.....	28
Figura 6: Técnicos Líneas Transmisión (Huetar Brunca), Grupo ICE.....	29
Figura 7: Técnicos Líneas Transmisión (Huetar Brunca), Grupo ICE.....	29
Figura 8: Pérdida de resistencia.....	30
Figura 9: Fragilización del material.....	31
Figura 10: Deformación plástica.....	31
Figura 11: Desgaste acelerado.....	32
Figura 12: Fallo en las uniones.....	33
Figura 13: Corrosión galvánica.....	34
Figura 14: Ménsulas triangulares con indicios de corrosión.....	34
Figura 15: Ménsulas cuadradas con indicios de corrosión.....	34
Figura 16: Diagrama Esfuerzo – Deformación para aceros A36 y A572.....	35
Figura 17: Requisitos de tracción acero A36.....	36
Figura 18: Requerimientos químicos acero A36.....	37
Figura 19: Grosor o tamaño máximo acero A572.....	37
Figura 20: Requisitos de tracción acero A572.....	38
Figura 21: Contenido de aleación A572.....	38
Figura 22: Requerimientos químicos acero A572.....	39
Figura 23: Torre de transmisión LT Rio Macho-San Isidro.....	40
Figura 24: Árbol de cargas.....	41
Figura 25: Estabilidad por viento.....	42
Figura 26: Estructura de remate.....	43
Figura 27: Pivot Horizontal-V.....	47
Figura 28: Curva de carga.....	48
Figura 29: Instrucciones de carga.....	49

Figura 30: Calificaciones verticales	50
Figura 31: Configuración de prueba con método de peso libre	52
Figura 32: Resultados de prueba con método de peso libre: deflexión versus carga aplicada	53
Figura 33: Configuración de prueba con método de punto fijo	54
Figura 34: Resultados de prueba con método de punto fijo: deflexión versus carga aplicada	55
Figura 35: Configuración de prueba con método de simulación de campo	56
Figura 36: Resultados de prueba con método de simulación de campo: deflexión versus carga aplicada	57
Figura 37: Resultados de prueba: deflexión de extremo de línea de ensamblaje versus carga aplicada	58
Figura 38: Plano de aislador epóxico 230 KV marca SEDIVER utilizado en líneas de transmisión del grupo ICE	59
Figura 39: Curva de aplicación del aislador SEDIVER 230 KV	59
Figura 40: Conductor Grosbeack.....	60
Figura 41: Amortiguador Stockbridge	63
Figura 42: Amortiguamiento en estructura de LT Rio Macho-Moin	64
Figura 43: Amortiguador marca SALVI para conductor doble	65
Figura 44: Maniobras de tensado de conductor (flechado)	65
Figura 45: Requisitos químicos y marcas en la cabeza.....	68
Figura 46: Resistencia a la tracción.....	68
Figura 47: Resistencia al corte	69
Figura 48: Longitud del cuerpo completo para pernos	69
Figura 49: Mapa de velocidades del viento en Costa Rica	73
Figura 50: Cargas de viento sobre el conductor	75
Figura 51: Temperatura máxima estaciones meteorológicas del IMN - ICE.....	76
Figura 52: Temperatura media estaciones meteorológicas del IMN - ICE	77
Figura 53: Temperatura mínima estaciones meteorológicas del IMN - ICE	77
Figura 54: Formula del diseño a compresión.....	79
Figura 55: Diseño a compresión elementos en patas.....	79

Figura 56: Formula miembros a tracción	80
Figura 57: Determinación de ruptura (Corte de bloque)	81
Figura 58: Formulas otros miembros compresión axial y pandeo	81
Figura 59: Formula otros miembros a tracción axial y pandeo	82
Figura 60: Formula miembros redundantes.....	83
Figura 61: Capacidad de aplastamiento	84
Figura 62: Distancias mínimas agujeros.....	85
Figura 63: Distancias mínimas agujeros.....	85
Figura 64: Códigos de restricción	86
Figura 65: Códigos de restricción	87
Figura 66: Curva valores L/r	87
Figura 67: Análisis de STAKEHOLDERS	95
Figura 68: Diagrama de flujo del proyecto	96
Figura 69: Interfaz para la escogencia de los parámetros métricos y los archivos de perfiles de acero y los grupos de perfiles en software PLS TOWER.....	99
Figura 70: Interfaz para la escogencia de los datos generales para el análisis en base al ASCE 10 en software PLS TOWER	99
Figura 71: Interfaz para las propiedades del acero en software PLS TOWER	100
Figura 72: Interfaz para las propiedades para los perfiles milimétricos en software PLS TOWER	100
Figura 73: Interfaz para las propiedades de los pernos en software PLS TOWER	101
Figura 74: Interfaz para las propiedades de los aisladores en suspensión en software PLS TOWER	101
Figura 75: Modelamiento de la estructura desde cero con el software PLS TOWER..	102
Figura 76: Estructura terminada	103
Figura 77: Reporte de la verificación geométrica	104
Figura 78: Verificación geométrica en la estructura.....	104
Figura 79: Reporte de la verificación geométrica con la optimización realizada	105
Figura 80: Verificación geométrica en la estructura realizada la optimización	106
Figura 81: Nodos de los puntos de aplicación de cargas	107
Figura 82: Elementos de sujeción	107

Figura 83: Árbol de cargas condición H1	109
Figura 84: Árbol de cargas condición H2.....	110
Figura 85: Árbol de cargas condición H3.....	111
Figura 86: Interfaz para la asignación de los casos de carga.....	112
Figura 87: Interfaz para la asignación de las cargas puntuales para cada hipótesis...	112
Figura 88: Cargas puntuales H1	113
Figura 89: Cargas puntuales H2.....	113
Figura 90: Cargas puntuales H3.....	114
Figura 91: Resumen de esfuerzos máximos por cada caso de carga	114
Figura 92: Resumen del uso de aisladores	115
Figura 93: Peso de la estructura en N	115
Figura 94: Colores de % de uso	116
Figura 95: Deformación geométrica ante las hipótesis de carga	116
Figura 96Figura 96: Estructura con los epóxicos.....	117
Figura 97: Visualización de toda la estructura con los epóxicos.....	118
Figura 98: Cargas puntuales H1	120
Figura 99: Cargas puntuales H2.....	120
Figura 100: Cargas puntuales H3.....	121
Figura 101: Resumen de esfuerzos máximos por cada caso de carga	121
Figura 102: Resumen del uso de aisladores	122
Figura 103: Peso de la estructura en N	122
Figura 104: Colores de % de uso	123
Figura 105: Deformación geométrica ante las hipótesis de carga	123

DEDICATORIA

Se la dedico al Dios todo poderoso y a la virgencita que siempre me han acompañado y siempre me brindan esa luz de esperanza para seguir adelante y son testigos de muchas dificultades que pase en mi vida para lograr llegar hasta aquí, así como a mi familia que nunca me han abandonado y han sido mi amparo en todo momento de mi vida y siempre me han motivado a seguir adelante y nunca claudicar y sobre todo a mi hija Camila que es la persona que más amo en este mundo y por la cual lucho día a día para seguir adelante y la que me da las ganas de superarme.

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a Dios y a la virgencita por esas intervenciones divinas cuando las cosas se ponían difíciles y me daban esa luz para seguir adelante.

Agradezco infinitamente a mis padres por todo el apoyo que siempre me han brindado en toda mi vida y que gracias a ellos soy lo que soy y es a ellos a quien les voy a entregar este título porque son los que más se lo merecen.

Agradezco enormemente a todos los compañeros de trabajo con los que he compartido en mi vida laboral, porque siempre me han brindado el apoyo y siempre he recibido solo palabras de aliento para seguir adelante y llegar hasta acá, y algunos de los cuales me brindaron su apoyo en la realización de esta tesis aconsejándome y evacuándome dudas que me han servido de mucho en la realización de este trabajo de graduación.

Un agradecimiento especial a mi tutora la Ing. Andrea Calderón Cerdas por ayudarme, colaborarme y guiarme con sus consejos en el desarrollo de este trabajo de graduación.

RESUMEN

El presente trabajo analiza los beneficios de reemplazar las ménsulas de acero tradicionales por aisladores epóxicos en estructuras de transmisión eléctrica. La investigación se centra en evaluar las propiedades mecánicas, la durabilidad y el comportamiento estructural de los aisladores epóxicos en comparación con las ménsulas de acero. Se realiza una simulación con el software PLS TOWER para determinar la resistencia de la estructura al cambio por los aisladores epóxicos en sus 3 fases y en ambos circuitos, con lo cual se analiza el comportamiento estructural de la estructura bajo diversas condiciones de carga.

Los resultados indican que los aisladores epóxicos ofrecen una alternativa viable y eficiente, con ventajas significativas en términos de peso reducido, menor mantenimiento y mayor resistencia a la corrosión. Se concluye que la implementación de aisladores epóxicos puede mejorar la eficiencia y la sostenibilidad de las infraestructuras de transmisión eléctrica.

Las simulaciones confirmaron que los aisladores epóxicos pueden soportar cargas elevadas sin comprometer la integridad estructural de las torres de transmisión. En conclusión, la tesis demuestra que el reemplazo de las ménsulas de acero por aisladores epóxicos ofrece numerosos beneficios técnicos, económicos y ambientales. La implementación de aisladores epóxicos puede mejorar la eficiencia, la durabilidad y la sostenibilidad de las infraestructuras de transmisión al proporcionar una solución innovadora y viable para la industria.

CAPÍTULO I. PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las líneas de transmisión constituyen un factor indispensable para el desarrollo del país, por lo cual la infraestructura para la transmisión debe destacarse por ser segura y confiable. La infraestructura de las líneas de transmisión es soportada por las torres de transmisión, las cuales a su vez deben ser capaces de soportar las distintas acciones a las que se verán sometidas a lo largo de su vida útil.

La falla de alguno de los elementos puede representar grandes pérdidas a nivel económico o incluso humano, la caída de las líneas podría derivar en la suspensión del suministro de energía eléctrica en hospitales, escuelas, fábricas y casas de habitación. Por esta razón, un factor importante para el diseño de las torres de transmisión es su ubicación, esta dictará la magnitud de los efectos climatológicos por los cuales deberá pasar la estructura.

En este caso se investigó una línea ubicada en Ochomogo, Cartago, y, debido a los factores climáticos y los efectos causados por los gases de la industria y vehiculares, la estructura ha sido víctima de una corrosión peligrosa en partes importantes, lo cual significa un gran riesgo para la integridad de la estructura y a su vez se pone en riesgo la continuidad del sistema eléctrico del país. Es necesario tener un sistema robusto y en excelentes condiciones para mantener un adecuado funcionamiento a nivel nacional, por lo cual se realizará el análisis para evitar peligros inmediatos y a futuro que pongan en riesgo la seguridad operacional.

Debido a la importancia de estas estructuras, se decidió analizar el cambio de ménsulas de acero por aisladores epóxicos, esto garantizará que los problemas por corrosión serán mucho menores, casi a un nivel nulo. La función de estos aparatos es procurar un buen funcionamiento mecánico de la estructura, y a la vez reducir las necesidades de mantenimiento.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo general

Realizar un modelamiento estructural de una torre de transmisión tipo celosía de la LT Rio Macho-Este, referente al cambio de ménsulas de acero a aisladores epóxicos, en pos de un correcto funcionamiento debido a los factores mecánicos y factores ambientales a los que se encuentra sometida la estructura.

1.2.2 Objetivos específicos

- Mitigar los problemas de corrosión, para garantizar una mayor vida útil y aumentar la durabilidad y seguridad de la estructura.
- Analizar desde una perspectiva mecánica si el cambio provoca una mayor resistencia a la corrosión, un menor peso generando una reducción de carga en la estructura, mejor absorción de vibraciones y cargas dinámicas, una mayor durabilidad y vida útil y menores necesidades de mantenimiento.
- Identificar posibles problemas con base al modelamiento en donde partes de la estructura requerían reforzamiento en la estabilidad de la estructura.
- Realizar una optimización adecuada de la vida útil de la estructura en miras de una correcta seguridad operacional.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Definir con precisión las variaciones que sufren las estructuras de transmisión es de suma importancia para obtener un desarrollo exitoso a través del tiempo, el cual se debe de tener un control preciso que conduzca a resultados eficaces y a su vez evitar fallas. El trabajo se realizará sobre la LT Rio Macho – en donde se ubican de vital importancia para la circulación vial, así como para la industria (Ruta Nacional N°2, el Alto de Ochomogo).

Gracias a un modelado y análisis apropiados posible determinar la viabilidad de la estructura, se toman en cuenta factores como tener una mayor resistencia a la corrosión, reducir de costos de mantenimiento, mejora en la durabilidad y seguridad, mayor eficiencia energética y cumplimiento de normativas ambientales. Estos factores no solo mejoran la operación y mantenimiento de las torres, sino que también contribuyen a una infraestructura más sostenible y segura mientras se cumplan siempre con los requerimientos de diseño y de seguridad, lo cual conduce a una mejor estimación de los resultados. Con este análisis se sabrá el comportamiento real de la estructura con el cambio realizado y así se trabajan por el buen funcionamiento operacional de la estructura.

Para que lo anterior suceda, es necesario realizar un análisis de calidad, esto tanto por la seguridad del personal que realizara el trabajo, así como la importancia para el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de contar con estructuras que cumplan las normas de diseño y que funcionen de la mejor manera. Un análisis adecuado permite conocer el estado de seguridad de la estructura y obtener información que enriquezca el conocimiento sobre el estado propio de cada estructura y al fin de cuentas afinar las metodologías y los cálculos para lograr una concepción mejor y más segura de los trabajos. De aquí surge la decisión de planificar e implementar el cambio y así determinar las actividades por realizar.

1.4 ANTECEDENTES

1.4.1 Antecedentes nacionales

Primer antecedente

En 1949, el año de la fundación del ICE, la cobertura del servicio eléctrico en Costa Rica alcanzaba solamente a 14 de cada 100 habitantes del país. No existía un sistema eléctrico capaz de proveer a todo el territorio nacional, en cambio eran varios y pequeños sistemas que daban el servicio de forma aislada e ineficiente, y, al mismo tiempo, persistían problemas para construir plantas y líneas de distribución. Se autoriza la reproducción del texto e imágenes citando fuente original.

Se presentó al Gobierno un plan para cambiar esa situación y se propuso construir grandes plantas hidroeléctricas junto con la construcción de un sistema de líneas de transmisión y distribución eléctrica que poco a poco fuera conectando todas las plantas disponibles con los centros de consumo. El plan consistió en solucionar la falta de electricidad primero en el Valle central y luego construir una red de plantas y líneas interconectadas entre sí. Después de conseguida esta meta, el siguiente paso fue extender dicha red más allá del Valle central, hasta conectar todo el país.

Este proceso se desarrolló entre 1953 y 1958 con la construcción de la primera gran obra por parte del ICE: la planta hidroeléctrica La Garita, esta tenía una potencia de 30.000 KW e igualó la capacidad en conjunto de todas las plantas que operaban en ese momento en el país. Todas las fases de consolidación del proyecto, estudios de factibilidad, diseño y construcción fueron realizados por el ICE y con financiamiento nacional, algo inédito en Costa Rica hasta esa fecha.

Con la puesta en operación de La Garita se solucionó la crisis eléctrica que existía en el Valle central desde la década de 1930, además de iniciar con el proceso de construcción de una red de transmisión y distribución interconectada. En la década de 1960 el ICE

construyó dos importantes obras de generación hidroeléctrica: las plantas de Río Macho en 1963 y la de Cachi en 1966, estos proyectos permitieron la consolidación de un sistema interconectado y fue el inicio del proceso de expansión de la red de transmisión a regiones como Pérez Zeledón, Puntarenas y Guanacaste. Dicho avance en el desarrollo eléctrico se convirtió en un factor decisivo para el impulso industrial, comercial, cultural y social que experimentó el país entre los años de 1960 y 1970. Luego de continuar con los planes de desarrollo eléctrico, el ICE orientó sus esfuerzos a explotar los recursos hidroeléctricos en la región de Guanacaste.

Dicho esfuerzo institucional significó la consolidación de tres nuevas plantas en esa provincia: Arenal en 1979, Miguel Dengo en 1982 y Sandillal en 1992. Las tres plantas fueron construidas en una forma semejante a la de una cascada, porque se abastecen de las aguas del embalse Arenal, construido también por el ICE entre 1973 y 1979. Una vez que las aguas del embalse Arenal son utilizadas en la generación eléctrica, pasan a formar parte del Proyecto de Riego Arenal –Tempisque y abastecen de agua una parte de las llanuras de Guanacaste, la región más árida del país.

En los años posteriores la generación hidroeléctrica se convirtió en la base de la matriz energética costarricense, se sumaron nuevas construcciones, como las plantas Ventanas-Garita en 1987, Toro I y II en 1995 y 1996, respectivamente, Angostura en el 2000, Cariblanco en 2007, Pirrís 2011, Toro III en 2012 y Reventazón en 2016. Del mismo modo, en la década de 1990 el ICE incursionó en fuentes de energía alternativas con la inauguración de la planta geotérmica Miravalles (nombrada posteriormente Alfredo Mainieri Protti).

La energía geotérmica es constante y no sufre de variaciones provocadas por los cambios climáticos, y, por lo tanto, es un complemento idóneo del sistema hidroeléctrico. Ing. Alfredo Mainieri Protti. Otros proyectos alternativos a la generación por agua (hidroeléctrica) y por el calor de la tierra (geotermia) son las energías solar y eólica. En el primer caso, desde inicios de la década de 1990, la instalación de paneles solares se puso en práctica para solucionar las necesidades energéticas de las zonas rurales,

alejadas de las líneas de transmisión y distribución. Además, en el año 2012 se logró poner en funcionamiento el Parque Solar Miravalles, el primero de su especie en el país y en Centroamérica. Fue diseñado como planta de respaldo de reacción inmediata, solo para atender emergencias por eventuales incidentes mayores en el sistema y también el ICE construyó la Planta Térmica Garabito, en Montes de Oro de Puntarenas, la única planta de generación de combustibles fósiles (diésel) del país.

En cuanto a la generación eólica, la producción eléctrica por medio de la energía del viento tuvo su primera planta en Costa Rica y en Latinoamérica en el año 2002 cuando fue inaugurada Tejona, en Tilarán de Guanacaste. La consolidación de una matriz energética con cuatro fuentes renovables provocó que en los últimos diez años el país casi no necesite de la generación eléctrica con plantas de diésel. En este período de tiempo el 99.95% de la electricidad generada en Costa Rica se origina con la fuerza del agua, el calor de la tierra, el movimiento del viento y la luz del sol, de esta forma, el país se convierte en uno de los pocos países del mundo que no necesitan de las energías producidas con fuentes no renovables y contaminantes.

El Sistema de Transmisión del ICE es la red de alta tensión que permite trasladar la electricidad desde los centros de generación eléctrica del país a todos los centros de distribución. Es un sistema compuesto por subestaciones eléctricas y una red con 2383 kilómetros de líneas de alta tensión, 5.240 torres y 68 subestaciones que funciona con voltajes de 138 y 230 kilovoltios y cada torre puede tener más de 30 años de vida útil.

El Sistema de Transmisión soporta el Sistema Eléctrico Nacional, además de las interconexiones con los países vecinos de Centroamérica, México y próximamente con Colombia. El Negocio Electricidad del ICE cuenta con un sistema de transmisión robusto y seguro responsable de garantizar el transporte de electricidad desde los centros de generación hasta los centros de distribución que respalda este nivel de cobertura, el Sistema Eléctrico Nacional del Grupo ICE es uno de los más confiables en América Latina, responsable de que el país tenga ocho años sin salidas. (abril 2007). (GRUPO ICE, 2024)

Segundo antecedente

La región de Centroamérica tiene una extensión territorial de 522 760 km², una población cercana a los 50 337 000 habitantes y está compuesta por Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Se encuentra interconectada con el Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIEPAC) y se rige por un Mercado Eléctrico Regional (MER) entre los países centroamericanos y México, SIEPAC, el cual fue visualizado por los gobiernos centroamericanos y de España en 1987 con el Plan Puebla-Panamá. Los primeros estudios realizados hasta 1995 demostraron el potencial de oportunidades para la región de llevarse a cabo una integración eléctrica entre los países. En 1996, los gobiernos centroamericanos junto con el de España y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) firmaron el tratado marco para la ejecución del SIEPAC y la formulación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional.

A pesar de los progresos en la zona, aún existen importantes retos en materia energética derivados de la desigualdad presente entre los países, a pesar de ello, hubo avances de gran importancia especialmente después de los años noventa. Entre ellos se encuentran el acceso a la electricidad, utilización de recursos energéticos renovables y un aumento de la confiabilidad del sistema regional debido a la interconexión de los países, esto debido a que el contexto sociopolítico de la región ha cambiado profundamente, lo cual propició mejores condiciones políticas para la consolidación del Mercado Eléctrico Regional. La utilización de fuentes renovables en el mercado eléctrico regional se ha hecho mostrar avances en temas de descarbonización gracias a la no utilización de fuentes no renovables. (Marcha, 2022)

Tercer antecedente

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución. Todos los elementos del SEN están completamente interconectados en un solo sistema de transmisión. El Sistema de Transmisión se extiende desde Peñas Blancas (frontera con Nicaragua) hasta Paso Canoas (frontera con Panamá) y desde Puerto Limón en el Caribe hasta Santa Cruz.

En la Península de Nicoya, desde 1996, desaparecieron los sistemas de distribución aislados y el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cubre todo el país. Desde año 2017, el país dispone de un total de 2 375 km de líneas de transmisión, distribuidos en 1723 Km de enlaces en 230 kV y 652 km de 138 kV. El sistema se interconectó por primera vez con Nicaragua en 1982 y con Panamá en 1986, mientras que en el 2011 se conectó el circuito del Anillo de la Amistad, y en octubre del 2014 entró en operación el último tramo de la línea SIEPAC, que une los seis países de la región centroamericana. La capacidad de transformación del país es de 11 035 MVA, de los cuales 4 662 MVA corresponden a transformadores reductores, 4 202 MVA a elevadores, 2 091 MVA a autotransformadores y 80 MVA a reactores para control de tensión. (Dirección Corporativa de Electricidad, 2018)

Cuarto antecedente

Para el suministro de los servicios básicos necesarios para mantener el suministro eléctrico las comunidades se han construido una serie de estructuras que permiten proporcionarla. El necesario equilibrio entre las necesidades y disponibilidades de electricidad depende de los condicionamientos relativos al entorno natural y a las actividades humanas desarrolladas, y, por ello, se ha buscado la mejor manera de distribuir la energía hasta la más pequeña población, esto con la ayuda de las líneas de transmisión eléctrica.

El hecho de mantener un servicio constante de electricidad hace necesario para el ICE verificar el estado y comportamiento de esas estructuras, resulta imprescindible encontrar procesos eficientes. Definir con precisión el movimiento o las variaciones que afectan estas estructuras (torres de transmisión) es de suma importancia para el desarrollo exitoso de estudios y proyectos de ingeniería, un control poco preciso conducirá a resultados erróneos y pronósticos deficientes, lo cual puede finalmente provocar fallas graves en las estructuras. (Barboza, 2016)

Quinto antecedente

El territorio nacional cuenta con unas de las coberturas eléctricas más importantes de Latinoamérica, el 99,43% del país posee electricidad tanto en hogares como en industrias, el servicio del ICE cuenta con un sistema de transmisión robusto y seguro que garantiza el transporte de electricidad desde los centros de generación hasta los centros de distribución. El Sistema Eléctrico Nacional del Grupo ICE es uno de los más confiables en América Latina y es responsable de mantener al país (abril 2007).

En Costa Rica la red de transmisión suma más de 2,192 kilómetros en trayectoria eléctrica y cerca de 1640 km de servidumbre compuesta por líneas de transmisión que recorren todo el país, así como subestaciones eléctricas. El Sistema de Transmisión soporta el Sistema Eléctrico Nacional, además de las interconexiones con los países vecinos de Centroamérica, México y próximamente con Colombia. Entre las principales características de la red se encuentran: calidad del Servicio Eléctrico, disponibilidad de transporte de la energía a través de las redes, seguridad de abastecimiento de la demanda, poca interrupción del flujo eléctrico, atención de consultas, tramites, facturación y demás relaciones con los clientes. (Gomez, 2019)

1.4.2 Antecedentes internacionales

Primer antecedente

En los primeros días de la energía eléctrica comercial, la transmisión de energía eléctrica al mismo voltaje que la iluminación y las cargas mecánicas restringían la distancia entre la planta generadora y los consumidores. En 1882 la generación estaba con corriente continua (CC), cuya tensión no se podría aumentar fácilmente para la transmisión a larga distancia, las diferentes clases de cargas (por ejemplo, iluminación, motores fijos y sistemas de tracción / ferrocarriles) requerían diferentes voltajes y, por lo tanto, utilizaban diferentes generadores y circuitos.

Debido a esta especialización de las líneas la transmisión era ineficiente para los circuitos de baja tensión y alta corriente, por lo que los generadores debían estar cerca de sus

cargas. La transmisión de energía eléctrica con corriente alterna (AC) se hizo posible después gracias a Lucien Gaulard y John Dixon Gibbs, quienes en 1881 construyeron un generador secundario, uno de los primeros transformadores provisto de una relación de giro de 1:1 y un circuito magnético abierto.

La primera línea de CA de larga distancia tenía 34 kilómetros de largo, construida para la Exposición Internacional de 1884 de Turín, Italia, fue alimentada por 2 kV, 130Hz y contaba con varios generadores secundarios Gaulard con sus devanados primarios conectados en serie. Estos se encargaban de alimentar lámparas incandescentes, y el sistema demostró la viabilidad de la transmisión de energía eléctrica de CA a largas distancias.

A finales de la década de 1880 y principios de 1890 se produciría la fusión financiera de empresas eléctricas más pequeñas en unas pocas corporaciones más grandes, como Ganz & AEG en Europa y General Electric y Westinghouse Electric en los EE.UU. Estas empresas continuaron desarrollando sistemas de CA, pero la diferencia técnica entre los sistemas de corriente continua y alterna seguiría a una fusión técnica mucho más prolongada, debido a la innovación en los Estados Unidos.

Del mismo modo, en Europa predominaba la economía de escala de la corriente alterna con plantas generadoras muy grandes conectadas a cargas a través de transmisión de larga distancia, pero lentamente se desarrolló la capacidad de conectar los sistemas con todos los sistemas de energía. Se incluyeron sistemas de CA monofásicos, sistemas de CA polifásicos, iluminación incandescente de bajo voltaje, iluminación de arco de alto voltaje y motores de CC existentes en fábricas y tranvías; prácticamente un sistema universal.

La primera transmisión de corriente alterna monofásica de alto voltaje tuvo lugar en Oregon, en 1890, cuando se entregó energía desde una planta hidroeléctrica en Willamette Falls a la ciudad de Portland, 22.4 kilómetros río abajo. La primera corriente alterna trifásica con alto voltaje tuvo lugar en 1891 durante la exposición internacional de electricidad en Frankfurt, una línea de transmisión de 15 kV, de aproximadamente 175 kilómetros de largo.

Los voltajes utilizados para la transmisión de energía eléctrica aumentaron a lo largo del siglo XX. Para 1914, cincuenta y cinco sistemas de transmisión operaban cada uno a más de 70 kV estaban en servicio, siendo el voltaje más alto utilizado entonces fue de 150 kV, al permitir la interconexión de múltiples plantas generadoras en un área amplia, lo cual redujo el costo de producción de electricidad. Las plantas disponibles más eficientes podrían usarse para suministrar las cargas variables durante el día, se mejoró la confiabilidad y se redujo el costo de inversión de capital porque la capacidad de generación de reserva se podía compartir entre muchos más clientes y un área geográfica más amplia.

La rápida industrialización del siglo XX hizo que las líneas y redes de transmisión eléctrica crecieran en la mayoría de las naciones industrializadas, la interconexión de plantas de generación local y pequeñas redes de distribución fue impulsada por los requisitos de la Primera guerra mundial. Grandes plantas generadoras de electricidad fueron construidas por los gobiernos para suministrar energía a las fábricas de municiones, posteriormente estas plantas generadoras se conectaron para abastecer cargas civiles mediante transmisión a larga distancia.

A partir de la introducción de la transmisión con corriente alterna trifásica a fines del siglo antepasado, la cantidad de energía transmitida, la longitud de las líneas y la tensión de transmisión han aumentado constantemente. En 1896 se instaló una línea de 25 kV en Estados Unidos, en 1905 entró en servicio una línea de 60 kV entre la planta hidroeléctrica de Necaxa y la ciudad de México, esto constituyó en aquel momento la tensión más elevada en el mundo, en 1913 las tensiones de transmisión subieron a 150 kV, en 1923 a 220 kV, y en 1935 a 287 kV, en Estados Unidos, en 1952 entró en servicio un sistema de 400 kV en Suecia, en 1958 uno de 500 kV en la Unión Soviética y en 1965 una línea de 735 kV en Canadá.

Las tensiones más altas actualmente en servicio son del orden de 1000 KV. A mediados de la década de los cincuenta del siglo pasado se desarrolló el primer sistema de transmisión con corriente continua a alta tensión, hoy conocido como HVDC, en este la energía eléctrica se genera con corriente alterna y la tensión se eleva mediante un

transformador al valor necesario y se rectifica para realizar la transmisión con corriente continua; en el extremo receptor se sigue el proceso inverso.

La primera instalación de este tipo para explotación comercial entró en servicio en Suecia en 1954, transmitía 20 MW a una distancia de 97 km a través de un cable submarino a una tensión de 1000 KV. Actualmente existen en servicio líneas aéreas de corriente continua con tensiones entre hilos de 800 kV y están en construcción los primeros proyectos a 1,100 kV de corriente continua; sin embargo, una limitación de la transmisión con corriente continua es que no se ha desarrollado hasta la fecha un interruptor económico para corriente continua a alta tensión que impulse la interconexión de sistemas de corriente continua multipunto, razón por la que se ha supeditado esta técnica mayormente a la transmisión entre dos puntos. (HYEE, 2019)

Segundo antecedente

Las líneas de transmisión son un medio de transporte que permite entregar energía a grandes distancias, desde las centrales de generación hacia los centros de consumo mediante una disposición de conductores, torres de transmisión, aisladores, cable de guarda y accesorios para transmitir electricidad entre dos puntos de un sistema. En las últimas décadas el uso de la electricidad se ha convertido en una necesidad básica en los hogares, centros comerciales, medios de transporte y grandes plantas industriales, lo cual ha traído consigo una creciente demanda de energía eléctrica y nuevas tecnologías de la industria como las energías renovables, gas natural, una investigación del mercado peruano muestra una matriz diversificada con precios competitivos. Se requiere es un servicio eléctrico seguro, continuo, confiable y de calidad, las líneas de transmisión en sus distintos niveles de tensión transmiten se encargan de distribuir la energía eléctrica.

Desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo, las líneas de transmisión entregan energía a grandes distancias mediante una disposición de conductores, torres de transmisión, aisladores y accesorios para transmitir electricidad entre dos puntos de un sistema. Pueden ser transportadas por medio aéreo, subterráneo y marítimo a cientos de kilómetros, estas cubren grandes extensiones geográficas.

En Perú, según el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, las tensiones recomendadas para Alta Tensión van desde 60 kV hasta 220 kV y en Extra Alta Tensión llegan hasta 500 kV. Las líneas de transmisión y las subestaciones eléctricas están entrelazadas, porque establecen los niveles de tensión, es decir, se eleva o reduce la tensión mediante un transformador de potencia. Las empresas eléctricas representativas de transmisión son: Consorcio Transmántaro S.A., Red Eléctrica del Sur S.A. (REDESUR), Interconexión Eléctrica Isa Perú (ISAPERU), Eteselva S.R.L., Etenorte S.R.L., Consorcio Energético Huancavelica (CONENHUA), Red de Energía del Perú S.A. (REPSA), Abengoa Transmisión Norte S.A., Abengoa Transmisión Sur S.A. (Serquen, 2019).

Tercer antecedente

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas. Lo anterior se hace por medio de líneas de transmisión formada por conductores usualmente de acero, cobre o aluminio, diferentes tipos de subestaciones (elevadoras de tensión, maniobra, distribución) así como diversos equipos de protección de líneas.

En el año 2013, Guatemala presenta el reto de ampliar la capacidad del Sistema Nacional Interconectado, debido a la siempre creciente demanda de energía, para la cual se necesita la conexión de nuevas centrales generadoras, que, por lo general, se encuentran retiradas de los centros de carga. Debido a esto, se está trabajando en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, este busca por medio de la construcción de múltiples líneas de transmisión con el fin de mejorar la continuidad, confiabilidad y flexibilidad del sistema antes mencionado; se tiene previsto terminar las obras en el 2022.

La realización de dichos proyectos trae consigo el análisis de múltiples variables a tomar en cuenta en miras de garantizar la eficiencia del proyecto al costo más bajo. El estudio por separado de cada una de las variables de diseño en una tarea descomunal, por lo tanto, se hace necesario el uso de una computadora, la cual ayudará a analizar la gran cantidad de datos comprendidos en la realización de un diseño óptimo.

La función del diseño de las líneas de transmisión de energía eléctrica es construir sistemas seguros y se toma en consideración el incremento en el consumo y conserva un tiempo de buena calidad del servicio suministrado al menor costo posible. Al construir una línea de transmisión se consideran cuestiones básicas como la longitud de la línea, la cual mientras entre más larga es, deberá ser más alto voltaje con el objetivo garantizar su eficiencia.

Los criterios decisivos para el diseño eléctrico de una línea de transmisión son el número de circuitos, el tipo y la sección del conductor, el espaciamiento entre los conductores, el régimen térmico de funcionamiento y el nivel de aislamiento. Dichos criterios atraviesan un cuidadoso proceso de selección, ya que estos tienen efectos sobre la impedancia de la línea, en las pérdidas por efecto joule, corona y en la caída de tensión. Resulta indispensable para terminar la calidad de la línea.

El diseño eléctrico determina el tipo, tamaño y número de conductores por fase. Los conductores de fase tienen capacidad térmica para satisfacer las corrientes a transmitir en forma continua, sobrecargas de emergencia y las capacidades de corriente de cortocircuito. Para líneas de muy alta tensión (superiores a 230kV) se determina el número de conductores por fase, óptimo para controlar el gradiente de potencial en la superficie del conductor y así eliminar o reducir el efecto corona; además se contabilizan el número de discos aisladores dependiendo del tipo, suspensión o retención el espacio libre entre fases y de fase a torre con el fin dotar a la línea de suficiente aislamiento.

El aislamiento de la línea debe soportar sobretensiones transitorias debidas a rayos y a operación de conexión y desconexión, incluso cuando los aisladores estén contaminados con neblina, sal o residuos industriales, también los espacios libres deben ser suficientes debido a las oscilaciones de las líneas por acción del viento. El número, tipo y ubicación de los hilos de guarda se seleccionan para interceptar descargas atmosféricas, que, de lo contrario, chocarían con los conductores de fase. Asimismo, se puede reducir la resistencia al pie de la torre mediante el uso de varillas clavadas en la tierra o con un conductor enterrado paralelo a la línea. La altura de la línea se selecciona para satisfacer las distancias libres de conductor a tierra y para controlar el campo eléctrico al nivel del suelo y su potencial de choque eléctrico. (GUERRA, 2013).

Cuarto antecedente

La demanda de energía eléctrica es creciente en el tiempo y está supeditada al crecimiento natural de la población, al desarrollo industrial y tecnológico y al crecimiento de las urbes en una región determinada. En efecto, el crecimiento energético de los países casi siempre es mayor al crecimiento económico medido a través del PIB, sobre todo en los países emergentes o en vías de desarrollo como Chile.

Los sistemas de transmisión de potencia, en particular en Chile, están bien desarrollados gracias al plan de electrificación que impulsó en su oportunidad la CORFO (empresa estatal) a principios de la década de los cuarenta (1940 – 1950), precisamente en el año 1943, oportunidad en que se creó la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), para desarrollar la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica. Esta responsabilidad de ENDESA se mantuvo por muchos años, hasta que el estado encargó en el año 1978 la planificación del sector eléctrico a la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Posteriormente, y con el proceso de privatización del sector eléctrico a mediados de los ochenta, el desarrollo del sistema eléctrico nacional entra en un proceso totalmente competitivo, y dada la importancia de los sistemas de transmisión en alta tensión, implican desarrollar de una forma lo más eficientemente posible el diseño de las líneas de transmisión de potencia al considerar sus aspectos técnicos y económicos. Respecto al desarrollo de los sistemas de transmisión eficiente, este incrementó gracias a las modificaciones de las Leyes Cortas I y II y la actualización de la norma técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio (2005), se establece un estándar de seguridad mínimo de servicio para el sector de transmisión.

Resulta fundamental tener el modelo de desarrollo y tarificación para el óptimo desempeño de la industria eléctrica, resulta elemental la implementación de una cantidad no despreciable de centrales eléctricas y estudios dedicados a su optimización. Ha sido una constante en los últimos años que la autoridad eléctrica del país y los inversionistas nacionales y extranjeros destinen esfuerzos al estudio e incorporación de proyectos energéticos con base en energías renovables (conocidas como tecnologías ERNC, Energías Renovables No Convencionales).

Hasta la fecha se produjo la materialización de una serie de proyectos eólicos en la zona centro-norte (Parques Eólicos Canela I y II de ENDESA, Parque Eólico Totoral de SNPower, Central Minihidroeléctrica Ojos de Agua de ENDESA, por ejemplo) y muchos otros en estudio y en tramitación ambiental. En el norte de Chile, específicamente en el altiplano de Antofagasta, en la zona del Tatio, actualmente se realizan prospecciones (sondajes) para determinar la factibilidad técnica de construir centrales eléctricas en base a la energía térmica de las napas de aguas subterráneas asociadas a la actividad volcánica de la zona.

Existen una serie de señales entregadas por la autoridad nacional a los inversionistas de sistemas de generación y grandes consumidores de energía eléctrica, como son las empresas mineras, para comprometerse con la implementación de proyectos de generación ERNC. Claramente, el sistema eléctrico nacional seguirá en crecimiento sostenido a medida que el país se desarrolla y crece; sin embargo, hay un tema por resolver, este nuevo parque de generación tendrá que conectarse a la carretera de la transmisión de la energía eléctrica, conformada por dos grandes sistemas de transmisión en Chile, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) entre Antofagasta y Arica y el Sistema Interconectado Central (SIC) entre Taltal y Chiloé, lo cual implicará implementar nuevas líneas de transmisión y a su vez repotenciar de muchas de las líneas existentes del SING y SIC. (HERRERA, 2010)

Quinto antecedente

En la actualidad, varias de las subestaciones localizadas dentro del área urbana de ciudades cuentan con el problema de repotencialización y/o construcción de nuevas líneas necesarios para el abastecimiento de la creciente demanda de energía eléctrica. Entre los objetivos de las subestaciones están: encontrar el camino de llegada de una línea de transmisión a una subestación dentro de la ciudad, ya sea para interconectar una nueva subestación; aumentar la confiabilidad con nuevas conexiones entre subestaciones y crear llegadas de líneas por la entrada de nuevos generadores, lo cual se hace cada vez más difícil debido a la gran concentración de población y construcciones dentro de la ciudad. A su vez se buscan los caminos óptimos para el trazado de nuevas

líneas o la repotencialización de las líneas existentes dentro de los corredores urbanos con el fin de aprovechar su franja de servidumbre, la cual una vez ya ha sido definida y adquirida, se convierte en la solución más precisa para el problema.

Una línea de transmisión es un conjunto compuesto por conductores, aisladores, estructuras y accesorios destinado al transporte de energía eléctrica. Las líneas de transmisión están constituidas normalmente por estructuras en celosías que soportan los conductores de forma aérea a través de un sistema aislante del contacto directo con las estructuras de soporte y se pueden utilizar para transmitir señales de corriente continua o corriente alterna.

Existen especificaciones y normas definen las distancias de seguridad y anchos de servidumbre según un análisis de campos electromagnéticos para los niveles de tensión utilizados en Colombia, se pretende reducir la distancia entre conductores soportados con la implementación de líneas de transmisión compactas soportadas por torrecillas o postes. Es una reducción sustancial de las distancias de seguridad y anchos de servidumbre, se siguen rutas por zonas con una densidad de población relativamente alta y construcciones las cuales dificultan implementar líneas de transmisión convencionales sin hacer una gran inversión en compra de predios y demolición de viviendas, edificios, centros comerciales y demás infraestructura propia de la ciudad.

Para la óptima operación de las líneas es necesario un detallado diseño electromecánico que garantice la transmisión de energía con las mínimas condiciones, pero, al mismo tiempo hay ciertas restricciones que se deben tener en cuenta a la hora de realizar el trazado de una línea para su posterior construcción, como lo son: Consecución de licencias ambientales, pago del derecho de paso o constitución de servidumbres sobre predios de personas de alto poder adquisitivo o alta influencia política, posibilidad de interferir con los sistemas eléctricos en diferentes oficios en la ciudad (hospitales, sistemas de trenes eléctricos, gasolineras, etc.). Para la consecución de los proyectos de transmisión dentro de corredores urbanos, es preciso validar si es oportuno implementar líneas de transmisión compactas, con esto se intenta disminuir las dimensiones de la infraestructura eléctrica y generar un menor impacto ambiental y social. (MAYA, 2015)

1.5 PROYECCIONES

Se desea evaluar con este proyecto el cambio de ménsulas de acero a aisladores epóxicos con el objetivo de corregir y minimizar a futuro el problema con la corrosión que afecta las estructuras por su ubicación geográfica. Se requiere un análisis el cual arroje alternativas que minimicen las necesidades de mantenimiento.

Dentro de los resultados esperados se encuentran:

- Evaluar mediante el análisis de *software* y campo si el cambio es viable estructuralmente o si se debe realizar algún tipo de reforzamiento el soporte de las cargas.
- Proyectar mejoras significativas respecto a la resistencia mecánica, reducción de peso, flexibilidad, capacidad de absorción de vibraciones, durabilidad, evaluación y mitigación del impacto ambiental y estabilidad estructural se obtendrá al realizar el cambio.
- Asegurarse de que todos los materiales y procesos cumplan con las normativas vigentes y garantizar su correcta implementación, segura y conforme a los estándares establecidos.
- Elaborar una propuesta satisfactoria que cumpla con todos los requerimientos para garantiza la óptima ejecución de plan, se requiere establecer el buen funcionamiento de la estructura y la seguridad operacional.

1.5.1 Alcances

- Determinar la situación actual de la estructura, para determinar la posible solución correctiva al problema.
- Al realizar el cambio no solo se resuelven los problemas actuales de corrosión, sino que también se procura una mejora en la eficiencia y mayor seguridad de la estructura a largo plazo.

- Proponer un diseño que satisfaga los requerimientos estructurales y solventar los problemas actuales.
- Mitigar posibles problemas a futuro, lo cuales podrían agravarse si no se realiza un trabajo correctivo a tiempo.

1.5.2 Limitaciones

- Al ser una propuesta de diseño, no se realizará ningún trabajo a corto plazo.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

Esta investigación se basa en un cambio de ménsulas de acero a aisladores epóxicos por problemas debido a la corrosión, ya que la ubicación de la torre de transmisión (Alto de Ochomogo, Cartago) se encuentra en un sitio con condiciones ambientales adversas, esto incrementa el problema al ser una línea de transmisión construida en el año 1977. También existe el factor de que la torre se encuentra en una zona industrial con empresas químicas, empresas de plásticos y la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), empresas de manufactura, además de contar con un flujo vehicular pesado sobre la ruta nacional N°2, provincia de Cartago, Cantón de Cartago, Distrito San Nicolas. Según el Ministerio de Obras Públicas y Transportes, en el año 2023 se tuvo un TPDA (Transito Promedio Diario) de 55088 vehículos según la estación de conteo 07, lo cual conlleva una gran contaminación vehicular.

Otro factor adverso son las condiciones climáticas, con precipitaciones la gran parte del año y se destaca por ser una zona moderadamente ventosa. Dichos factores unidos producen grandes debilitan al acero por la presencia de una corrosión peligrosa que avanza progresivamente, esta debe ser solucionada si se quieren evitar futuros riesgos en la seguridad operacional.

Las ménsulas de acero son altamente susceptibles a la corrosión, especialmente en ambientes con condiciones adversas responsable de comprometer la integridad estructural, y con el fin de solucionar esto los aisladores epóxicos ofrecen una excelente resistencia a la corrosión, lo cual asegurar una mayor durabilidad y reduce necesidades de mantenimiento más frecuentes. Se realizará un comparativo para determinar si los aisladores epóxicos es la mejor alternativa en el manejo de la operación, mantenimiento y contribución a tener una infraestructura más sostenible y segura.



Figura 1: Ubicación de la torre y la Ruta Nacional N°2
Fuente: Autor



Figura 2: Entorno de la torre
Fuente: Autor

2.1 Definiciones

Aisladores (*Insulators*): Los aisladores son dispositivos que impiden el flujo de corriente eléctrica entre dos puntos, evitan cortocircuitos y garantizan la seguridad en las instalaciones eléctricas.

Aisladores epóxicos: Dispositivo utilizado en sistemas eléctricos para soportar y aislar conductores eléctricos. Está hecho de resina epóxica, un material compuesto de polímeros de alto rendimiento que ofrece excelentes propiedades mecánicas y dieléctricas

Amortiguador *stockbridge*: Son dispositivos diseñados específicamente para reducir las vibraciones en los conductores de líneas de transmisión, estos amortiguadores consisten en dos masas de inercia (también llamadas contrapesos) unidas por un cable mensajero flexible

Árbol de carga: También conocido como diagrama de carga, es una representación gráfica que muestra las diferentes fuerzas y momentos que actúan sobre un sistema estructural en varios puntos

ASTM: Son las siglas, en inglés, de la *American Society for Testing and Materials*, Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales en español. Es una organización de normas internacionales que desarrolla y publica acuerdos voluntarios por consenso, aplicables a materiales, productos, sistemas y servicios

Carga dinámica: Son fuerzas variables con el tiempo capaces de afectar a las estructuras, de manera significativa. A diferencia de las cargas estáticas, que son constantes, las cargas dinámicas pueden cambiar en magnitud, dirección y punto de aplicación

Compresión: Las fuerzas externas tratan de "comprimir" el cuerpo, actúan hacia el interior del mismo en la misma dirección y sentidos contrarios.

Conductor de una línea: Cable constituido de hilos trenzados fabricados principalmente de un material que ofrece poca resistencia al movimiento de carga eléctrica y se utiliza para transportar la electricidad de un punto a otro.

Corrosión: Consiste en el proceso de deterioro de materiales metálicos mediante reacciones químicas

DOCSE: División de Operación y Control del Sistema Eléctrico.

EPR: Empresa propietaria de la red.

Estructura de remate: Son torres más robustas de la línea, las torres de remate soportan una carga longitudinal muy grande

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

Kg: Kilogramo

lb: Libra

Línea de Transmisión: Sistema de alta tensión compuesto por estructuras, conductores, aislamiento y herrajes con el objetivo de transportar electricidad entre 2 puntos del sistema de potencia.

LT: Línea de Transmisión

Ménsula acero: Elemento estructural utilizado para soportar y fijar otros elementos, como conductores, proporcionan una solución robusta y duradera para soportar cargas y asegurar la estabilidad de las estructuras

Modelamiento estructural: Representación simplificada de una estructura utilizada para analizar su comportamiento

PLS TOWER: Software de diseño de torres líneas de transmisión.

Propiedades mecánicas: Describen su capacidad para resistir y transmitir fuerzas, así como para deformarse

Tensión de ruptura: Fuerza máxima que un material puede soportar antes de romperse

Torre de transmisión: Es una estructura alta de acero usada para sostener una línea eléctrica aérea. Se utilizan para transportar energía eléctrica a través de líneas de alto voltaje desde las centrales generadoras hasta las subestaciones eléctricas.

TPDA: Transito promedio diario

Tracción: Esfuerzo al que se somete un objeto cuando hay dos fuerzas opuestas y estas tienden, a partir de su aplicación, a alargarlo o estirarlo.

2.2 Componentes de las torres de transmisión

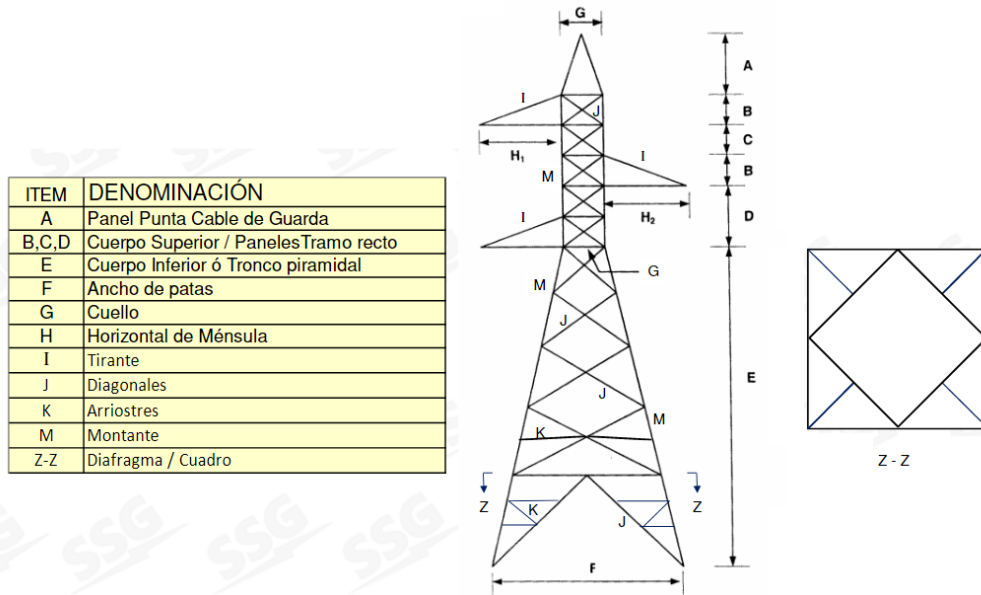


Figura 3: Componentes de las Torres de Transmisión.
Fuente: Diseño de Torres de Alta Tensión SSG Perú, 2024.

2.3 Diferentes configuraciones de torres

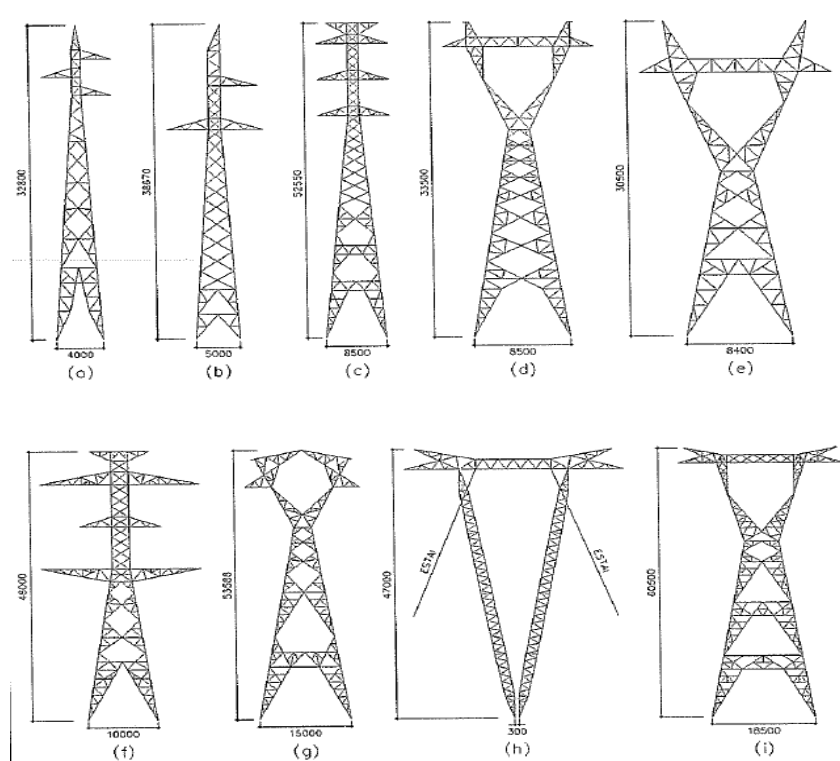


Figura 4: Diferentes configuraciones de Torres de Transmisión.

2.4 HERRAMIENTAS INGENIERILES

En este proyecto se aplicarán análisis de modelación por medio de software para así analizar y presentar las características de la estructura y con certeza tomar las mejores decisiones conforme al diseño y su puesta en ejecución. La herramienta a utilizar es el software *PLS TOWER*, es un software especializado utilizada para el diseño y análisis de torres de transmisión.

Del mismo modo, se aplicarán análisis de campo para evaluar las condiciones en las cuales se encuentran las estructuras y así realizar un análisis del entorno con el objetivo de planear una adecuada planificación y concluir satisfactoriamente las obras. Se contará con los puntos de vista de técnicos especializados en líneas de transmisión del Grupo ICE, el baluarte más importante de la institución en esta área, estos profesionales trabajan día a día y con su experiencia dan valor agregado indispensable.

¿Qué es el *PLS TOWER*?

TOWER es un programa potente y fácil de usar para Microsoft Windows que permite el análisis y diseño de torres de celosía de acero utilizadas en líneas eléctricas o instalaciones de comunicación, se pueden modelar tanto torres autoportantes como arriostradas. El programa realiza comprobaciones de diseño de estructuras bajo cargas especificadas por el usuario, mientras que para las estructuras de energía eléctrica también puede calcular los límites máximos de viento y peso permitidos y diagramas de interacción entre diferentes proporciones de límites máximos de viento y peso permitidos.

TOWER hace un uso extensivo de gráficos en 3D para ayudarle a visualizar su estructura. Representa todos los elementos en 3D y le permite la visualización de la estructura desde cualquier dirección, lo cual evidencia de forma inmediata los errores de modelado. Si se ve un error, simplemente se hace clic en él para editar la junta, el miembro o el componente problemático, después del análisis, los elementos se codifican por colores según su utilización y los elementos sobrecargados se muestran gráficamente en rojo,

por supuesto, estos elementos se pueden editar con un solo clic, los elementos sobrecargados también se colorean en rojo en los informes de texto y de hojas de cálculo.

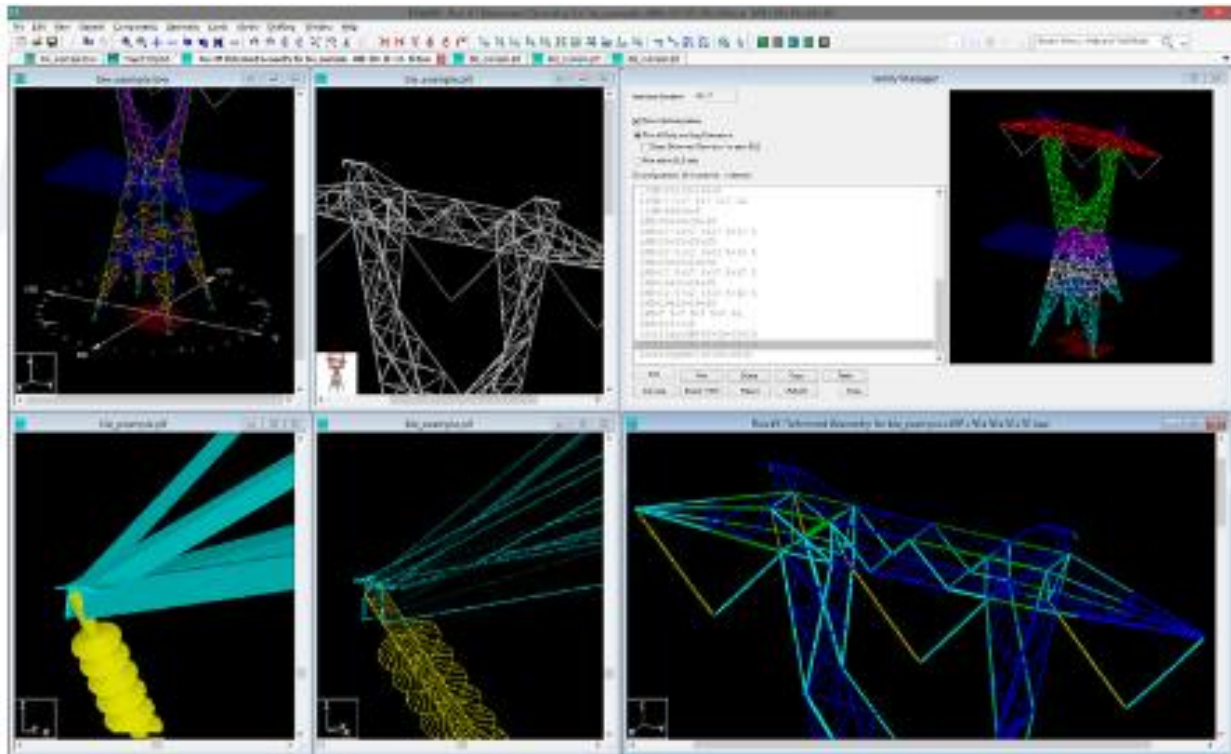


Figura 5: Interfaz del PLS TOWER.
Fuente: POWERLINESYSTEMS.com, 2024.



Figura 6: Técnicos Líneas Transmisión (Huetar Brunca), Grupo ICE.
Fuente: Autor



Figura 7: Técnicos Líneas Transmisión (Huetar Brunca), Grupo ICE.
Fuente: Autor

2.5 Problemas mecánicos causados por la corrosión

Pérdida de resistencia: La corrosión reduce la sección transversal del material, disminuye su capacidad de soportar cargas y la resistencia a la tracción y compresión, lo cual puede llevar a la deformación y colapso de la estructura.



Figura 8: Pérdida de resistencia

Fuente: Autor

Fragilización del material: La corrosión puede causar la fragilización del metal, lo hace más susceptible a fracturas e incrementa la aparición de grietas y fallas catastróficas bajo cargas normales.



Figura 9: Fragilización del material

Fuente: laminasyaceros.com

Deformación plástica: La pérdida de material debido a la corrosión puede alterar la distribución de cargas, esto causa deformaciones permanentes en la estructura y los componentes estructurales, esto compromete la estabilidad y alineación de la torre.



Figura 10: Deformación plástica

Fuente: Autor

Desgaste acelerado: La corrosión puede aumentar la fricción y el desgaste entre las partes móviles o en contacto. Se da un mayor desgaste en componentes como pernos y uniones, su vida útil se reduce y aumenta la necesidad de mantenimiento.



Figura 11: Desgaste acelerado

Fuente: Autor

Fallos en las uniones: La corrosión puede debilitar las uniones soldadas o atornilladas y compromete su capacidad de mantener los componentes unidos, Esto aumenta el riesgo de fallos en las uniones, lo que puede provocar la separación de componentes y fallos estructurales.



Figura 12: Fallo en las uniones

Fuente: laminasyaceros.com

Corrosión galvánica: Cuando dos metales diferentes están en contacto en presencia de un electrolito, el metal menos noble se corroe más rápidamente, esto produce un desgaste acelerado del metal menos noble y puede llevar a fallos en componentes críticos.



Figura 13: Corrosión galvánica

Fuente: Autor



Figura 14: Ménsulas triangulares con indicios de corrosión

Fuente: Autor



Figura 15: Ménsulas cuadradas con indicios de corrosión

2.6 Ménsulas de acero

Son elementos vitales en la operación de las estructuras, desempeñan múltiples funciones que aseguran la estabilidad, seguridad y eficiencia de la infraestructura. Su correcto diseño, instalación y mantenimiento son esenciales para el funcionamiento óptimo.

Composición

Existen muchos tipos de acero, pero habitualmente son fabricadas con aceros A36 y A572. el A36 son aceros al carbono, utilizados principalmente en componentes que no están sujetos a grandes tensiones y refuerzos donde las cargas son moderadas, son excelentes a la soldabilidad y tiene un buen equilibrio entre la resistencia y la ductilidad. Por su parte, el A572 se utilizan principalmente para componentes principales que requieren alta resistencia y son ideales para soportar cargas dinámicas y fluctuantes, ofrecen mayor resistencia a la tracción y al estiramiento, esto es muy importante para la aplicación de altas cargas si se toman en cuenta que son menos susceptibles a deformaciones bajo cargas pesadas.

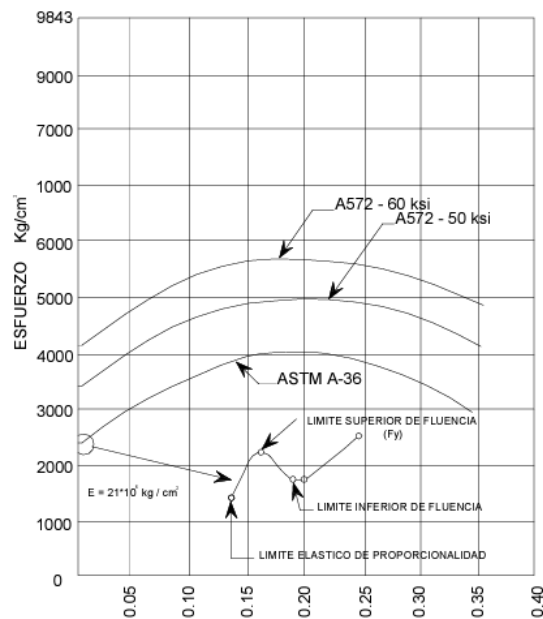


Figura 16: Diagrama Esfuerzo – Deformación para aceros A36 y A572

Propiedades mecánicas:

A36

Resistencia a la tracción: 400-550 MPa (58-80 ksi)

Límite elástico: ≥ 250 MPa (36 ksi)

Elongación: $\geq 20\%$

Dureza Brinell: 119-162 HBW

Módulo de elasticidad (módulo de Young): 200 GPa (29 ksi)

Plates, Shapes, ^B and Bars:	
Tensile strength, ksi [MPa]	58–80 [400–550]
Yield point, min, ksi [MPa]	36 [250] ^C
Plates and Bars: ^{D,E}	
Elongation in 8 in. [200 mm], min, %	20
Elongation in 2 in. [50 mm], min, %	23
Shapes:	
Elongation in 8 in. [200 mm], min, %	20
Elongation in 2 in. [50 mm], min, %	21 ^F

^A See the Orientation subsection in the Tension Tests section of Specification A6/A6M.

^B For wide flange shapes with flange thickness over 3 in. [75 mm], the 80 ksi [550 MPa] maximum tensile strength does not apply and a minimum elongation in 2 in. [50 mm] of 19 % applies.

^C Yield point 32 ksi [220 MPa] for plates over 8 in. [200 mm] in thickness.

^D Elongation not required to be determined for floor plate.

^E For plates wider than 24 in. [600 mm], the elongation requirement is reduced two percentage points. See the Elongation Requirement Adjustments subsection under the Tension Tests section of Specification A6/A6M.

Figura 17: Requisitos de tracción acero A36

Fuente: ASTM

NOTE 1— Where “. . .” appears in this table, there is no requirement. The heat analysis for manganese shall be determined and reported as described in the heat analysis section of Specification A 6/A 6M.

Product	Shapes ^A	Plates ^B					Bars ^B			
		To ¾ [20], incl	Over ¾ to 1½ [20 to 40], incl	Over 1½ to 2½ [40 to 65], incl	Over 2½ to 4 [65 to 100], incl	Over 4 [100]	To ¾ [20], incl	Over ¾ to 1½ [20 to 40], incl	Over 1½ to 4 [100], incl	Over 4 [100]
Thickness, in. [mm]	All									
Carbon, max, %	0.26	0.25	0.25	0.26	0.27	0.29	0.26	0.27	0.28	0.29
Manganese, %	0.80–1.20	0.80–1.20	0.85–1.20	0.85–1.20	...	0.60–0.90	0.60–0.90	0.60–0.90
Phosphorus, max, %	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Sulfur, max, %	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Silicon, %	0.40 max	0.40 max	0.40 max	0.15–0.40	0.15–0.40	0.15–0.40	0.40 max	0.40 max	0.40 max	0.40 max
Copper, min, % when copper steel is specified	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

^AManganese content of 0.85–1.35 % and silicon content of 0.15–0.40 % is required for shapes with flange thickness over 3 in. [75 mm].

^BFor each reduction of 0.01 percentage point below the specified carbon maximum, an increase of 0.06 percentage point manganese above the specified maximum will be permitted, up to the maximum of 1.35 %.

Figura 18: Requerimientos químicos acero A36

Fuente: ASTM

A572

Resistencia a la tracción: 415-620 MPa (60-90 ksi)

Límite elástico: ≥ 345 MPa (50 ksi)

Elongación: ≥ 18%

Dureza Brinell: 135-185 HBW

Módulo de elasticidad (módulo de Young): 200 GPa (29 ksi)

Grade	Yield Point, min		Maximum Thickness or Size				Zees and Rolled Tees ^E
	ksi	[MPa]	Plates and Bars		Structural Shapes Groups ^A	Sheet Piling	
			in.	[mm]			
42 [290] ^F	42	[290]	6	[150]	all	all	all
50 [345] ^F	50	[345]	4 ^C	[100] ^C	all	all	all
55 [380]	55	[380]	2	[50]	all	all	all
60 [415] ^F	60	[415]	1¼ ^D	[32] ^D	1, 2, and 3	all	all
65 [450]	65	[450]	1¼	[32]	1, 2, and 3	not available	all

^A See Specification A 6/A 6M.

^BIn the above tabulation, Grades 42, 50, and 60 [290, 345, and 415], are the yield point levels most closely approximating a geometric progression pattern between 36 ksi [250 MPa], min, yield point steels covered by Specification A 36/A 36M and 100 ksi [690 MPa], min, yield strength steels covered by Specification A 514/A 514M.

^CRound bars up to and including 9 in. [225 mm] in diameter are permitted.

^DRound bars up to and including 3½ in. [90 mm] in diameter are permitted.

Figura 19: Grosor o tamaño máximo acero A572

Fuente: ASTM

Grade	Yield Point, min		Tensile Strength, min		Minimum Elongation, % ^{B,C,D}	
	ksi	[MPa]	ksi	[MPa]	in 8 in. [200 mm]	in 2 in. [50 mm]
42 [290]	42	[290]	60	[415]	20	24
50 [345]	50	[345]	65	[450]	18	21
55 [380]	55	[380]	70	[485]	17	20
60 [415]	60	[415]	75	[520]	16	18
65 [450]	65	[450]	80	[550]	15	17

^A See specimen Orientation under the Tension Tests section of Specification A 6/A 6M.

^BElongation not required to be determined for floor plate.

^CFor wide flange shapes over 426 lb/ft [634 kg/m], elongation in 2 in. [50 mm] of 19 % minimum applies.

^DFor plates wider than 24 in. [600 mm], the elongation requirement is reduced two percentage points for Grades 42, 50, and 55 [290, 345, and 380], and three percentage points for Grades 60 and 65 [415 and 450]. See elongation requirement adjustments in the Tension Tests section of Specification A 6/A 6M.

Figura 20: Requisitos de tracción acero A572

Fuente: ASTM

Type ^A	Elements	Heat Analysis, %
1	Columbium ^B	0.005–0.05 ^C
2	Vanadium	0.01–0.15
3	Columbium ^B	0.005–0.05 ^C
	Vanadium	0.01–0.15
4	Columbium plus vanadium	0.02–0.15 ^D
	Vanadium	0.01–0.15 ^E
5	Nitrogen	0.015 max ^E
	Titanium	0.006–0.04
	Vanadium	0.003–0.015
	Vanadium	0.06 max

^AAlloy content shall be in accordance with Type 1, 2, 3, 4, or 5 and the contents of the applicable elements shall be reported on the test report.

^BColumbium shall be restricted to the following thicknesses and sizes unless killed steel is furnished. Killed steel shall be confirmed by a statement of killed steel on the test report, or by a report on the presence of a sufficient quantity of a strong deoxidizing element, such as silicon at 0.10 % or higher, or aluminum at 0.015 % or higher. See table below.

^CProduct analysis limits = 0.004 to 0.06 %.

^DProduct analysis limits = 0.01 to 0.16 %.

^EThe vanadium to nitrogen ratio shall be 4 to 1 or greater.

Figura 21: Contenido de aleación A572

Fuente: ASTM

Diameter, Thickness, or Distance Between Parallel Faces, in. [mm] Plates and Bars	Structural Shapes Groups [#]	Grade	Carbon, max, %	Manganese, ^c max, %	Phosphorus, max, %	Sulfur, max, %	Silicon	
							Plates to 1½ in. [40 mm] in Thickness, Shapes to 426 lb/ft [634 kg/m], Sheet Piling, Bars, Zees, and Rolled Tees ^d	Plates Over 1½ in. [40 mm] in Thickness and Shapes Over 426 lb/ft [634 kg/m]
							max, %	range, %
6 [150]	all	42 [290]	0.21	1.35 ^e	0.04	0.05	0.40	0.15–0.40
4 [100] ^f	all	50 [345]	0.23	1.35 ^e	0.04	0.05	0.40	0.15–0.40
2 [50]	all	55 [380]	0.25	1.35 ^e	0.04	0.05	0.40	0.15–0.40
1½ [32] ^g	1,2,3	60 [415]	0.26	1.35 ^e	0.04	0.05	0.40	^h
>½ – 1¼ [13–32]	2,3	65 [450]	0.23	1.65	0.04	0.05	0.40	^h
≤½ [13] ⁱ	1 ^j	65 [450]	0.26	1.35	0.04	0.05	0.40	^h

^ACopper when specified shall have a minimum content of 0.20 % by heat analysis (0.18 % by product analysis).

^BSee Specification A 6/A 6M.

^CManganese, minimum, by heat analysis of 0.80 % (0.75 % by product analysis) shall be required for all plates over ¾ in. [10 mm] in thickness; a minimum of 0.50 % (0.45 % by product analysis) shall be required for plates ¾ in. [10 mm] and less in thickness, and for all other products. The manganese to carbon ratio shall not be less than 2 to 1.

^DBars over 1½ in. [40 mm] in diameter, thickness, or distance between parallel faces shall be made by a killed steel practice.

^EFor each reduction of 0.01 percentage point below the specified carbon maximum, an increase of 0.06 percentage point manganese above the specified maximum is permitted, up to a maximum of 1.50 %.

^FRound bars up to and including 9 in. [225 mm] in diameter are permitted.

^GRound bars up to and including 3½ in. [90 mm] in diameter are permitted.

^HThe size and grade is not described in this specification.

^IAn alternative chemical requirement with a maximum carbon of 0.21 % and a maximum manganese of 1.65 % is permitted, with the balance of the elements as shown in Table 2.

Figura 22: Requerimientos químicos acero A572

Fuente: ASTM

Aplicaciones en Torres de transmisión

Soporte de conductores: Las ménsulas de acero se utilizan para soportar y mantener en posición los conductores eléctricos a lo largo de la torre de transmisión y proporcionan un punto de anclaje seguro para los conductores. Ellas se aseguran que los conductores se mantengan a la altura adecuada y con la tensión correcta.



Figura 23: Torre de transmisión LT Rio Macho-San Isidro

Fuente: Autor

Distribución de cargas: Actúan como elementos que distribuyen las cargas de los conductores y otros componentes a la estructura principal de la torre y ayudan a repartir las fuerzas. Esto minimiza la concentración de tensiones y reduce el riesgo de deformaciones o fallas.

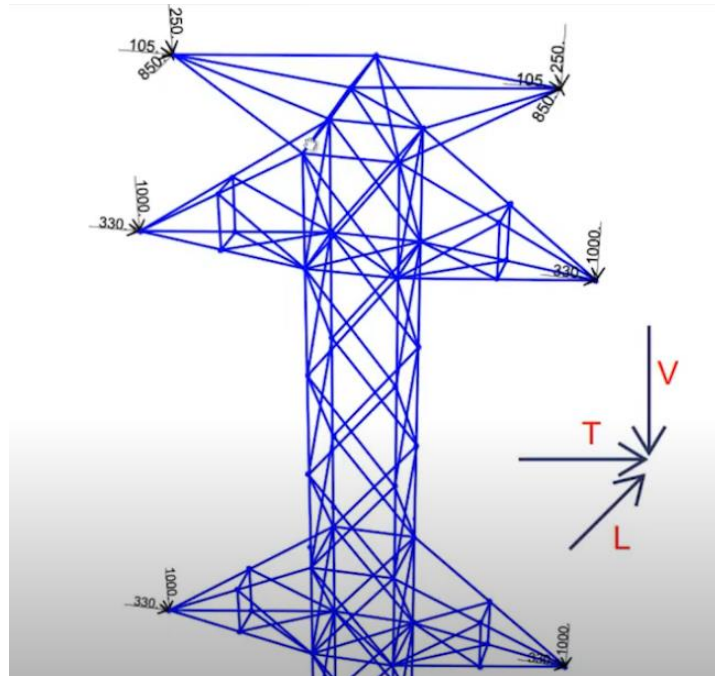


Figura 24: Árbol de cargas

Fuente: abcingeniros

Mantenimiento de la Estabilidad Lateral: Utilizadas para proporcionar estabilidad lateral a la estructura y resiste fuerzas horizontales como el viento. Su otra función es asegurar que la torre mantenga su posición vertical y no se desplace lateralmente bajo cargas dinámicas.

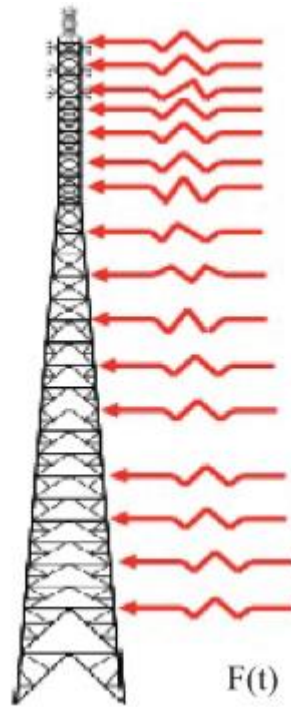


Figura 25: Estabilidad por viento

Fuente: SciELO (Análisis dinámico de una torre sujeta a cargas de viento y sismo)

Anclaje de aisladores: Actúan como puntos de anclaje para los aisladores, son cruciales para mantener los conductores separados de la estructura.

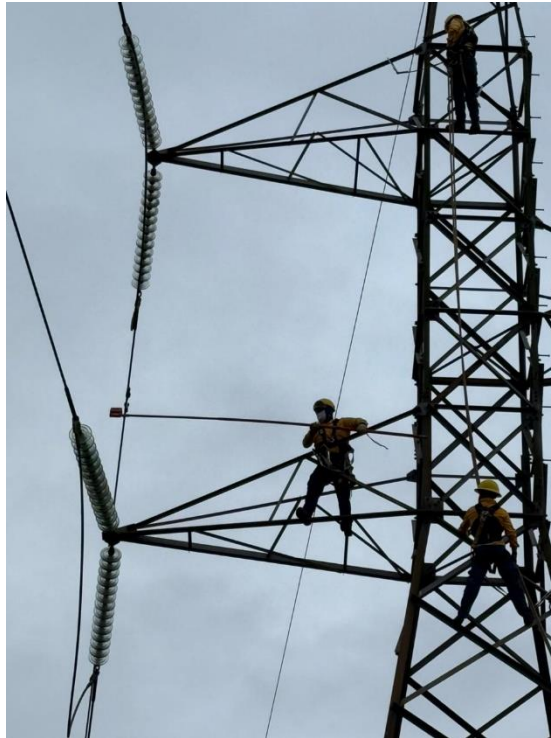


Figura 26: Estructura de remate

Fuente: Autor

Propiedades mecánicas de las Ménsulas

Resistencia a la compresión

Es la capacidad de la ménsula para soportar cargas que tienden a comprimirla y es fundamental para asegurar que la ménsula pueda soportar las cargas verticales sin deformarse o colapsar.

Resistencia a la tensión

Es la capacidad de la ménsula para soportar cargas que tienden a estirla y es esencial para evitar el rompimiento de la ménsula bajo cargas de tracción.

Resistencia a la torsión

Es la capacidad de la ménsula para soportar cargas que tienden a torcerla y es importante para mantener la estabilidad de la estructura bajo cargas torsionales.

Módulo de elasticidad

Es la medida de la rigidez de la ménsula, o su capacidad para resistir la deformación bajo carga. Ayuda a determinar cómo se deformará la ménsula bajo diferentes cargas y es crucial para el diseño estructural.

Coefficiente de Poisson

Es la relación entre la deformación lateral y la deformación axial en la ménsula y es útil para predecir cómo se comportará la ménsula bajo diferentes condiciones de carga.

Fatiga

Es la capacidad de la ménsula para soportar ciclos repetidos de carga sin fallar y es crucial para estructuras que estarán sometidas a cargas cíclicas, como puentes o edificios.

Ductilidad

Es la capacidad de la ménsula para deformarse plásticamente antes de romperse, es importante para absorber energía y prevenir fallos catastróficos.

Tenacidad

Es la capacidad de la ménsula para absorber energía y deformarse sin romperse, es crucial para estructuras que deben resistir impactos y cargas súbitas

4.2.6 Prueba de carga en ménsulas

Son cruciales para asegurar que estas estructuras metálicas puedan soportar las cargas y tensiones a las que estarán sometidas en su uso, garantizan que las ménsulas puedan soportar las cargas esperadas sin fallar. Estas pruebas ayudan a identificar posibles debilidades en el diseño y a mejorar la seguridad y durabilidad de las estructuras metálicas.

En qué consiste una prueba de carga:**Preparación de la prueba**

Se selecciona el material específico por probar, asegurándose de que cumpla con las especificaciones técnicas requeridas y se prepara el equipo de prueba. En este caso se

preparan las máquinas de carga, sensores de deformación y otros instrumentos necesarios para medir las respuestas del material.

Aplicación de carga

Se aplica una carga en un punto específico de la ménsula para evaluar su capacidad de soporte en esa ubicación y seguidamente se aplica una carga de manera uniforme a lo largo de la ménsula para simular las condiciones reales de uso.

Medición y registro

Se miden las deformaciones y desplazamientos en la ménsula utilizando sensores y equipos de medición especializados y se registra la resistencia del material y el punto en donde comienza a deformarse permanentemente.

Análisis de resultados

Los datos recopilados se analizan para determinar si la ménsula cumple con los requisitos de resistencia y seguridad, seguidamente se elabora un informe detallado que incluye los resultados de las pruebas, conclusiones y recomendaciones.

2.7 Aisladores epóxicos

Su principal función es ser un soporte mecánico. Son una solución avanzada y eficiente para garantizar el aislamiento eléctrico y en líneas de transmisión de alta tensión. Sus excelentes propiedades, resistencia mecánica, condiciones ambientales adversas y durabilidad los hacen ideales para aplicaciones en entornos exigentes. Están fabricados con polietileno de alta densidad o fibra de vidrio reforzada, materiales conocidos por sus excelentes propiedades mecánicas.

Características de los aisladores epóxicos

Material: Generalmente están hechos de polietileno de alta densidad (HDPE) o fibra de vidrio reforzada (FRP), esto les proporciona una excelente resistencia y durabilidad.

Resistencia a la tensión: Están diseñados para soportar grandes cargas mecánicas, se incluyen tensiones de tracción y compresión.

Resistencia a la intemperie: Son resistentes a la radiación ultravioleta, la contaminación y las condiciones climáticas extremas.

Diseño: El diseño de los aisladores incluye características como la cubierta de silicona de alta temperatura y la fijación de herrajes metálicos mediante un proceso de encriptado controlado por presión, lo que garantiza un rendimiento mecánico superior a largo plazo.

Alta resistencia a la tensión: Están diseñados para soportar tensiones elevadas sin deformarse ni romperse, esto es crucial para mantener la estabilidad y la seguridad de las líneas de transmisión.

Resistencia a la compresión: Son muy resistentes a las fuerzas de compresión, esto los hace ideales para aplicaciones en las que se experimentan cargas mecánicas significativas.

Durabilidad: El material epóxico reforzado con fibra de vidrio proporciona una durabilidad excepcional, lo cual garantiza un rendimiento confiable a largo plazo.

Resistencia a impactos: Son capaces de resistir impactos mecánicos sin sufrir daños, lo que es importante para su uso en entornos donde pueden estar expuestos a condiciones adversas.

Ligereza: Comparados con los aisladores tradicionales, los aisladores epóxicos son mucho más ligeros, fáciles de instalar y reducen la carga en las estructuras de soporte.



Figura 27: Pivot Horizontal-V

Fuente: INMR (Congreso mundial para profesionales de la transmisión y distribución de energía eléctrica)

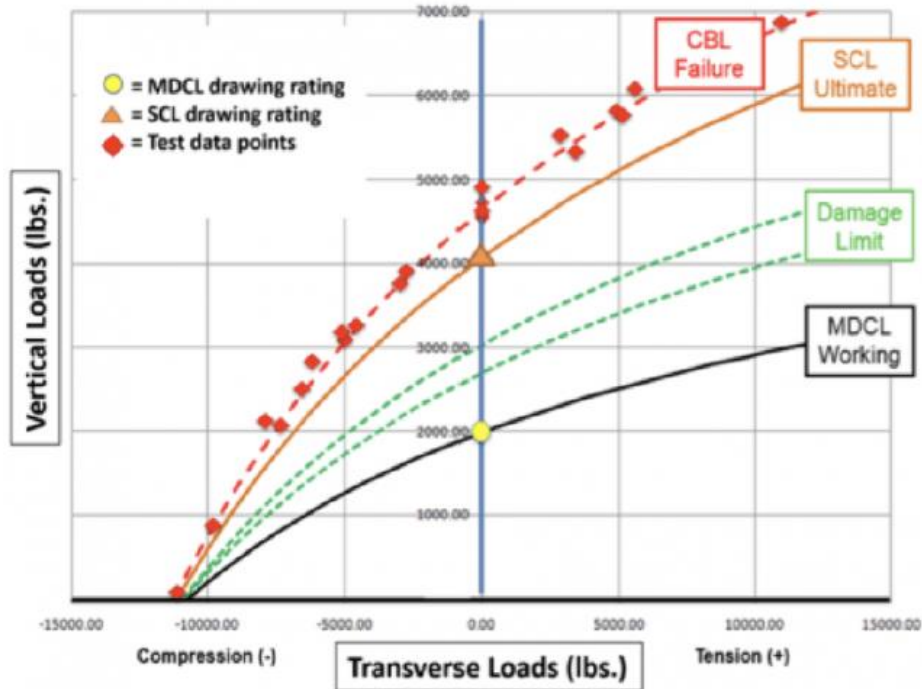


Figura 28: Curva de carga

Fuente: INMR (Congreso mundial para profesionales de la transmisión y distribución de energía eléctrica)

CBL Failure: Falla

SCL Ultimate: Ultima carga

Damage limit: Limite de daño

MDCL Working: Carga de trabajo

Calificaciones mecánicas

Las capacidades de carga se asignan normalmente a un diseño como máximos de una sola dirección de carga.

Vertical (V)

Longitudinal (L_f)

Tensión transversal (T_T)

Compresión transversal (T_C)

Carga vertical: Carga hacia abajo aplicada al montaje, generalmente determinada por el peso del conductor.

Carga de tensión: Carga transversal que se aleja perpendicularmente desde la torre, esencialmente pone en tensión el aislador.

Carga de compresión: Tracción de carga transversal perpendicularmente a la torre, comprimiendo el aislador hacia la torre.

Carga Longitudinal: Carga lateral aplicada al conjunto. Idealmente, la carga en cada lado del conjunto será equilibrada para evitar cualquier carga longitudinal. La carga longitudinal es crítica cuando las cargas están desequilibradas y cuando el conductor sufre una ruptura.

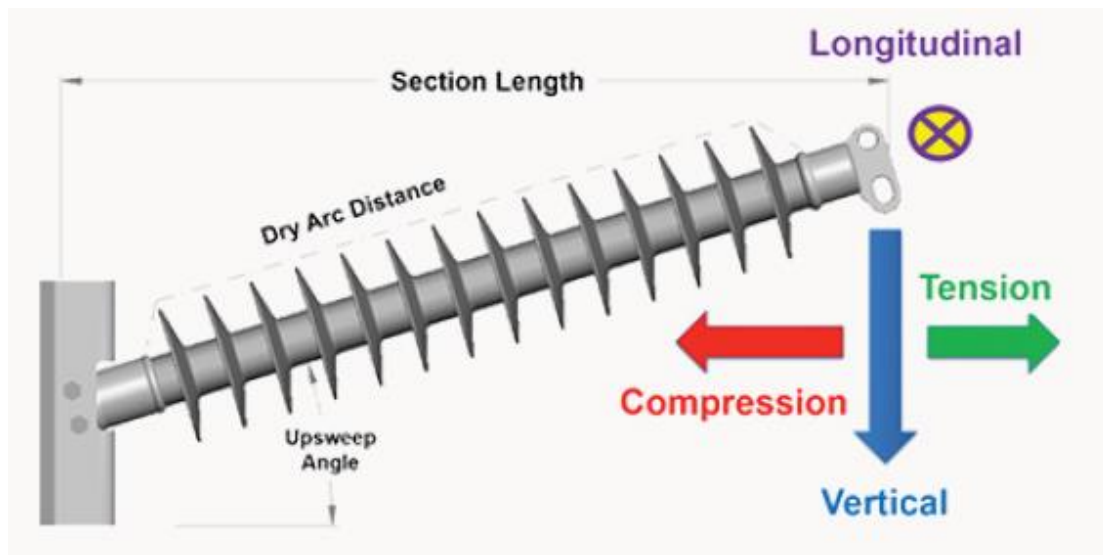


Figura 29: Instrucciones de carga

Fuente: INMR (Congreso mundial para profesionales de la transmisión y distribución de energía eléctrica)

Calificaciones verticales

Parámetros

PC: Carga de compresión aplicada al elemento

ST: Carga de tensión aplicada por el aislador

α : Angulo de barrido ascendente de la horizontal del elemento

β : Angulo de barrido ascendente desde la horizontal del aislador

V: Carga vertical aplicada al extremo de la línea del conjunto

L: Longitud de la sección del conjunto

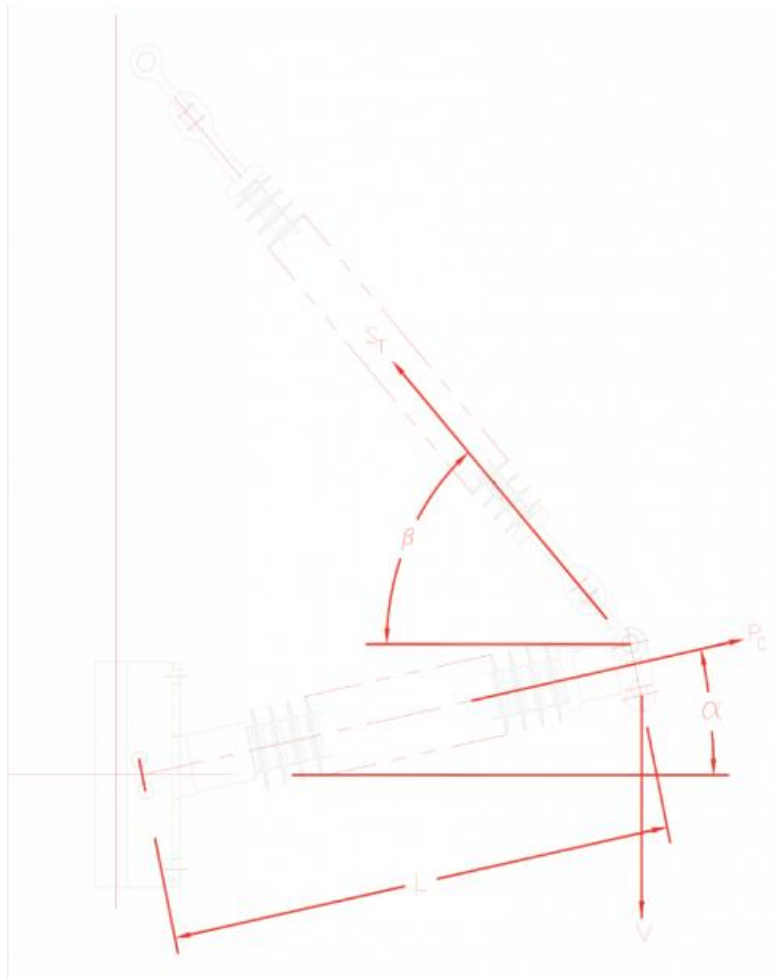


Figura 30: Calificaciones verticales

Fuente: INMR (Congreso mundial para profesionales de la transmisión y distribución de energía eléctrica)

Ventajas de los aisladores epóxicos

Resistencia a la contaminación: Gracias a la superficie lisa y no porosa del material epóxico, los aisladores son menos propensos a acumular contaminantes y reducen el riesgo de descargas superficiales.

Menor mantenimiento: La durabilidad y la resistencia a la intemperie de los aisladores epóxicos hace que requieren menos mantenimiento.

Flexibilidad en el diseño: Pueden ser moldeados en una variedad de formas y tamaños con diseños personalizados para aplicaciones específicas y mejoras en el rendimiento mecánico.

Resistencia a la corrosión: Son inherentemente resistentes a la corrosión y no requieren recubrimientos adicionales, esto los hace ideales para ambientes húmedos o contaminados.

Vida útil: Tienen una larga vida útil sin la necesidad de mucho mantenimiento, lo cual puede resultar en un menor costo total de propiedad a lo largo del tiempo.

Reducción de cargas en la infraestructura: Debido a su ligereza, reducen la carga sobre las torres y otros elementos de soporte y a su vez prolongan la vida útil de la infraestructura existente.

Cómo se aplican las normas mecánicas

En la evaluación de las normas con respecto a las directrices de las nominaciones mecánicas para los aisladores en V se encontraron muestras con información comparativa de muy pocos datos. Con respecto a las pruebas mecánicas y la determinación de la nominación mecánica, no existe una directriz directamente aplicable para la combinación de un aislador de poste de línea y uno de suspensión.

A pesar de que las normas sí indican métodos de prueba para los aisladores individuales, esto no es apropiado para el ensamblaje, ya que no aborda de manera apropiada el impacto dramático de la combinación de ambos aisladores en comparación con la

resistencia mecánica de los aisladores individuales. Esta falta de una directriz directa es problemática porque los fabricantes y los usuarios finales intentan definir las nominaciones mecánicas y los métodos de prueba aplicables para estos importantes ensamblajes. Además, la falta actual de normas definidas provoca una variación de los métodos de prueba basados en factores definidos por el fabricante, la facilidad de la prueba o el usuario final.

En la industria se utilizan una variedad de métodos de prueba diferentes relacionados con el establecimiento las nominaciones mecánicas de los aisladores en V. Los hallazgos de estos distintos métodos pueden mostrar diferencias significativas según el arreglo diferente de la prueba y la aplicación de la carga de prueba, se realizaron tres métodos de prueba distintos que tienen tres cargas aplicadas diferentes.

Método de peso libre:

La carga se aplica como peso agregado a una rastra que está suspendida del extremo de la línea del ensamblaje.



Figura 31: Configuración de prueba con método de peso libre

Fuente: MacLean POWER SYSTEMS

Se fijó un cilindro hidráulico al accesorio del extremo de la línea del aislador y en el otro una rastra en la tierra. A dicha rastra se le agregó un peso incremental y se aplicó carga al aislador, lo cual permitió que se moviera libremente a medida que se retraía el cilindro y la rastra se levantaba del suelo. Como lo sugiere el nombre de este método, permitía el movimiento del peso libre a medida que se aplicaba la carga, se registró la deflexión en el plano horizontal tanto en el punto medio del aislador en V como en el accesorio del extremo de la línea del ensamblaje, además, se registró la deflexión hasta una carga de 14.000 lb (6300 kg).

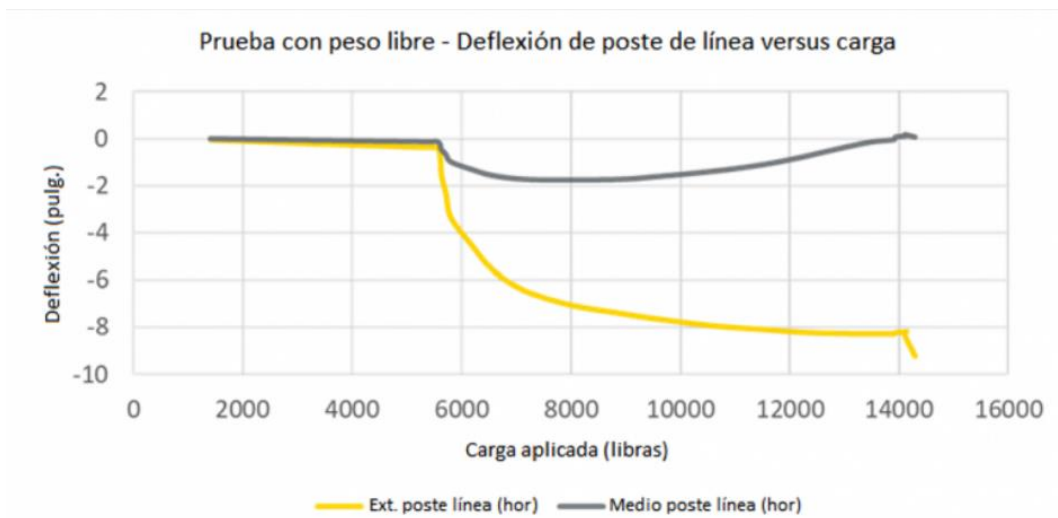


Figura 32: Resultados de prueba con método de peso libre: deflexión versus carga aplicada

Fuente: MacLean POWER SYSTEMS

Carga de punto fijo: La carga se aplica desde un punto fijo al extremo de la línea del ensamblaje.



Figura 33: Configuración de prueba con método de punto fijo

Fuente: MacLean POWER SYSTEMS

La configuración inicial fue similar a la del método de peso libre, pero, en este caso se conectó el cilindro hidráulico a una rastra que servía como un punto fijo a medida que se aplicaba carga al aislador, la rastra se cargó con una pila de pesos que excedían la resistencia mecánica del aislador y que se mantuviera fija durante la prueba. El nombre de este método de prueba se basa en el anclaje de punto fijo de la carga aplicada durante la prueba. Se midió la deflexión en el plano horizontal tanto en el punto medio del aislador como en el accesorio del extremo de la línea del conjunto, al igual que la deflexión vertical del punto medio del conjunto, esta deflexión se registró hasta una carga de menos de 12.000 libras (5400 kg).

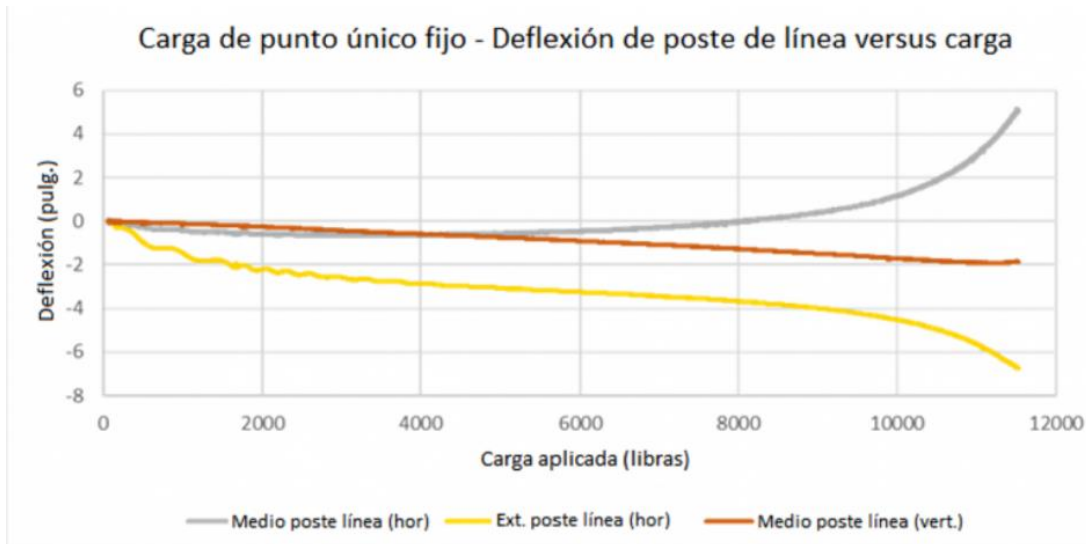


Figura 34: Resultados de prueba con método de punto fijo: deflexión versus carga aplicada

Fuente: MacLean POWER SYSTEMS

Método de simulación de campo: La carga se aplica como una combinación de peso suspendido del accesorio del extremo de la línea, así como de las retenidas aéreas simuladas conectadas a ambos lados del ensamblaje, es decir, para simular retenidas aéreas adyacentes.



Figura 35: Configuración de prueba con método de simulación de campo

Fuente: MacLean POWER SYSTEMS

En esta configuración de prueba, la carga se aplica como una combinación de peso suspendido del accesorio del extremo de la línea (similar al método de peso libre) así como carga aplicada al accesorio suspendido conectada a ambos lados del conjunto para simular retenidas aéreas adyacentes. El nombre de este método de prueba se basa en la inclusión de los efectos de conectar más de cerca las retenidas aéreas, lo cual representa un arreglo de simulación de campo. Se midió la carga acumulativa en el accesorio del extremo de línea, se midió la deflexión en el plano horizontal tanto en el punto medio del aislador y en el accesorio del extremo de la línea del conjunto, así como también la deflexión vertical del punto medio del conjunto

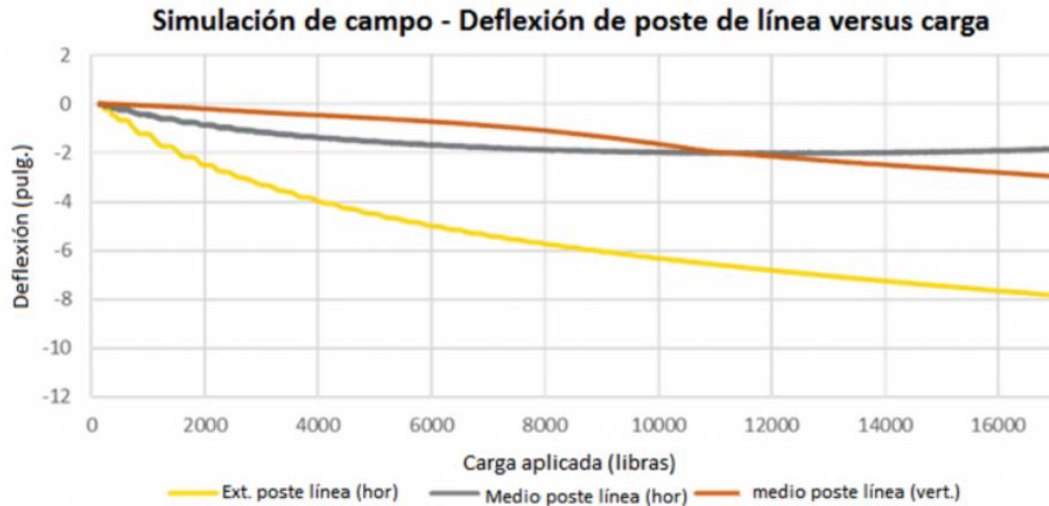


Figura 36: Resultados de prueba con método de simulación de campo: deflexión versus carga aplicada

Fuente: MacLean POWER SYSTEMS

Resultados de prueba

Se compararon los resultados de los tres métodos y se graficó la deflexión horizontal del extremo del conjunto. La evaluación de la deflexión sirve como una metodología directa para evaluar el comportamiento del conjunto según el método de prueba y la carga aplicada.

Un ejemplo de esto en la comparación, los resultados demuestran deflexiones distintas en el extremo del conjunto en los distintos métodos de prueba. Esta variación en los valores de deflexión confirma que el conjunto experimenta distintas fuerzas por la carga aplicada dada, sin embargo, la nominación mecánica definida para este conjunto sería influenciada de manera diferente dependiendo del método de prueba y de la carga aplicada. Esas diferencias podrían impactar significativamente cómo el conjunto se comportaría en relación con la capacidad mecánica.

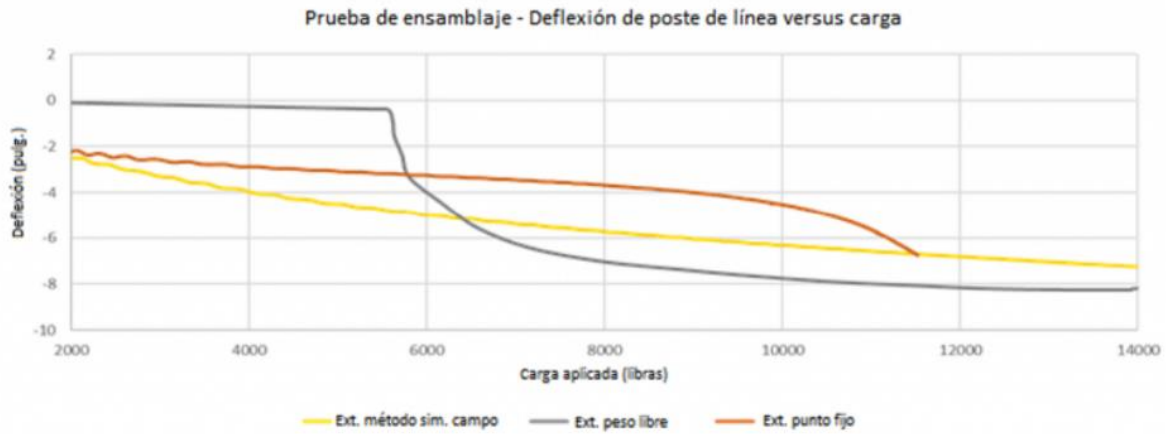


Figura 37: Resultados de prueba: deflexión de extremo de línea de ensamblaje versus carga aplicada

Fuente: MacLean POWER SYSTEMS

Los aisladores se utilizan cada vez más y en mayores voltajes. Esta creciente aceptación solo conduce a la importancia de entender y aplicar de manera apropiada los conjuntos de aisladores, especialmente en las líneas de transmisión crítica, no obstante, las normas actuales aún no proporcionan suficientes directrices sobre los procedimientos de prueba apropiados para estos ensamblajes compuestos.

La complejidad de estos conjuntos crea desafíos adicionales en referencia a su capacidad de ser probado según las normas existentes, se necesitarán de esfuerzos constantes en la industria para llegar a una estandarización aceptable para todos los aspectos importantes de estos conjuntos. Los ejemplos proporcionan información y resultados de pruebas, las cuales confirman los desafíos de probar y nominar de manera apropiada los conjuntos de aisladores.

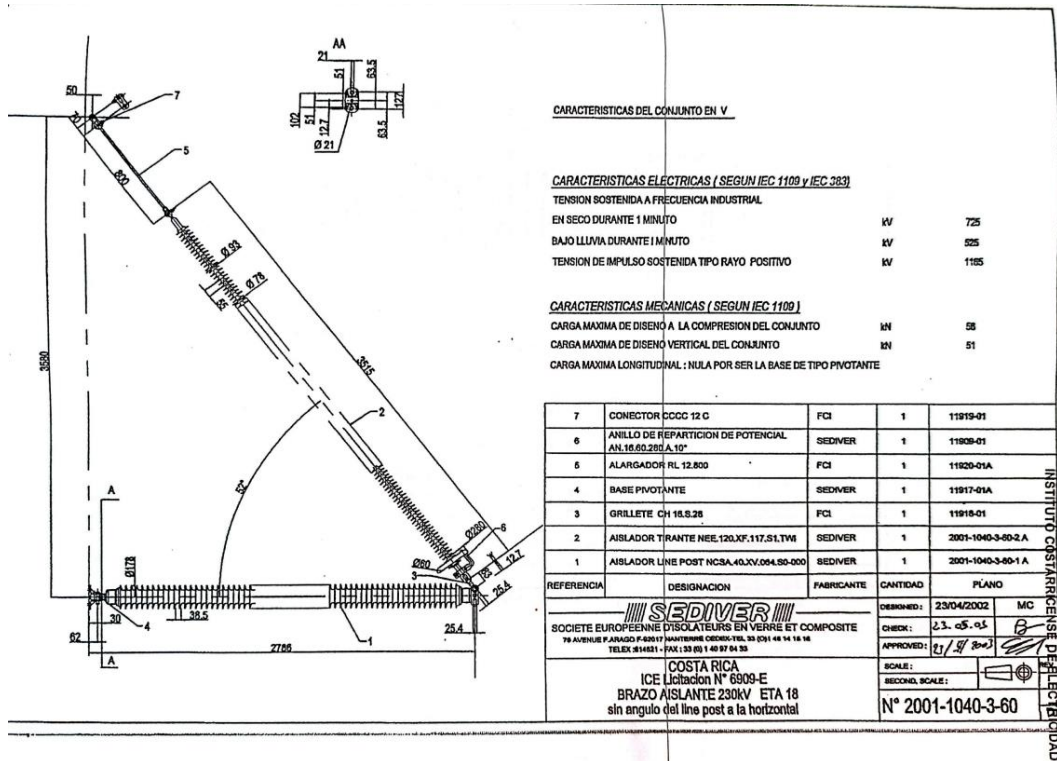


Figura 38: Plano de aislador epóxico 230 KV marca SEDIVER utilizado en líneas de transmisión del grupo ICE
 Fuente: División de transmisión, grupo ICE

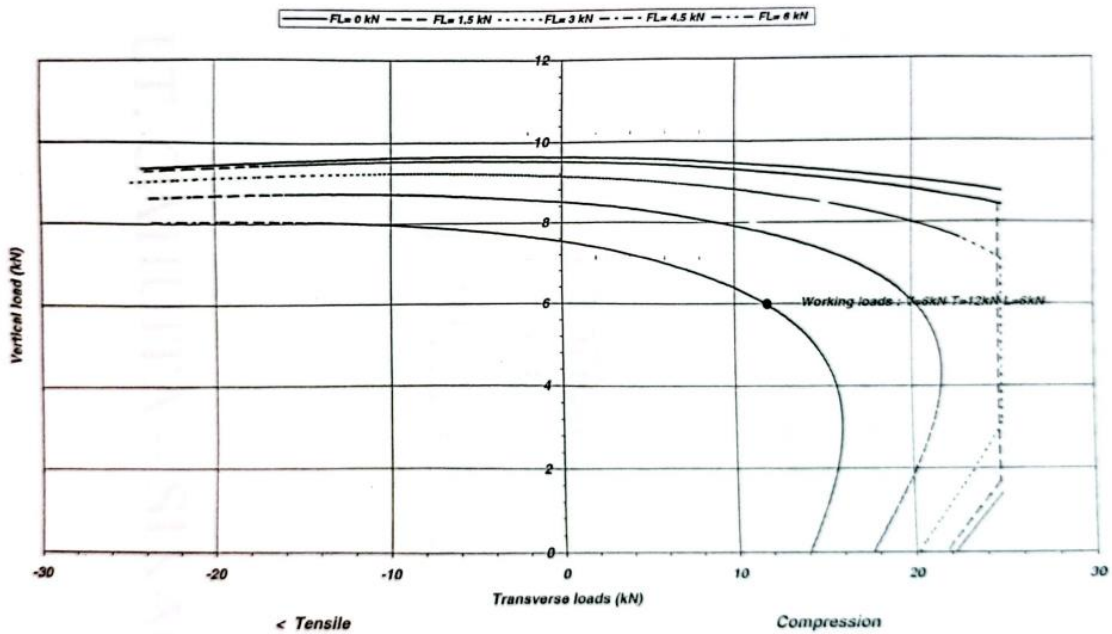


Figura 39: Curva de aplicación del aislador SEDIVER 230 KV
 Fuente: División de transmisión, grupo ICE

2.8 Cargas mecánicas de los conductores

Son las fuerzas y tensiones que actúan sobre los conductores eléctricos debido a varios factores, como el peso propio del conductor, el viento y las variaciones de temperatura. Estas cargas son cruciales para el diseño y la operación segura de las líneas de transmisión.

Características conductor *Grosbeck* 636 MCM

TIPO	CALIBRE	Nº HILOS		CAPAS ALUMINIO	Ø HILOS		AREA	RMG	MODULO ELASTICIDAD	PESO	CARGA RUPTURA
		ALUMINIO	ACERO		ALUMINIO	ACERO					
ACSR	636 MCM	26	7	2	3,973 mm	3,089 mm	374,73 mm ²	10,21 mm	8000 kg/mm ²	1302,1 kg/km	11427 kg

Tabla 1: Características conductor Grosbeck

Fuente: Autor



Figura 40: Conductor Grosbeck

Fuente: Phelps Dodge

Tipos de cargas mecánicas en conductores

Peso propio del conductor: Es la fuerza gravitacional que actúa sobre el conductor debido a su propio peso, genera una carga vertical constante a lo largo de su longitud.

Carga de viento: Es la fuerza ejercida por el viento sobre el conductor, puede variar significativamente, este depende de la velocidad y dirección del viento y ejerce una fuerza horizontal sobre el conductor.

Cargas térmicas: Son las tensiones inducidas por cambios de temperatura, pueden causar expansión y contracción del conducto generando tensiones adicionales.

Cálculo de cargas mecánicas

El cálculo de las cargas mecánicas implica determinar las tensiones y flechas que asumen los conductores bajo diferentes condiciones climáticas y de operación. Estos cálculos aseguran que los conductores puedan soportar las cargas sin exceder sus límites de rotura elástica o por fatiga.

Importancia del cálculo mecánico

El cálculo mecánico es esencial para garantizar la integridad estructural de las líneas de transmisión y evitar fallos que atenten con la seguridad operacional y estructural, también ayuda a optimizar el diseño de las torres y otros componentes de soporte con el objetivo de asegurar su adecuada robustez y eficiencia.

Cargas dinámicas de los conductores

Son fuerzas variables con el tiempo y pueden causar tensiones adicionales en la estructura. El análisis de estas cargas dinámicas es crucial para el diseño y la construcción de torres de transmisión porque aseguran la capacidad de soporte de las estructuras a las tensiones adicionales sin riesgo de fallos estructurales. A su vez, incluye el uso de modelos computacionales y simulaciones para predecir el comportamiento de

las torres bajo diferentes condiciones climáticas y de operación, estas cargas son principalmente debidas a:

Cargas por viento: El viento ejerce una fuerza horizontal sobre los conductores, esto puede causar oscilaciones y tensiones laterales en las torres y en algunos casos, el viento puede generar cargas verticales adicionales, especialmente si el viento es muy fuerte y constante.

Cargas por vibración: Las vibraciones naturales de los conductores, debido a su propio movimiento y a la acción del viento, pueden generar cargas dinámicas y las vibraciones por impactos externos también afectan a las torres.

Cargas por impacto: Impactos causados por objetos en movimiento, como aviones, aves o ramas de árboles, pueden generar cargas dinámicas adicionales en los conductores y torres.

Cargas por torsión: La torsión de los conductores genera cargas dinámicas adicionales en las torres debido a cambios en la dirección del viento.

Mecanismo para reducir las cargas dinámicas de los conductores

Reducir las cargas dinámicas en las líneas de transmisión es fundamental para asegurar la integridad y longevidad de la infraestructura. Los dispositivos más utilizados son los amortiguadores, son dispositivos diseñados para reducir las vibraciones causadas por el viento y otros factores ambientales. Estas vibraciones pueden dañar los conductores y las torres si no se controlan adecuadamente, son sumamente importantes porque reducen las vibraciones, ayudan a prevenir el desgaste y posibles fallos estructurales, lo cual garantiza la seguridad operacional efectiva.

Implementar estos mecanismos y estrategias puede ayudar a mitigar las cargas dinámicas en las líneas de transmisión, esto asegura su estabilidad y durabilidad. Es fundamental realizar un análisis detallado y personalizado para cada proyecto de transmisión para optimizar estas soluciones.

Mecanismos y estrategias comunes utilizados para mitigar estas cargas:

Amortiguadores de vibración (*Stockbridge*)

Consisten en dos masas en forma de campana unidas por un cable mensajero, cuya función es reducir las vibraciones inducidas por el viento al contrarrestar las oscilaciones con el peso de las masas funcionan al utilizar el principio de la resonancia. Cuando el conductor vibra debido a fuerzas externas, las masas de inercia se mueven en dirección opuesta a la vibración del conductor, este movimiento opuesto genera una fuerza de amortiguamiento que reduce la amplitud de las oscilaciones. Se instalan en los conductores para mitigar las vibraciones de alta frecuencia.



Figura 41: Amortiguador Stockbridge

Fuente: PLP México



Figura 42: Amortiguamiento en estructura de LT Rio Macho-Moin

Fuente: Autor

Espaciadores amortiguadores

Combinan la función de espaciar los conductores de un haz y amortiguar las vibraciones, su función es mantener la separación adecuada entre los conductores y reducen las vibraciones causadas por el viento. Se utilizan en sistemas de conductores múltiples.



Figura 43: Amortiguador marca SALVI para conductor doble

Fuente: Autor

Tensado adecuado de los conductores

Consiste en un ajuste adecuado de la tensión de los conductores durante la instalación, asegura que los conductores estén suficientemente tensados para resistir las fuerzas dinámicas y es una práctica estándar en la instalación de líneas de transmisión.



Figura 44: Maniobras de tensado de conductor (flechado)

Fuente: Autor

2.9 Diseño y análisis de la estructura

Parámetros de diseño

Miembros

Para los perfiles de acero se toma como estado limite mecánico el esfuerzo de fluencia, de acuerdo con la norma ASCE 10-97 en su última versión y los miembros redundantes serán diseñados de acuerdo con la norma ACSE 10-97 en su última versión. El acero para los soportes y los pernos cumplirá con los requerimientos de los estándares ASTM, con la finalidad de reducir el riesgo de confusión del material, solo dos clases de resistencia serán utilizadas. Las categorías de acero permitidas son un acero de baja resistencia con un límite de fluencia mínimo de 250 MPa y un acero de alta resistencia con un límite de fluencia mínimo de 345 MPa. La calidad del acero para cada categoría de resistencia es escogida de tal manera que se evite el riesgo de fractura quebradiza, por ejemplo, el acero tendrá una buena resistencia a los impactos.

Espesor mínimo de los perfiles de acero

Si se toma en consideración el riesgo de daño durante el transporte y el montaje y de daño después de la erección, el grosor de material para las construcciones de soporte deberá ser no menor que aquellos dados en la tabla 2.

Miembro	Sección
Montantes	6 mm
Otros miembros	4 mm
Miembros redundantes	4 mm
Escuadras de refuerzo	5 mm o el grosor mínimo del miembro conector
Parrillas	4 mm

Tabla 2: Espesor mínimo de los miembros

Fuente: Manual de diseño de líneas de transmisión con voltaje igual o superior a 138 KV (Grupo ICE)

Razones de esbeltez máximas

La proporción entre el largo no soportado de un miembro y el radio de giro mínimo, L/r , para miembros en compresión no excederá:

Montantes	$L/r < 150$
Otros miembros	$L/r < 200$
Miembros redundantes	$L/r < 250$
Para miembros de solo tensión	$300 < L/r \leq 500$

Tabla 3: Razones de esbeltez máximas

Fuente: Manual de diseño de líneas de transmisión con voltaje igual o superior a 138 KV (Grupo ICE)

Uniones apernadas

La carga máxima permisible será calculada de acuerdo con la norma ASCE 10-97 en su última versión. Las uniones con pernos podrán tener solamente un perno, excepto en los tirantes de las ménsulas, en donde se deberán colocar como mínimo dos (2) pernos, y los pernos para fuerzas tangenciales normalmente no tendrán rosca en aquella parte del eje que corresponda al hueco del perno, la rosca termina bajo la arandela o en alguna otra forma fuera del material tensionado.

Es aceptado que la rosca termine hasta 5 mm dentro del material a cubrir, pero, no más de un tercio del grosor del material, en este caso el área transversal bruta del perno (parte no roscada) podrá ser usada, en otros casos se deberá utilizar el área transversal desde la raíz de la rosca. El perno será de tal longitud que la tuerca después de haber sido ajustada tenga un largo por fuera del perno de tres veces el paso de la rosca, este tendrá una arandela plana y una de presión en el lado de la tuerca.

El ajuste será realizado con un torque tal que posibles acumulaciones de zinc o rayones sean niveladas y la unión sea cerrada, los perfiles de las roscas serán aquellos de acuerdo con el estándar ISO o ASTM. Las dimensiones del tornillo preferidas son las m12, m16, m20 y m24. Los pernos de 12 mm serán utilizados en elementos redundantes

(que no lleven cargas calculadas), no se permitirá esta dimensión de pernos en uniones de elementos con cargas calculadas.

La distancia mínima del centro del hueco del perno al borde del elemento es 1,5 veces el diámetro del perno y la distancia mínima entre huecos para uniones con varios pernos es tres veces el diámetro del perno. Las distancias escogidas serán consideradas al calcular la tensión del cojinete. El diámetro del hueco del perno no será mayor que el diámetro del perno más 1,5 milímetros. (Norma A-394 ASTM)





Head Marking	Bolt Type	Element, %				
		Carbon	Manganese	Phosphorus	Sulphur	Boron
	0	0.55 max	...	0.048 max	0.058 max	...
	1	0.28/0.55	0.60 min	0.048 max	0.058 max	...
	2	0.15/0.25	0.74 min	0.048 max	0.058 max	0.0005 min
	3	...			See Table 2	

Figura 45: Requisitos químicos y marcas en la cabeza
Fuente: ASTM

Nominal Size, in.	Minimum Load, lbf	
	Type 0, Tensile Strength, lbf ^B	Types 1, 2, and 3, Tensile Strength, lbf ^C
1/2	10 500	17 050
5/8	16 700	27 100
3/4	24 700	40 100
7/8	34 200	55 450
1	44 850	72 700

^A Tensile strength based on the thread stress area, A_s , is calculated as follows:
$$A_s = 0.7854 [D - (0.9743/N)]^2$$

where:

D = nominal diameter, and

N = threads per inch.

^B Based on 74 000 psi unit tensile strength.

^C Based on 120 000 psi unit tensile strength.

Figura 46: Resistencia a la tracción
Fuente: ASTM

Nominal Size, in.	Minimum Load, lbf			
	Type 0		Types 1, 2, and 3	
	Single Shear Strength Through Threads, lbf ^A	Single Shear Strength Through Body, lbf ^B	Single Shear Strength Through Threads, lbf ^C	Single Shear Strength Through Body, lbf ^D
1/2	6 950	9 000	9 350	14 600
5/8	11 150	14 100	15 050	22 850
3/4	16 650	20 250	22 450	32 850
7/8	23 150	27 600	31 150	44 750
1	30 400	36 050	41 000	58 450

^A Based on 55 200 psi unit shear strength across the area at root of threads.

^B Based on 45 880 psi unit shear strength across the nominal area.

^C Based on 74 400 psi unit shear strength across the area at root of threads.

^D Based on 74 400 psi unit shear strength across the nominal area.

Figura 47: Resistencia al corte

Fuente: ASTM

NOTE—Full body is the distance from the underside of the head to the first scratch of thread for bolts with machine-cut threads or to top of the extrusion angle for bolts with rolled threads with a tolerance of $\pm 1/32$ in. for sizes 1/2 in. through 3/4 in., inclusive, and $\pm 1/16$ in. for size 7/8 in. and 1 in.

Length of Bolt, L, in.	Bolt Diameter, in.				
	1/2	5/8	3/4	7/8	1
1	3/32	1/16
1 1/4	5/32	1/16	1/16
1 1/2	13/32	1/4	1/8	3/16	...
1 3/4	21/32	1/2	3/8	1/4	3/16
2 and longer in 1/4-in. increments	L minus 13/32	L minus 1/4	L minus 13/8	L minus 1 1/2	L minus 1 1/8

Figura 48: Longitud del cuerpo completo para pernos

Fuente: ASTM

Combinaciones de carga

Combinación 1

Estructuras de suspensión, estructuras de suspensión con ángulo, con cadenas de aisladores en suspensión que incluyen conjuntos en V

Combinación de carga 1. Caso de carga viento máximo

- Peso propio de la estructura
- Carga Vertical producto del peso de conductores y los hilos guarda
- Viento máximo sobre la estructura
- Carga transversal producto del viento sobre el conductor y tensión del conductor
- Temperatura mínima

Combinación de carga 2.

Caso de carga de contención de falla (Conductor y/o Hilo guarda reventado).

- Peso propio de la estructura
- Carga Vertical: El vano de peso de los conductores reventados debe ser reducido al 50%.
- Viento máximo sobre la estructura
- Carga transversal producto del viento máximo sobre el conductor y tensión del conductor. El vano de viento de los conductores reventados debe ser reducido al 50%.
- Temperatura mínima
- Carga longitudinal por contención de falla asociada a los parámetros indicados en los puntos D y E.
 - Hilos Guarda: Carga Longitudinal = carga de tensión en el cable bajo las condiciones del punto D.
- Conductor: Carga Longitudinal = 100% de carga de tensión horizontal en conductor (fase completa) bajo las condiciones de los puntos D y E

Líneas para un circuito serán diseñadas para las siguientes condiciones de Contención de Falla (carga longitudinal):

- Carga longitudinal de un Hilo Guarda reventado y las tres fases intactas.
- Carga longitudinal de una fase completa reventada con los Hilos Guarda intactos: se deben realizar las combinaciones entre las diferentes fases reventadas y los Hilos Guardas intactos.
- Un Hilo Guarda reventado y una fase completa reventada simultáneamente: Se deben realizar las diferentes combinaciones entre los hilos guardas reventados y las diferentes fases reventadas.

Tipo de carga	f _c
Casos de carga de Máximo Viento:	
Viento sobre la estructura	1,67
Viento sobre conductores y tensión del conductor	1,67
Peso propio de estructura	1,00
Carga vertical de Conductores e Hilos Guarda	1,67
Casos de carga de Contención de Falla:	
Viento sobre la estructura	1,30
Viento sobre conductores y tensión del conductor	1,30
Cargas longitudinales de Conductores e Hilos Guarda	1,30
Peso propio de estructura	1,00
Carga Vertical de Conductores e Hilos Guarda	1,30
Casos de carga de Construcción y Mantenimiento:	
Peso propio de la estructura	1,00
Carga vertical de conductores, equipo, personal, etc.	1,67

Tabla 4: Factores de carga "f_c"

Fuente: Manual de diseño de líneas de transmisión con voltaje igual o superior a 138 KV (Grupo ICE)

Cálculos de carga de diseño

Cargas transversales: Las cargas transversales de diseño de los elementos estructurales se calculan de acuerdo con la ecuación:

$$C_t = f_c \cdot F_t$$

Donde:

C_t: Carga de diseño transversal para elementos estructurales (N)

F_t: Fuerza transversal sobre elementos estructurales (N).

f_c: Factor de carga

Para una dirección de viento dirigida hacia una esquina de la estructura la carga C_t será dividida en componentes transversales y longitudinales.

Se ajusta la carga transversal de acuerdo con las ráfagas de viento que chocan contra los conductores y conjuntos de aisladores, se procura la debida tensión del conductor o hilo de guarda, se calcula de acuerdo con la ecuación:

$$C_t = n \cdot f_c \cdot 0,613 \cdot V^2 \cdot 1,00 \cdot V_v \cdot D_c \cdot \sin(\Omega) + n \cdot f_c \cdot 2 \cdot H \cdot \sin(\alpha/2) + f_c \cdot 0,613 \cdot V^2 \cdot 1,0 \cdot 1,2 \cdot A_a$$

Donde:

n: número de subconductores.

f_c : factor de carga de acuerdo con la tabla 7

V: velocidad del viento de acuerdo con $V = V_{10} \cdot \left(\frac{Z}{10}\right)^{1/\beta}$ (m/s)

V_v : Vano de viento

D_c : diámetro de conductor (m).

Ω : ángulo de incidencia del viento con respecto a la dirección de la línea, de acuerdo con la tabla 10

H: tensión horizontal del conductor considerando la temperatura y fuerza del viento sobre el cable (N).

α : Ángulo de desvío de la línea.

A_a : Área del conjunto(s) de aisladores expuesta al viento (m²)

Cargas longitudinales: Las cargas longitudinales de los conductores se calculan de acuerdo con la ecuación:

$$C_l = n \cdot k \cdot f_c \cdot H \text{ (N)}$$

Dónde:

C_l : Carga longitudinal (N)

n: Número de subconductores

k: 0,7 para estructuras de suspensión, 1,0 para estructuras de remate

f_c : Factor de carga de acuerdo con la tabla 7

H: Carga de tensión en el conductor después de considerar la temperatura y carga del viento en conductor (N)

Cargas verticales: Las cargas verticales de miembros estructurales se calculan de acuerdo con la ecuación para conductores y conjuntos de aisladores:

$$C_v = f_c \cdot (n \cdot P_c \cdot V_p + P_A)$$

Donde:

C_v : Carga vertical (N)

f_c : Factor de carga de acuerdo con la tabla 7

n : Número de subconductores

P_c : Peso unitario del conductor o del hilo de guarda (N/m)

V_p : Vano de peso considerando temperatura y carga del viento en el conductor (m)

P_A : Peso del conjunto de aisladores (N)

Viento Máximo sobre la estructura

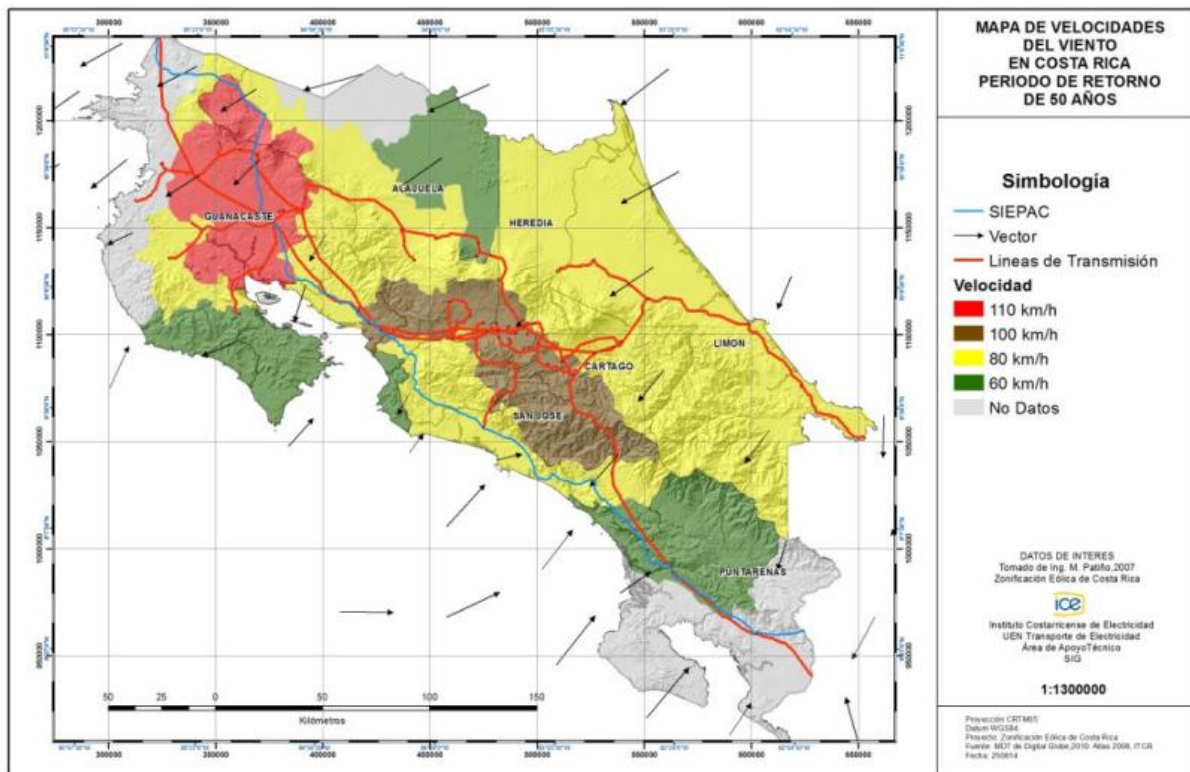


Figura 49: Mapa de velocidades del viento en Costa Rica

Fuente: Manual de diseño de líneas de transmisión con voltaje igual o superior a 138 KV (Grupo ICE)

Tipo	Coefficiente "G"
Para conductores o superficies cilíndricas	1,0
Para conductores en el cálculo de movimiento de cadenas de aisladores de suspensión o balanceo de conductores	0,52
Cualquier otro caso	1,6

Tabla 5: Coeficiente de respuesta de ráfaga

Fuente: Manual de diseño de líneas de transmisión con voltaje igual o superior a 138 KV (Grupo ICE)

Tipo	Coefficiente "Ca"
Para miembros de lado plano	1,8
Para miembros de sección circular	1,1

Tabla 6: Coeficiente de arrastre para estructuras tipo H

Fuente: Manual de diseño de líneas de transmisión con voltaje igual o superior a 138 KV (Grupo ICE)

Tipo	Coefficiente "Ca"
Para los conductores	1,0
Cuando el ángulo es menor a 90°, la carga del viento normal al conductor se calcula multiplicando la ecuación $P_v = 0,613 \cdot V_2 \cdot G \cdot Ca$ por el $\sin \Omega$	$P_v = 0,613 \cdot V_2 \cdot G \cdot Ca \cdot \sin \Omega$

Tabla 7: Coeficiente de arrastre para conductores

Fuente: Manual de diseño de líneas de transmisión con voltaje igual o superior a 138 KV (Grupo ICE)

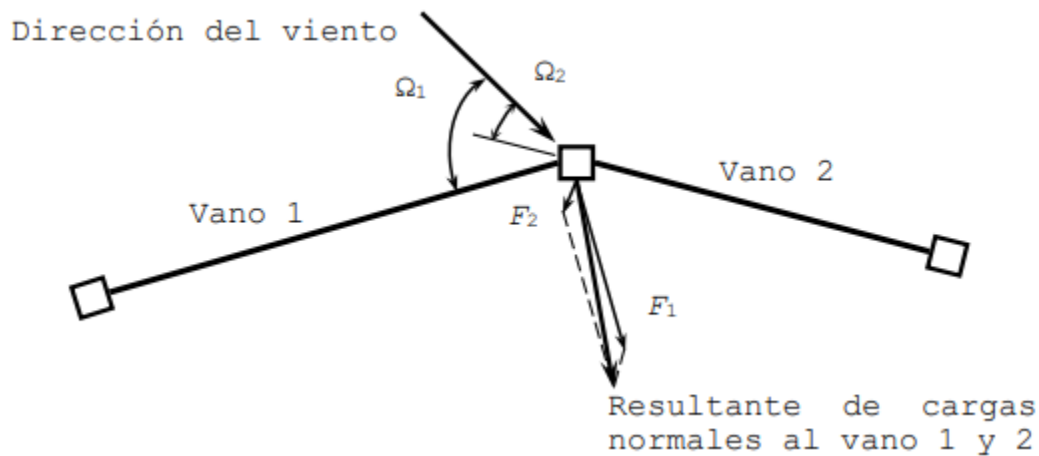


Figura 50: Cargas de viento sobre el conductor

Fuente: Manual de diseño de líneas de transmisión con voltaje igual o superior a 138 KV (Grupo ICE)

Fórmula de presión del viento

Cualquier estructura o conductor la presión del viento se calcula con la siguiente fórmula:

$$P_v = 0,613 \cdot V^2 \cdot G \cdot C_a \text{ (Pa)}$$

Dónde:

P_v : Presión del viento en (Pa: Pascales)

V : Velocidad de viento de acuerdo con: $V = V_{10} \cdot \left(\frac{Z}{10}\right)^{1/\beta}$ (m/s)

G : Factor de respuesta de ráfaga, ver sección tabla 8

C_a : Coeficiente de arrastre de acuerdo con la tabla 9 y 10

Dónde:

Z: Altura sobre el terreno (m).

V₁₀: Velocidad corregida (m/s).

β : Coeficiente exponencial, $\beta = 4,5$.

Temperatura en conductores

Se muestran en las siguientes figuras: las temperaturas mínimas, medias y máximas ambientales en cada zona del país para efectos de diseño de una línea de transmisión se muestran en las siguientes figuras.

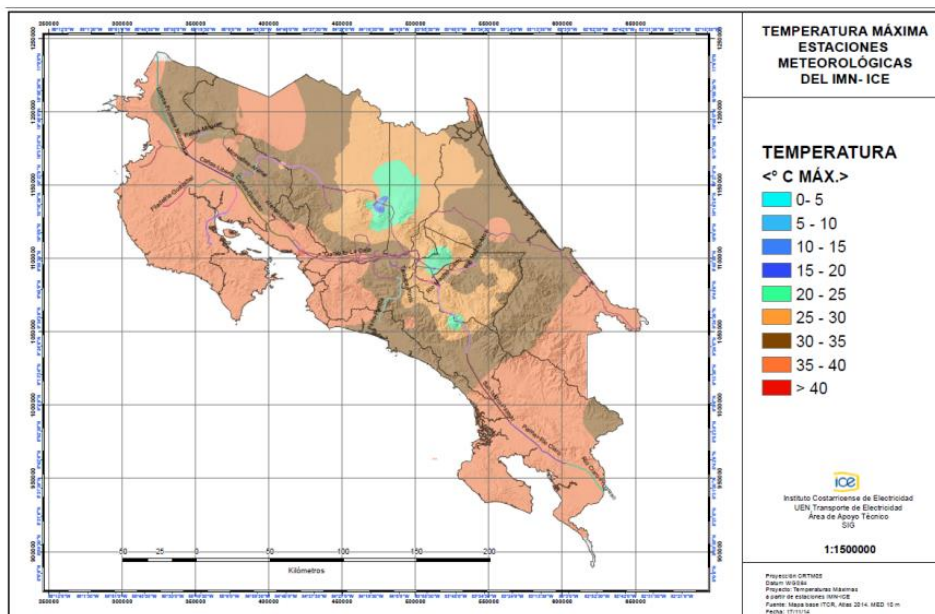


Figura 51: Temperatura máxima estaciones meteorológicas del IMN - ICE

Fuente: Manual de diseño de líneas de transmisión con voltaje igual o superior a 138 KV (Grupo ICE)

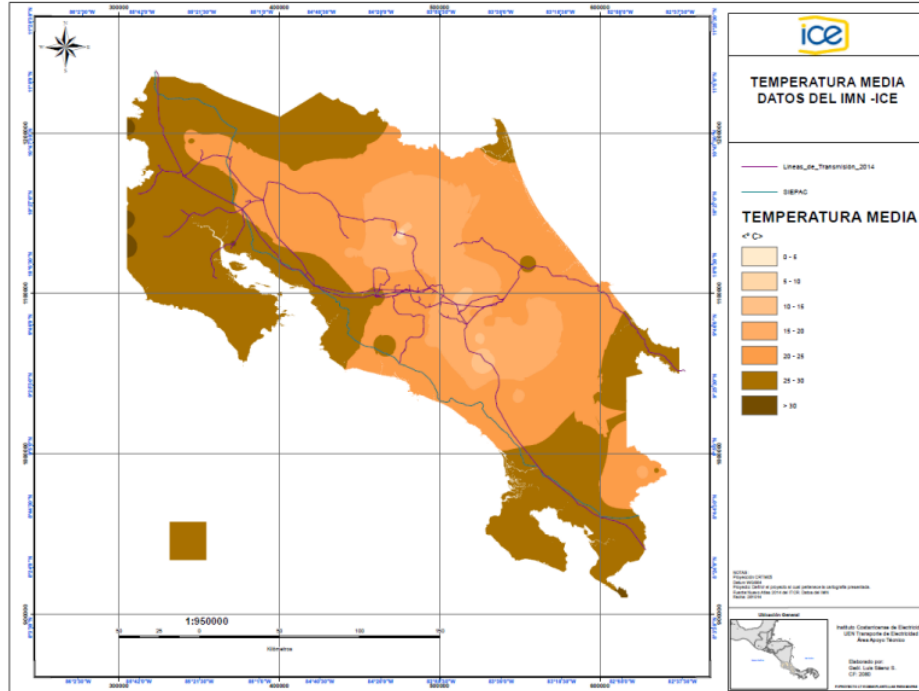


Figura 52: Temperatura media estaciones meteorológicas del IMN - ICE

Fuente: Manual de diseño de líneas de transmisión con voltaje igual o superior a 138 KV (Grupo ICE)

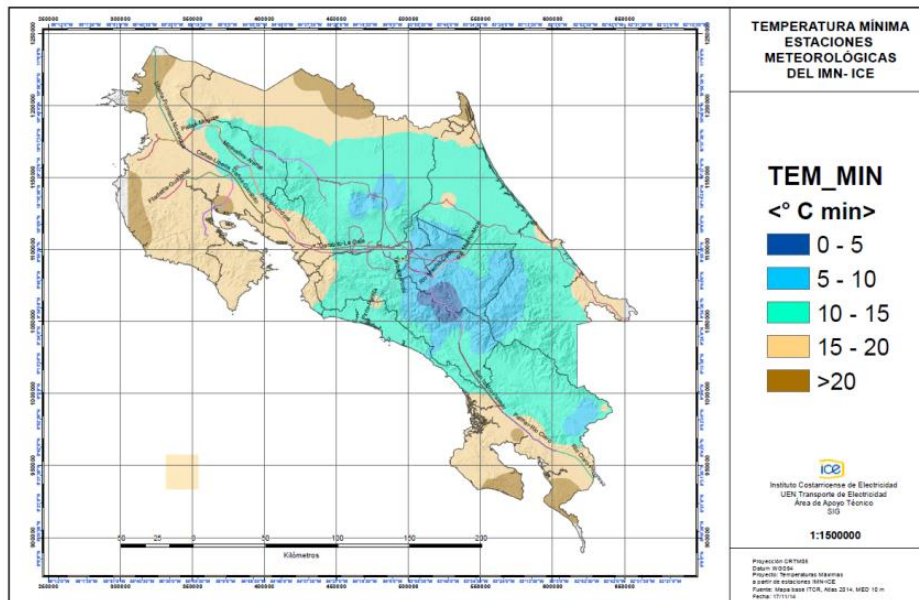


Figura 53: Temperatura mínima estaciones meteorológicas del IMN - ICE

Fuente: Manual de diseño de líneas de transmisión con voltaje igual o superior a 138 KV (Grupo ICE)

2.10 Análisis de la estructura

Acero

- ASTM A36, acero estructural
- ASTM A572, aceros de calidad estructural de alta resistencia

Relación de esbeltez

Las relaciones de esbeltez limitantes para miembros que tienen un esfuerzo de compresión calculado serán las siguientes:

- Para miembros de pierna: $L/r \leq 150$.
- Para otros miembros: $KL/r \leq 200$.
- La relación de esbeltez KL/r para miembros redundantes no deberá exceder de 250.
- La relación de esbeltez L/r para miembros de solo tensión detallados con sorteo será mayor que 300 pero menor o igual a 500.

Propiedades de secciones

Las propiedades de sección, tales como área, momento de inercia, radio de giro, momento de inercia y similares, se basarán en la sección transversal bruta, excepto cuando se especifique una sección transversal reducida o una sección transversal neta. La sección transversal reducida consistirá en todos los elementos totalmente efectivos más aquellos cuyos anchos deben considerarse reducidos, si todos los elementos son completamente efectivos, la sección transversal reducida y la sección transversal bruta son idénticas.

Diseño a compresión

El esfuerzo de diseño a compresión de F_a en el área de la sección transversal bruta, o en el área reducida, de los miembros de compresión cargados axialmente será la siguiente:

$$F_a = \left[1 - \frac{1}{2} \left(\frac{KL/r}{C_c} \right)^2 \right] F_y; \quad \frac{KL}{r} \leq C_c$$

$$F_a = \frac{\pi^2 E}{\left(\frac{KL}{r} \right)^2}; \quad \frac{KL}{r} > C_c$$

$$C_c = \pi \sqrt{\frac{2E}{F_y}}$$

Figura 54: Formula del diseño a compresión
Fuente: ASCE 10-15

Donde:

F_y = esfuerzo mínimo garantizado de fluencia.

E = módulo de elasticidad.

L = longitud no reforzada.

r = radio de giro.

K = coeficiente de longitud efectiva.

C_c = relación de esbeltez de columna que separa el pandeo elástico e inelástico.

Para elementos de pata que sean ángulos de alas iguales, y que no tienen cambios en la carga de miembros entre paneles, utilizados con arriostramiento escalonado. Los valores de L/r de control serán los mostrados a continuación:

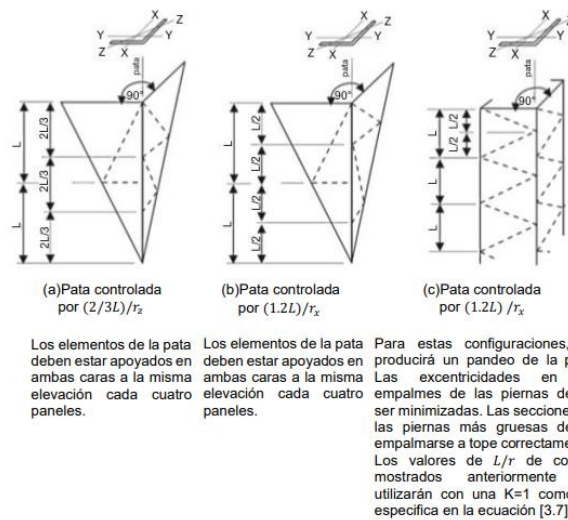


Figura 55: Diseño a compresión elementos en patas
Fuente: ASCE 10-15

Miembros a tracción

Diseño de esfuerzos a tracción

El esfuerzo de diseño a tracción F_t en los miembros de tensión cargados concéntricamente será F_y en el área de la sección transversal neta A_n , en la cual A_n es el área de sección transversal bruta A_g (la suma de los productos del espesor y el ancho neto de cada elemento medido normal al eje del miembro) menos la pérdida debido a agujeros u otras aberturas en la sección por investigar. Si hay una sucesión de agujeros en una línea diagonal o en zigzag, el ancho neto de un elemento se determinará reduciendo del ancho bruto la suma de los diámetros de todos los agujeros a lo largo de la línea de la sección de fallo.

Debe adicionarse en cada tramo inclinado o diagonal entre agujeros la magnitud $s^2/4g$ donde s = espaciado longitudinal (paso) y g = espaciado transversal (gramil) entre dos agujeros consecutivos. El área de sección transversal neta crítica A_n se consigue de la cadena que proporciona el menor ancho neto. Al calcular el área neta para la tensión, el diámetro de un orificio de perno que se ha perforado se tomará como 1.6 mm mayor que el diámetro nominal del orificio, en cuanto a los orificios de pernos perforados, o perforado y fresado, se puede usar el diámetro nominal del orificio. Los ángulos lisos y con cejas atornillados en ambas patas en ambos extremos se considerarán cargados concéntricamente.

$$P = 0.60A_vF_u + A_tF_y$$

Figura 56: Formula miembros a tracción
Fuente: ASCE 10-15

Donde

P = fuerza de diseño a tracción en la conexión. F

y = límite de fluencia mínimo especificado del miembro. F

u = resistencia a la tracción mínima especificada del miembro.

A_v = área mínima neta de corte a largo de una línea de transmisión de fuerza, ver Figura 61.

F_u = área neta mínima en tracción desde el orificio hasta la punta del ángulo perpendicular a la línea de fuerza; ver Figura 61.

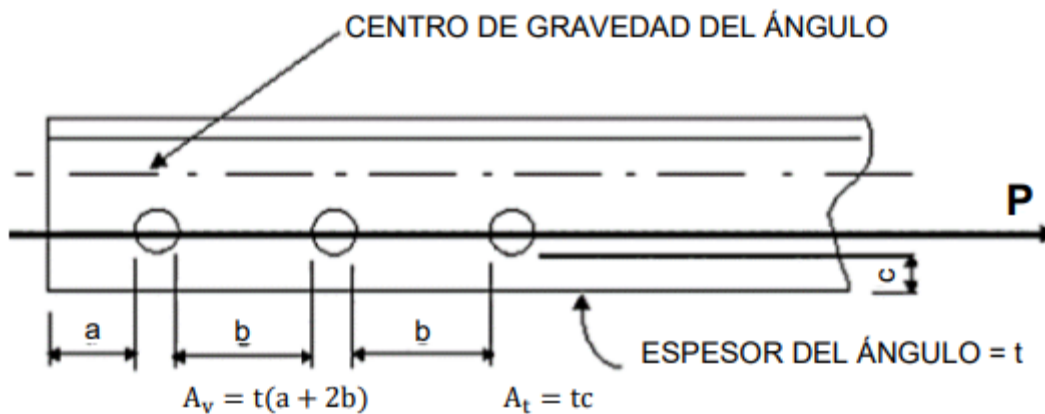


Figura 57: Determinación de ruptura (Corte de bloque)
Fuente: ASCE 10-15

Compresión axial y pandeo

La excentricidad de la carga en los miembros tipo ángulo se proporciona por $KL r = L r$;

$0 \leq L/r \leq 150$ en otros miembros a compresión por $r_t = \sqrt{\frac{C_w + 004J(K_t L)^2}{I_{ps}}}$. Mientras en otros miembros sometidos tanto a compresión axial como a flexión serán proporcionados para satisfacer las siguientes ecuaciones:

$$\frac{P}{P_a} + \frac{C_m M_x}{M_{ax}} \left[\frac{1}{1 - P/P_{ex}} \right] + \frac{C_m M_y}{M_{ay}} \left[\frac{1}{1 - P/P_{ey}} \right] \leq 1$$

$$\frac{P}{P_y} + \frac{M_x}{M_{ax}} + \frac{M_y}{M_{ay}} \leq 1$$

Figura 58: Formulas otros miembros compresión axial y pandeo
Fuente: ASCE 10-15

Donde:

C_m = coeficiente definido a continuación. (Para miembros restringidos sin desplazamiento lateral en un extremo con respecto al otro, y sin cargas transversales en el plano de flexión entre los soportes, $C_m = 0.6 - 0.4(M_1/M_2)$. M_1 es el momento extremo más pequeño y (M_1/M_2) es positivo cuando la flexión está en curvatura inversa (S) y negativa cuando es una curvatura única, esto si hay cargas transversales entre los soportes, $C_m = 1$ para miembros con extremos no restringidos y 0.85 si los extremos están restringidos.

P = compresión axial.

P_a = compresión axial de diseño ángulos de 90°

P_y = compresión axial a la fluencia (= $F_y A$).

$P_{ex} = \pi^2 EI_x / (K_x L_x)^2$.

$P_{ey} = \pi^2 EI_y / (K_y L_y)^2$.

I_x = momento de inercia sobre el eje x.

I_y = momento de inercia sobre el eje y.

$K_x L_x, K_y L_y$ = longitudes efectivas en los planos a flexión correspondientes.

M_x, M_y = momentos sobre los ejes x e y, respectivamente, en el punto o puntos definidos a continuación.

M_{ax}, M_{ay} = momentos permitidos, calculados con $C_b = 1$

Tracción axial y pandeo

La excentricidad de la carga en los miembros angulares se proporciona por $P = 0.60 A_v F_u + A_t F_y$. Otros miembros sometidos tanto a la tracción axial como a flexión serán proporcionados para satisfacer la siguiente fórmula:

$$\frac{P}{P_a} + \frac{M_x}{M_{ax}} + \frac{M_y}{M_{ay}} \leq 1$$

Figura 59: Formula otros miembros a tracción axial y pandeo
Fuente: ASCE 10-15

Donde:

P = tracción axial.

Pa = tracción axial de diseño ángulos 90° .

Mx, My = momentos sobre los ejes x e y , respectivamente.

Max, May = los momentos correspondientes

Miembros redundantes

Los miembros redundantes se utilizan para proporcionar puntos de arriostramiento intermedios a los miembros primarios con el objetivo de reducir la longitud sin refuerzo de estos miembros primarios. El sistema de arriostramiento redundante debe ser capaz de resistir una fuerza Pr , en el plano que contiene miembros primarios y redundantes, según lo especificado por:

$$P_r = (0.015 + 0.008[(L/r - 60)/60])P$$

$$0.015P \leq P_r \leq 0.025P$$

Figura 60: Formula miembros redundantes
Fuente: ASCE 10-15

Donde

P = la fuerza de compresión máxima calculada en el miembro primario apoyado.

L/r = la relación de esbeltez del miembro primario apoyado.

La resistencia de los miembros redundantes en cada nodo se combinará vectorialmente, y la resistencia resultante será mayor que Pr . El diseño de los miembros redundantes deberá estar de acuerdo con el diseño de miembros.

Diseño de conexiones

Las conexiones emperradas para torres de transmisión normalmente están diseñadas como uniones encargadas de soportar el aplastamiento. Se pretende que los pernos dispuestos a unir los miembros transmiten la carga a la conexión por igual.

Elementos de fijación

Las especificaciones de fijación comúnmente utilizadas para las torres de transmisión de acero son ASTM A394. La ASTM A394 es una especificación estándar del material de los requisitos químicos y mecánicos que cubren los pernos de acero recubiertos de zinc de cabeza hexagonal y cuadrada y los pernos resistentes a la corrosión atmosférica para uso en la construcción de torres de transmisión, subestaciones y estructuras de acero similares. La especificación incluye pernos estructurales de tipo 0, tipo 1 y tipo 3 en acero al carbono, de aleación y de intemperie con superficies lisas y recubiertas

Diseño de esfuerzo de aplastamiento

La tensión máxima de aplastamiento calculada como la fuerza sobre un perno dividido por el producto del diámetro del perno multiplicado por el grosor de la parte conectada no deberá exceder 1.5 veces la especificada resistencia mínima a la tracción F_u de la parte conectada o del perno.

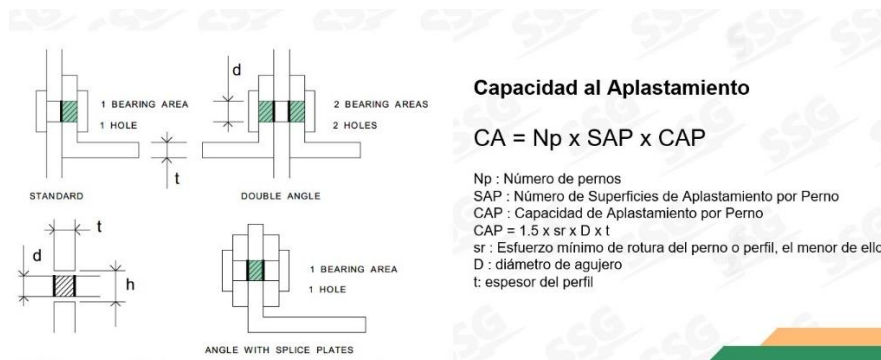


Figura 61: Capacidad de aplastamiento
Fuente: ASCE 10-15

Distancias mínimas

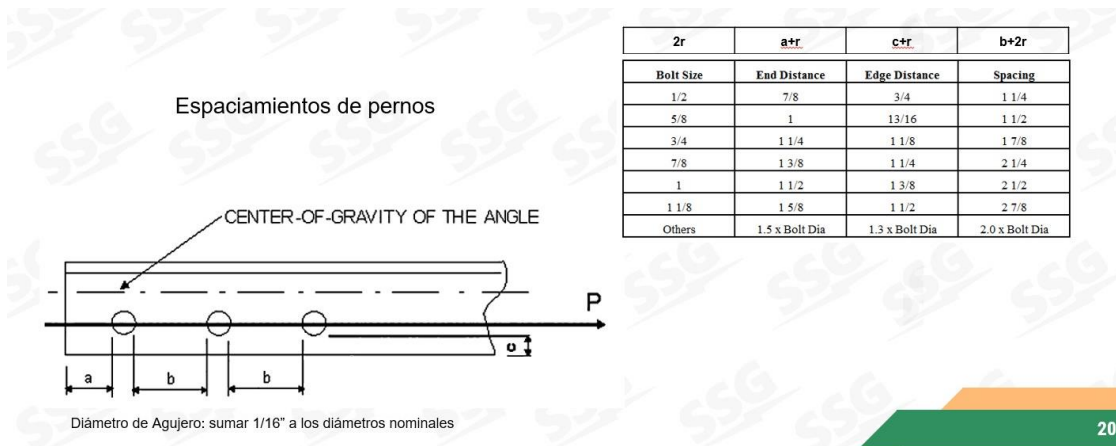


Figura 62: Distancias mínimas agujeros
Fuente: ASCE 10-15

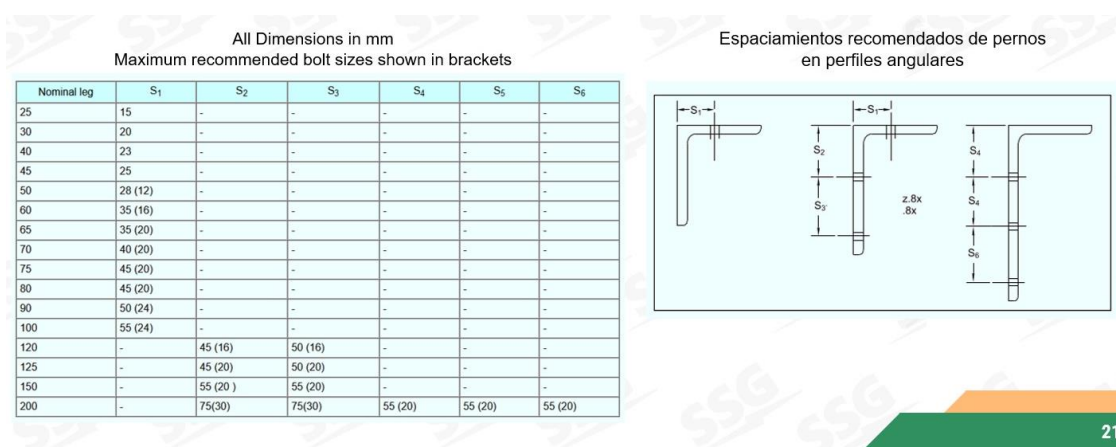









Figura 63: Distancias mínimas agujeros
Fuente: ASCE 10-15

2.11 Códigos de restricción

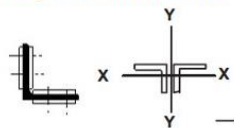
Son esenciales para garantizar la estabilidad y seguridad de las torres de transmisión.

Cargas concéntricas: Las cargas concéntricas son aquellas que actúan a lo largo del eje principal de la estructura como el peso propio de la torre y las cargas verticales. Estas cargas deben ser soportadas por los elementos estructurales principales y aseguran la alineación y estabilidad de la torre bajo estas condiciones.

Cargas excéntricas: Las cargas excéntricas son tienen su campo de acción fuera del eje principal de la estructura, es decir, el viento y las cargas sísmicas, estas generan momentos flectores y tensiones adicionales en la estructura. Los códigos de restricción aseguran que la torre pueda soportar estas cargas sin deformarse ni fallar.

Montantes	Otros		Redundantes
$0 \leq \frac{L}{r} \leq 150$	$0 \leq \frac{L}{r} \leq 120$	$120 \leq \frac{L}{r} \leq 200$	$120 \leq \frac{L}{r} \leq 250$
 <p>1) NO ECCENTRICITY $\frac{KL}{r} = \frac{L}{r}$</p>	 <p>1) NO ECCENTRICITY $\frac{KL}{r} = \frac{L}{r}$</p>  <p>2) ECCENTRICITY ONE END $\frac{KL}{r} = 30 + 0.75 \frac{L}{r}$</p>  <p>3) ECCENTRICITY BOTH ENDS $\frac{KL}{r} = 60 + 0.5 \frac{L}{r}$</p>	 <p>4) NO ROTATIONAL RESTRAINT AT ENDS $\frac{KL}{r} = \frac{L}{r}$</p>	
		$120 \leq \frac{L}{r} \leq 225$	$120 \leq \frac{L}{r} \leq 290$
		 <p>5) ROTATIONAL RESTRAINT ONE END ONLY $\frac{KL}{r} = 28.6 + 0.762 \frac{L}{r}$</p>	
		$120 \leq \frac{L}{r} \leq 250$	$120 \leq \frac{L}{r} \leq 330$
		 <p>6) ROTATIONAL RESTRAINT BOTH ENDS $\frac{KL}{r} = 46.2 + 0.615 \frac{L}{r}$</p>	

Cargas Concéntricas



Cargas Excéntricas

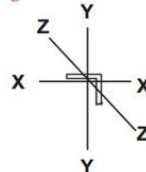


Figura 64: Códigos de restricción
Fuente: ASCE 10-15

Los miembros cortos son definidos como aquellos que poseen un valor L/r menor o igual a 120, sus capacidades están basadas en los códigos de excentricidad. Por su parte, los miembros largos se categorizan como aquellos que poseen un valor de L/r mayor a 120. Sus capacidades son basadas en los códigos de sujeción.

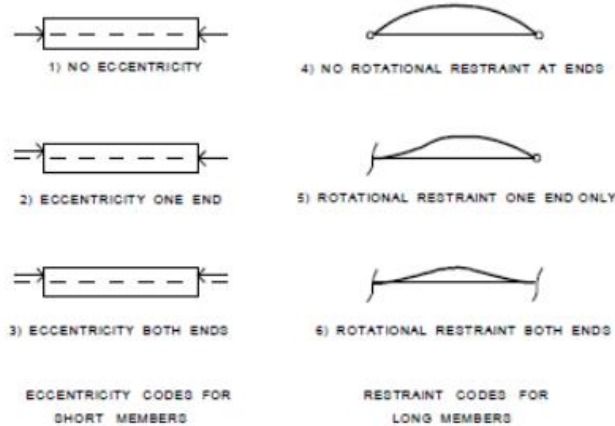


Figura 65: Códigos de restricción
Fuente: ASCE 10-15

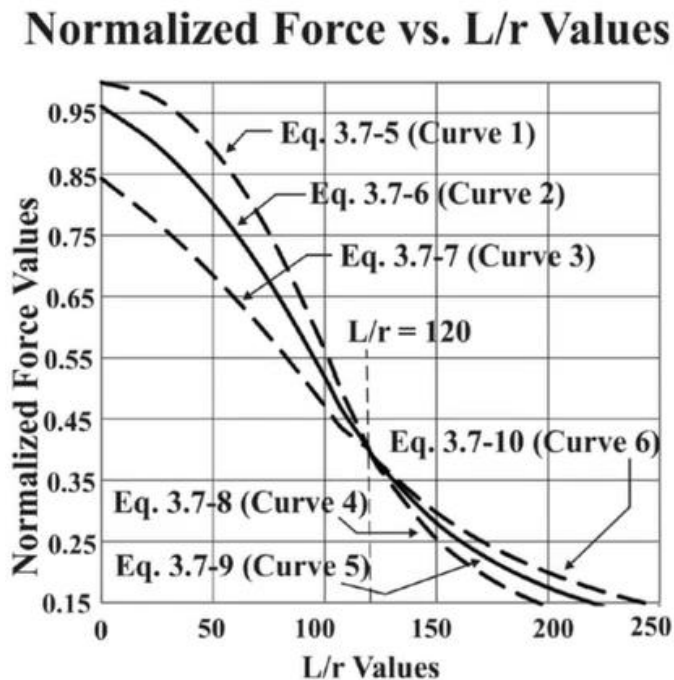


Figura 66: Curva valores L/r
Fuente: ASCE 10-15

Código	Descripción	Código	Descripción
1	Cargas con respecto al eje neutro	4	Rotación en los extremos
2		5	
3		6	

Tabla 8: Descripción de los códigos de restricción
Fuente: ASCE 10-15

CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO

3.1 ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN

Con el fin de alcanzar los objetivos propuestos en este trabajo, se determinó que la mejor forma de abordar la investigación sería con un enfoque mixto. Para realizar el modelamiento estructural se deberá usar un software especializado el cual brindara datos numéricos y analizarán los comportamientos de la estructura en miras de determinar el diseño más adecuado.

Del mismo modo, se analizaran los costos asociados a dichas maniobras, además de realizar visitas de campo para recopilar información sobre de las estructuras. El trabajo de campo busca definir ciertas variables a la hora de analizar los datos obtenidos, por lo que algunas de estas actividades serán de carácter cualitativo y otras de carácter cuantitativo.

3.2 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN

En esta investigación se usarán los métodos experimental y aplicado, el experimental porque se simulará la condición actual de la estructura por medio del software (PLS TOWER) al comparar la condición actual ante las cargas actuantes a la estructura en su condición actual. Al mismo tiempo, se hará otra simulación con las cargas actuantes ya con los aisladores epóxicos instalados y así se diseñará un plan para mantener la sostenibilidad de la estructura. En cuanto al método aplicado, se hará uso de este después de realizar la modelación, se confeccionará el diseño para las maniobras respectivas, en donde se contempla los planos que permitirán optimizar el proceso.

3.3 FUENTES DE INFORMACIÓN

- Manual para el diseño de líneas de transmisión con voltaje igual o superior a 138 KV
- *Design of Latticed Steel Transmission Structures* ASCE 10-15
- *Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading* ASCE 74-10
- Instituto Costarricense de Electricidad
- *Power Line Systems*
- *PLS TOWER*
- Cálculo de Torres para Linhas de Transmissao

Fuentes primarias: Contienen información original publicada recientemente, protegidas de filtraciones. Son el producto de una investigación eminentemente creativa y pueden encontrarse en soporte impreso o digital. (Guadalajara, 2024)

Fuentes secundarias: Contienen información primaria, sintetizada y reorganizada, están diseñadas para facilitar y maximizar el acceso a las fuentes primarias o a sus contenidos, ya que componen la colección de referencia de una biblioteca. Se utilizan cuando no se tiene acceso a la fuente primaria por una razón específica, o cuando los recursos son limitados y la fuente no es confiable. Permiten confirmar los hallazgos en una investigación y ampliar el contenido de la información de una fuente primaria. (Guadalajara, 2024)

Fuentes primarias:

- **Datos de Campo:** Mediciones directas realizadas en el sitio parte de una recopilación de información importante y de primera mano para realizar los análisis respectivos.
- **Datos de proyectos previos:** Informes de proyectos anteriores, documentación técnica utilizada en la realización de proyectos anteriores, se incluyen datos, planos, presupuestos, memorias de cálculo.
- **Documentación fotográfica:** Imágenes tomadas en las visitas el sitio para determinar las condiciones de la estructura.
- **Informes de progreso:** La documentación que detalla el avance del proyecto.

3.3.1 Sujetos de información

Los sujetos de información son las normas y libros consultados tomados como base en los procedimientos para poder realizar el modelamiento propuesto, estas normas y libros son esenciales para desarrollar de la mejor manera el proyecto porque indican el paso a paso a seguir en cada procedimiento. Resultan un apoyo fundamental en la utilización del software destinado al análisis estructural, brinda los resultados obtenidos guías útiles en la realización del diseño adecuado.

3.4 VARIABLES DE ANÁLISIS

Objetivo específico	Variable	Definición conceptual	Operacionalización	Instrumentalización
Identificar posibles problemas que se presenten al realizar las maniobras con base al estudio realizado de las estructuras a analizar	Estructura	Son el soporte aéreo de las líneas de transmisión para la distribución eléctrica, ya se de alta o baja tensión	Se consigue al realizar visitas a campo con la toma apuntes y fotografías para determinar algunas variables a tomar en cuenta	Visitas a campo
Analizar que las cargas a la que se encuentran sometidas las estructuras sean viables al realizar el cambio a dependiendo el estado de la estructura actualmente o se debe realizar algún tipo de reforzamiento con el objetivo de garantizar el correcto procedimiento del trabajo.	Cargas actuantes	Las torres se ven sometidas a diferentes condiciones, las cuales generan variedad de cargas sobre la estructura. La estructura se encarga de transmitir esas cargas a la cimentación, estas actúan sobre la estructura y son: cargas verticales, transversales, longitudinales, cargas por viento y cargas por sismo	Se realizan los análisis por medio de la utilización del software para simular los comportamientos en la estructura, se obtienen datos útiles para la consecución de los objetivos planteados.	Uso del software <i>PLS TOWER</i>

<p>La optimización de las estructuras para garantizar una adecuada seguridad operacional</p>	<p>Optimización de las estructuras</p>	<p>Al realizar el modelamiento con los cambios realizados, se optimizan las estructuras para así subsanar posibles problemas que puedan llegar a tener y garantizar que en todo momento se dé un excelente desempeño para no incurrir en problemas a corto o largo plazo.</p>	<p>Se realizan los análisis por medio de la utilización del software para simular los comportamientos en la estructura, se obtienen datos útiles para la consecución de los objetivos este trabajo.</p>	<p>Uso del software PLS TOWER</p>
<p>Analizar resistencia mecánica, flexibilidad, capacidad de absorción de vibraciones, durabilidad, evaluación y mitigación del impacto ambiental y estabilidad estructural que se obtendrá al realizar el cambio.</p>	<p>Estructura</p>	<p>Son el soporte aéreo de las líneas de transmisión para la distribución eléctrica, ya se de alta o baja tensión</p>	<p>Es necesario definir claramente el tipo de material, condiciones ambientales, la durabilidad, la resistencia a la corrosión, peso de la estructura, condiciones de carga, variaciones climáticas,</p>	<p>Uso de Excel</p>

Tabla 9: Variables de la investigación por objetivo específico
Fuente: Autor

3.5 INSTRUMENTOS

Estos son los instrumentos utilizados para la ejecución de este proyecto, se basan en la observación realizada en las visitas de campo y a la recolección de datos dispuesta para determinar ciertas variables a tomar en cuenta y la implementación del software (*PLS TOWER*). Con lo anterior fue posible realizar el modelamiento estructural, y, a partir del de los análisis respectivos, se busca el mejor diseño adecuado desempeño de la estructura con la meta de satisfacer de manera eficiente los objetivos propuestos.



Figura 67: Análisis de STAKEHOLDERS

Fuente: Autor

3.6 PROCESO PARA LA RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS

El proceso para la recolección y el análisis de datos se hace por medio del modelamiento estructural realizado por el programa *PLS TOWER*, el cual es un software especializado en estructuras de transmisión, donde se realizan comparaciones de la estructura en las condiciones actuales en comparación respecto al modelamiento en las condiciones de cambio de condición de la estructura. Se comparan los datos iniciales de las condiciones actuales con los datos finales en el cambio de condición, lo cual permite confeccionar un diseño capaz de mantener la estructura en óptimas condiciones.

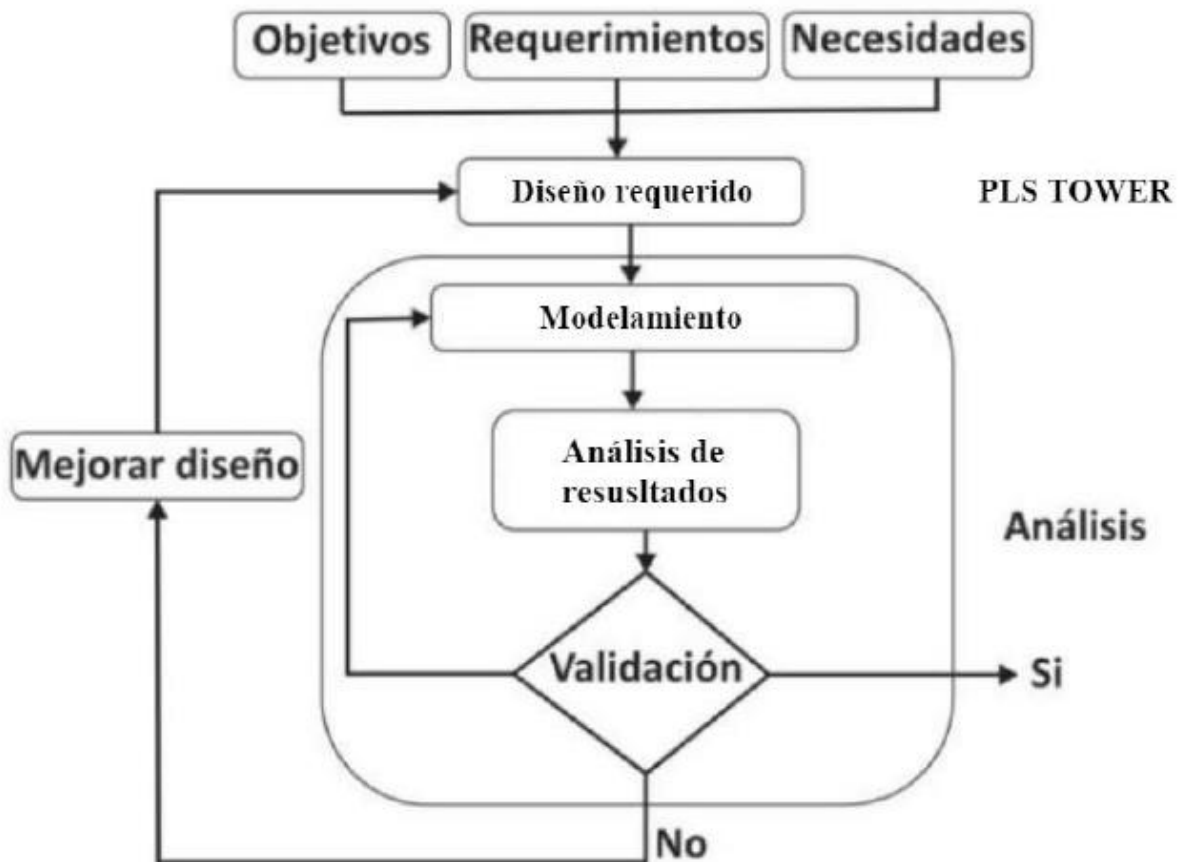


Figura 68: Diagrama de flujo del proyecto
Fuente: Autor

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 ¿Por qué realizar la sustitución a aisladores epóxicos y qué ventajas presentan respecto a las ménsulas de acero?

Estos factores contribuyen a mejorar la seguridad y eficiencia de las torres de transmisión, están justificado su cambio desde una perspectiva mecánica por una serie de beneficios significativos que contribuyen a una infraestructura más sostenible y segura. El cambio no solo resolverá problemas actuales de corrosión, sino que también mejorará la eficiencia y seguridad de las torres de transmisión a largo plazo.

- Menores necesidades de mantenimiento
- Mayor resistencia a la corrosión
- Mejoran la estabilidad estructural de las torres y reducen el riesgo de fallas estructurales y accidentes
- Tienen una alta resistencia mecánica
- Son más ligeros, lo cual reduce la carga total sobre la estructura de la torre y puede disminuir el desgaste y las tensiones en la misma
- Ofrecen mejor elasticidad, esto permite absorber mejor las vibraciones y las cargas dinámicas, lo que mejora la estabilidad estructural
- Tienen una vida útil más larga debido a su resistencia a la corrosión y a la intemperie, reducen la frecuencia de mantenimiento y reemplazo
- Son más fáciles de instalar debido a su menor peso
- Resisten mejor las condiciones ambientales adversas y prolongan la vida útil de las torres de transmisión
- Los aisladores epóxicos son más sostenibles y cumplen mejor con las normativas ambientales, contribuyendo a una operación más ecológica
- Menor riesgo de desprendimiento o fallos en las conexiones, lo cual mejora la seguridad y el rendimiento de la transmisión

5.2 Modelamiento estructural de la torre de transmisión

Para iniciar una modelación en el programa, lo primero por hacer es crear los parámetros para el respectivo análisis. Resulta necesario establecer las unidades de diseño, y, para efectos prácticos, se utilizará el Sistema Internacional.

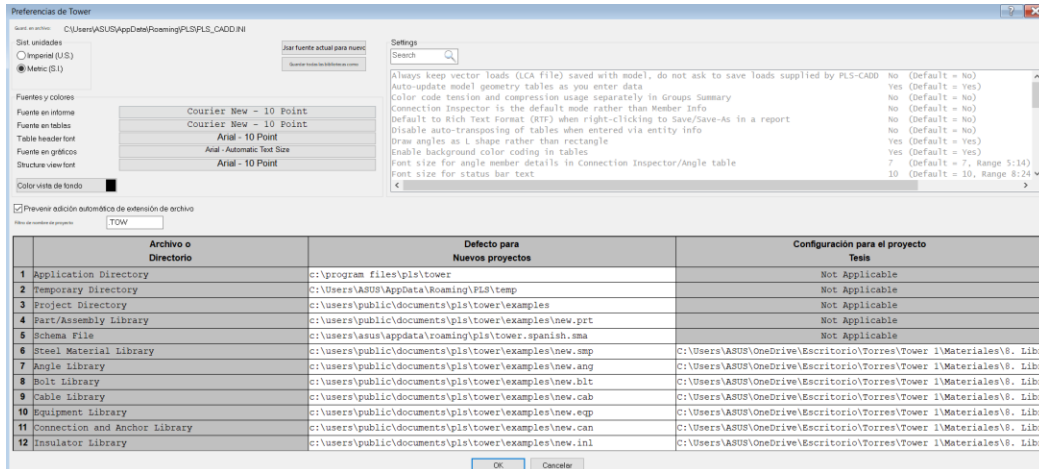


Figura 69: Interfaz para la escogencia de los parámetros métricos y los archivos de perfiles de acero y los grupos de perfiles en software PLS TOWER

Fuente: Autor

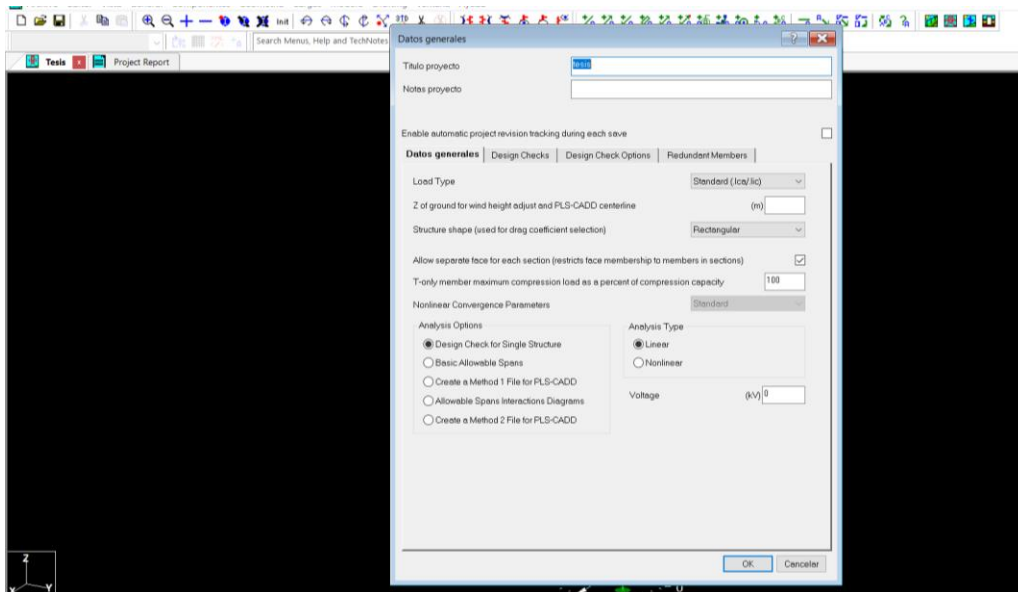


Figura 70: Interfaz para la escogencia de los datos generales para el análisis en base al ASCE 10 en software PLS TOWER

Fuente: Autor

ASTM values (ASTM documents may be purchased from <http://www.astm.org>)
 Entered by Power Line Systems, Inc. on May 16, 2005
 Checked by

Revisions:
 Make a note of any revisions/additions here. We strongly recommend you

	Etiqueta del Acero	Mód. de Elast. (MPa)	Esfzo Fluen. Fy (MPa)	Esfzo Ruptura Fu (MPa)	Todos los Elem Esfzo Hyp. 1 (MPa)	Todos los Elem Esfzo Hyp. 2 (MPa)	Elemto Rupt. Hyp. 1 (MPa)	Elemto Rupt. Hyp. 2 (MPa)	Elemto flex Hyp. 1 (MPa)	Elemto flex bearing Hyp. 2 (MPa)
1	A 36	199948	248.211	399.895	0	0	0	0	0	0
2	A529-50	199948	344.737	482.632	0	0	0	0	0	0
3	A572-50	199948	344.737	448.158	0	0	0	0	0	0
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										
19										
20										
21										

Figura 71: Interfaz para las propiedades del acero en software PLS TOWER
 Fuente: Autor

Perfiles Milimétricos

Angle Type	Angle Size	Long Leg (cm)	Short Leg (cm)	Thick. (cm)	Unit Weight (N/m)	Gross Area (cm²)	w/t Ratio	Radius of Gyration Rx (cm)	Radius of Gyration Ry (cm)	Radius of Gyration Rz (cm)	Angle Cross Section	Wind Width (cm)	Short Edge Dist. (cm)	Long Edge Dist. (cm)	Optimize Cost Factor	Section Modulus (cm³)	
1	AI	30x30x4	3	3	0.4	17.2499	2.24	5.25	0.910121	0.910121	0.585925	Single	3	1.5	0	1	0
2	AI	35x35x3.5	3.5	3.5	0.35	17.9237	2.3275	7.57143	1.07729	1.07729	0.688041	Single	3.5	1.75	0	0	0
3	AI	35x35x4	3.5	3.5	0.4	20.3302	2.64	6.5	1.07053	1.07053	0.685856	Single	3.5	1.75	0	1	0
4	AI	30x30x5	3	3	0.5	21.1773	2.75	4	0.897751	0.897751	0.584022	Single	3	1.5	0	1	0
5	AI	39x39x4	3.9	3.9	0.4	22.7945	2.96	7.25	1.19904	1.19904	0.766204	Single	3.9	1.95	0	1	0
6	AI	40x40x4	4	4	0.4	23.4106	3.04	7.5	1.23119	1.23119	0.786333	Single	4	2	0	1	0
7	AI	35x35x5	3.5	3.5	0.5	25.0278	3.25	5	1.05758	1.05758	0.682715	Single	3.5	1.75	0	1	0
8	AI	45x45x4	4.5	4.5	0.4	26.4909	3.44	8.5	1.39201	1.39201	0.887171	Single	4.5	2.25	0	1	0
9	AI	40x40x5	4	4	0.5	28.8782	3.75	5.8	1.21781	1.21781	0.782269	Single	4	2	0	1	0
10	AI	50x50x4	5	5	0.4	29.5713	3.84	9.75	1.55295	1.55295	0.98826	Single	5	2.5	0	1	0
11	AI	45x45x4.5	4.5	4.5	0.45	29.629	3.8475	7.44444	1.38509	1.38509	0.884625	Single	4.5	2.25	0	1	0
12	AI	55x55x4	5.5	5.5	0.4	32.6516	4.24	10.75	1.714	1.714	1.08953	Single	5.5	2.75	0	1	0
13	AI	45x45x5	4.5	4.5	0.5	32.7286	4.25	6.6	1.37831	1.37831	0.882394	Single	4.5	2.25	0	1	0
14	AI	40x40x6	4	4	0.6	34.1918	4.44	4.66667	1.2051	1.2051	0.779643	Single	4	2	0	1	0
15	AI	59x59x4	5.9	5.9	0.4	35.1159	4.56	11.75	1.84283	1.84283	1.17065	Single	5.9	2.95	0	1	0
16	AI	60x60x4	6	6	0.4	35.7319	4.64	12	1.87505	1.87505	1.19094	Single	6	3	0	1	0
17	AI	49x49x5	4.9	4.9	0.5	35.809	4.65	7.4	1.50684	1.50684	0.962786	Single	4.9	2.45	0	1	0
18	AI	50x50x5	5	5	0.5	36.579	4.75	7.6	1.53899	1.53899	0.982916	Single	5	2.5	0	1	0
19	AI	65x65x4	5.50001	6.50001	0.399999	38.8123	5.04	13.0001	2.0362	2.0362	1.29244	Single	6.50001	3.25	0	1	0
20	AI	45x45x6	4.5	4.5	0.6	38.8123	5.04	5.33333	1.36518	1.36518	0.878887	Single	4.5	2.25	0	1	0
21	AI	55x55x5	5.5	5.5	0.5	40.4295	5.25	8.4	1.6998	1.6998	1.08373	Single	5.5	2.75	0	1	0
22	AI	70x70x4	7.00001	7.00001	0.399999	41.8926	5.43999	14.2501	2.1973	2.1973	1.39403	Single	7.00001	3.5	0	1	0
23	AI	50x50x6	5	5	0.6	43.4328	5.64	6.16667	1.52554	1.52554	0.978709	Single	5	2.5	0	1	0

Figura 72: Interfaz para las propiedades para los perfiles milimétricos en software PLS TOWER
 Fuente: Autor

Tomillos (Del archivo "C:\Users\ASUS\OneDrive\Escritorio\Torres\Tower 1\Materiales\& Librería PLS Tower\STmat16\ochr16bit")

ASTM A394-83a values (ASTM documents may be purchased from <http://www.astm.org>)
 Entered by Power Line Systems, Inc. on May 16, 2005
 Checked by

Notes:
 Ultimate Shear Capacity calculated for use with ASCE 10-97. You must verify

	Etqta Tornillo	Diám. (cm)	Barreno (cm)	Cap al Corte (kN)	Dist. al Paño (cm)	Esp. entre Torn. (cm)	Cap. Corte Hyp. 1 (kN)	Cap. Corte Hyp. 2 (kN)
1	M12	1.2	1.6	30.98		2	3.2	0
2	M16	1.6	2.1	49.71	2.8575	3.81	0	0
3	M20	2	2.4	74.24	3.429	4.572	0	0
4	7/8	2.2	2.7	103.23	4.0005	5.334	0	0
5	M24	2.4	3.2	135.55	4.572	6.096	0	0
6	M30	3	3.7	211.41	4.572	6.096	0	0
7	5/8 A394 TYPE0 X	1.5875	1.905	62.7199	2.8575	3.81	0	0
8	5/8 A394 TYPE0 N	1.5875	1.905	49.5977	2.8575	3.81	0	0
9	3/4 A394 TYPE0 X	1.905	2.2225	90.0765	3.429	4.572	0	0
10	3/4 A394 TYPE0 N	1.905	2.2225	74.0629	3.429	4.572	0	0
11	7/8 A394 TYPE0 X	2.2225	2.54	122.771	4.0005	5.334	0	0
12	7/8 A394 TYPE0 N	2.2225	2.54	102.976	4.0005	5.334	0	0
13	1 A394 TYPE0 X	2.54	2.8575	160.358	4.572	6.096	0	0
14	1 A394 TYPE0 N	2.54	2.8575	135.226	4.572	6.096	0	0
15	5/8 A394	1.5875	1.905	40.4788	2.8575	3.81	0	0
16	3/4 A394	1.905	2.2225	60.4958	3.429	4.572	0	0
17	7/8 A394	2.2225	2.54	83.849	4.0005	5.334	0	0
18	1 A394	2.54	2.8575	110.316	4.572	6.096	0	0
19	1/2 A325	1.27	1.5875	33.64	2	3.2	0	0
20	5/8 A325	1.5875	1.905	53.93	2.8575	3.81	0	0
21								
22								
23								

Figura 73: Interfaz para las propiedades de los pernos en software PLS TOWER
 Fuente: Autor

Suspension Properties (From file "C:\Users\ASUS\OneDrive\Escritorio\Torres\Tower 1\Materiales\& Librería PLS Tower\STmat16\ochr16.ini")

Fictitious values (Enter your own data from a manufacturer's catalog)
 Entered by Power Line Systems, Inc. on May 16, 2005
 Data provided for illustration purposes only.

Revisions:

	Label	Stock Number	Length (m)	Weight (N)	Wind Area (m²)	Tension Capacity (N)	Top Rect Width (m)	Top Rect Height (m)	Bot. Rect Width (m)	Bot. Rect Height (m)	Vert. Rect Width (m)	Vert. Rect Height (m)	Hardware Capacity (N)	Notes	Draw	Rigid
1	SUSP-EX3		2.5908	444.822	0	88964.4	0.3048	0.3048	0.03048	0.12192	0.3048	0.6096	0		Sheds	No
2	SUSP-EX4		2.286	934.126	0	88964.4	0	0	0	0	0	0	0		Sheds	No
3	SUSP-EX5		3.9624	1779.29	0	155688	0	0	0	0	0	0	0		Sheds	No
4	SUSP-EX6		2.10922	889.644	0	44482.2	0	0	0	0	0	0	0		Sheds	No
5	SUSP-EX7		1.524	667.233	0	111206	0	0	0	0	0	0	0		Sheds	No
6	SUSP-EX8		4.2	0	0	155688	0	0	0	0	0	0	0		Sheds	No
7	SUSP-EX12		3.49999	1425	0	120000	0	0	0	0	0	0	0		Sheds	No
8	AIS-STS		4.2	1608.84	1.17712	160000	0	0	0	0	0	0	0		Sheds	No
9	AIS-STR		4.2	1608.84	1.17712	160000	0	0	0	0	0	0	0		Sheds	No
10	AIS-STA		4.4	1891.37	1.24432	160000	0	0	0	0	0	0	0		Sheds	No
11	AIS-STT		4.4	1891.37	1.24432	160000	0	0	0	0	0	0	0		Sheds	No
12																
13																
14																
15																
16																
17																
18																
19																
20																
21																
22																
23																
24																

Figura 74: Interfaz para las propiedades de los aisladores en suspensión en software PLS TOWER
 Fuente: Autor

Se realiza el modelamiento de una estructura tipo celosía desde cero a partir de los planos constructivos de la Torre S1 de la LP: 2949. Esta pertenece a la LT RMA-ESTE 138 KV (Circuito derecho LT Rio Macho–Desamparados, circuito izquierdo LT Cóncavas–Alajuelita). Además, cuenta con un conductor Grosbeack 636 MCM y un OPGW Fittel 12.5 mm)

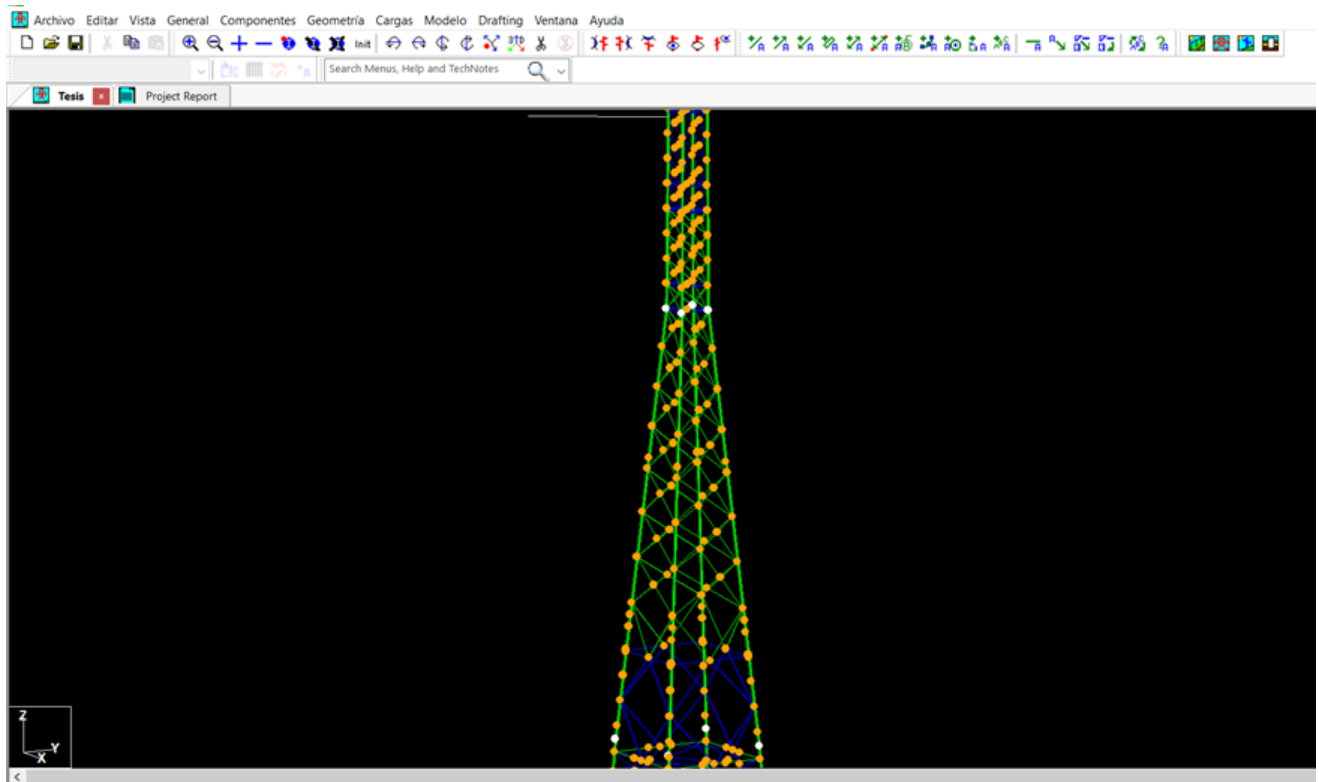


Figura 75: Modelamiento de la estructura desde cero con el software PLS TOWER
Fuente: Autor

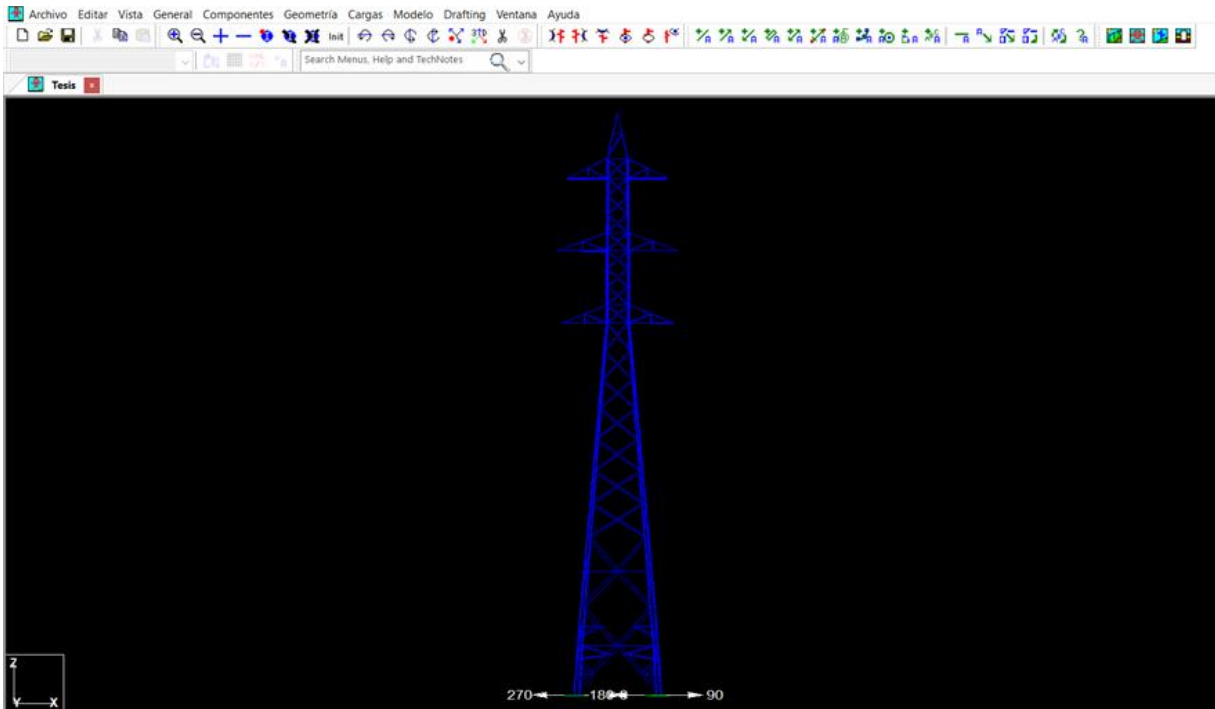


Figura 76: Estructura terminada
Fuente: Autor

Una vez realizado el modelo, se procede a hacer verificación por geometría antes de realizar la verificación con las cargas, así se puede determinar si existen advertencias en el modelo. Al realizar la verificación geométrica, el software da advertencias por esbeltez y por problemas de geometría entre perfiles, por lo cual se procederá a realizar una optimización en el modelo y se evita arrastrar problemas en la verificación final ante las cargas actuantes.

```

Tesis | Project Report | Model Check Results
KL/R value of 214.95 exceeds maximum of 200.00 for member "138X" ??
KL/R value of 214.95 exceeds maximum of 200.00 for member "138XY" ??
KL/R value of 214.95 exceeds maximum of 200.00 for member "138Y" ??
KL/R value of 208.99 exceeds maximum of 200.00 for member "139P" ??
KL/R value of 208.99 exceeds maximum of 200.00 for member "139X" ??
KL/R value of 208.99 exceeds maximum of 200.00 for member "139XY" ??
KL/R value of 208.99 exceeds maximum of 200.00 for member "139Y" ??
KL/R value of 208.99 exceeds maximum of 200.00 for member "140P" ??
KL/R value of 208.99 exceeds maximum of 200.00 for member "140X" ??
KL/R value of 208.99 exceeds maximum of 200.00 for member "140XY" ??
KL/R value of 208.99 exceeds maximum of 200.00 for member "140Y" ??
Checking 263 Secondary Joints
Joints "PPFO.50S" and "PPFO.50X" are colocated in space: move one of them. ??
Joints "OPFFO.50S" and "OPFFO.50Y" are colocated in space: move one of them. ??
Joints "O18XFO.50S" and "O18XFO.50X" are colocated in space: move one of them. ??
Joints "O18XFO.50S" and "O18XFO.50Y" are colocated in space: move one of them. ??
Joints "PPFO.50XY" and "PPFO.50Y" are colocated in space: move one of them. ??
Joints "OPFFO.50X" and "OPFFO.50XY" are colocated in space: move one of them. ??
Joints "O18XFO.50XY" and "O18XFO.50Y" are colocated in space: move one of them. ??
Joints "O18XFO.50X" and "O18XFO.50XY" are colocated in space: move one of them. ??
Checking 7 sections
Problem calculating gross area of longitudinal face for section "S1": width is zero at elevation 28.55 (m) which is not the top of the section. ??
Problem calculating gross area of longitudinal face for section "S2": width is zero at elevation 6.82 (m) which is not the top of the section. ??
Problem calculating gross area of longitudinal face for section "S3": width is zero at elevation 14.12 (m) which is not the top of the section. ??
Section "S4" has a transverse face gross area of 0.0, wind loads will not be calculated correctly for this section ??
Checked included angles between 320 leg members and 1668 other members and found 0 violations of ASCE 10 minimum of 15 (deg)
Redundant members are checked and designed with actual force from the analysis, but with linear analysis this force will theoretically always be zero. Please consider using one of
Checking 11 Clamp properties
Checking 11 Suspension properties
Checking 4 Strain properties
Checking 7 2-Parts properties
Total of 0 errors detected while checking

Checking if a model for analysis can be built...
Model built successfully.

Checking view...
Joint Errors report: (Joint errors shown in red in current geometry view)

```

Figura 77: Reporte de la verificación geométrica
Fuente: Autor

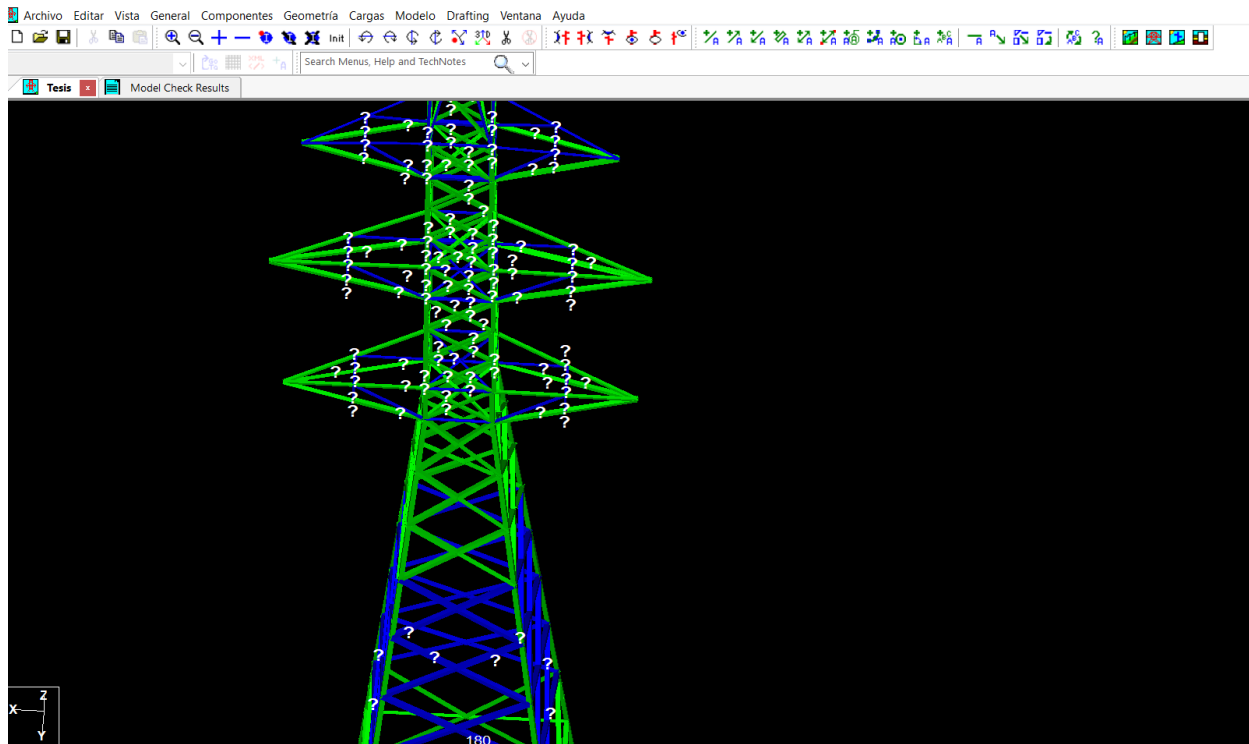


Figura 78: Verificación geométrica en la estructura
Fuente: Autor

Se realizó la optimización del modelo y a su vez se subsanaron todas las advertencias indicadas por el software. Si no se corregían, habría problemas estructurales en la verificación ya con las cargas actuantes en la estructura.

```
Tesis corregida.tow | Project Report | Model Check Results | Model Check Results x
Power Version 16.20x64 12:36:07 sábadó, 22 de febrero de 2025
Power Line Systems, Inc.

Check of model "tesis"
  Checking 23 Joints
  Checking 20 Bolt properties
  Checking 502 Angle elements
  Checking 42 Angle groups - 26 groups have no members. First 5 groups without members are: M4 M5 M6 M7 D3
  Checking 20 Guy properties
  Checking 20 Cable properties
  Checking 3 Equipment properties
  Checking 193 Secondary Joints
  Checking 7 sections
  Checked included angles between 88 leg members and 384 other members and found 0 violations of ASCE 10 minimum of 15 (deg)
  Checking 11 Clamp properties
  Checking 11 Suspension properties
  Checking 4 Strain properties
  Checking 7 2-Parts properties
Total of 0 errors detected while checking

Checking if a model for analysis can be built...
Model built successfully.

Checking view...

Joint Errors report: (Joint errors shown in red in current geometry view)
  0 Errors detected

Joint Warnings report: (Joint warnings shown in green in current geometry view)
  0 Warnings detected

Member Warnings report: (Member warnings shown in green in current geometry view)
  0 Warnings detected
```

Figura 79: Reporte de la verificación geométrica con la optimización realizada
Fuente: Autor

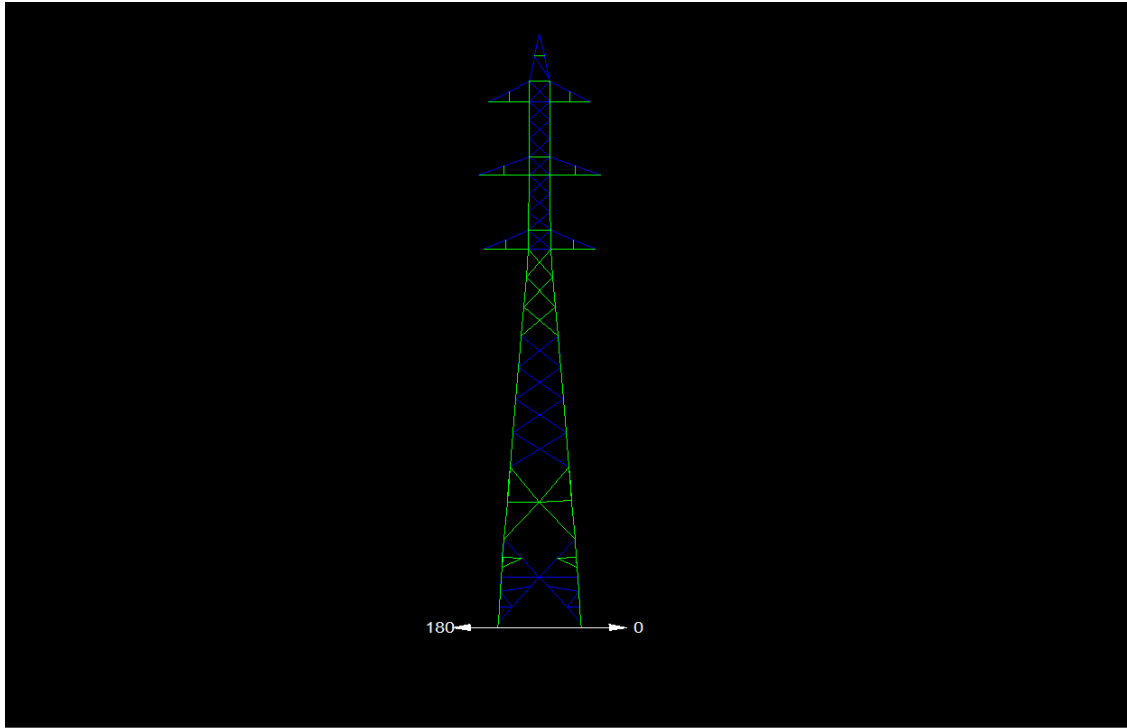


Figura 80: Verificación geométrica en la estructura realizada la optimización
Fuente: Autor

Una vez realizada la optimización del modelo y después de corroborar que no hay problemas significativos, se procede a colocar los elementos de sujeción donde actuaran las cargas.

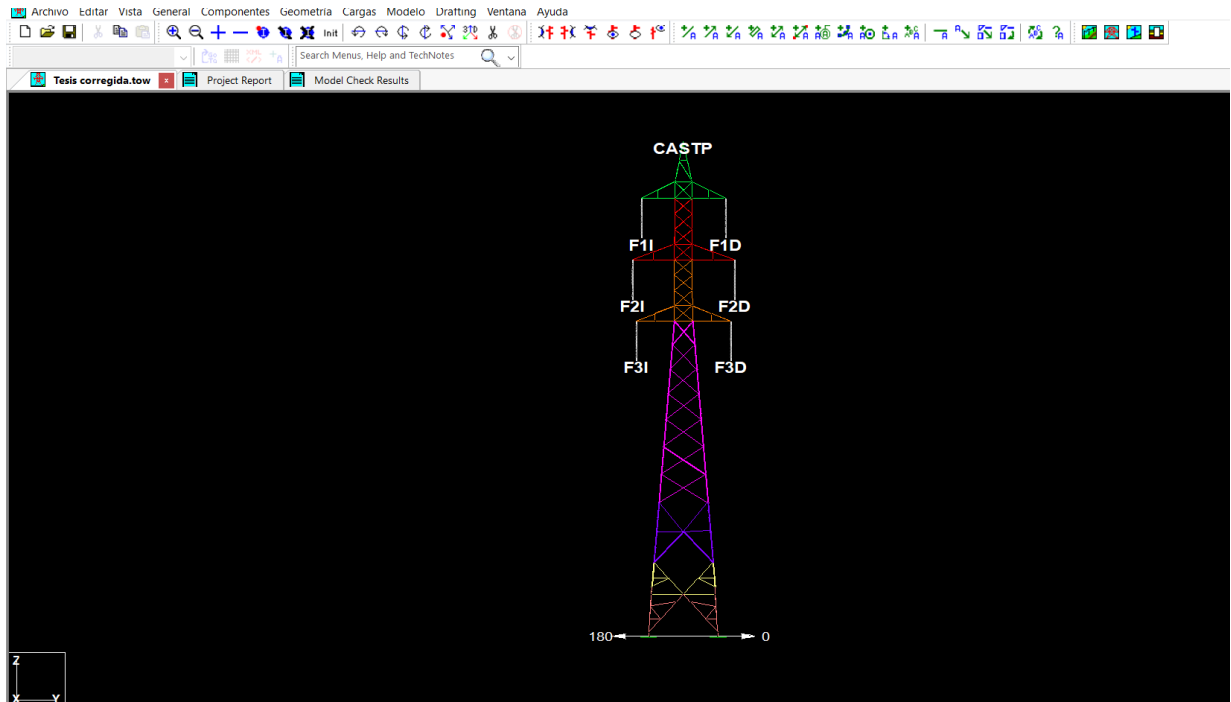


Figura 81: Nodos de los puntos de aplicación de cargas
Fuente: Autor

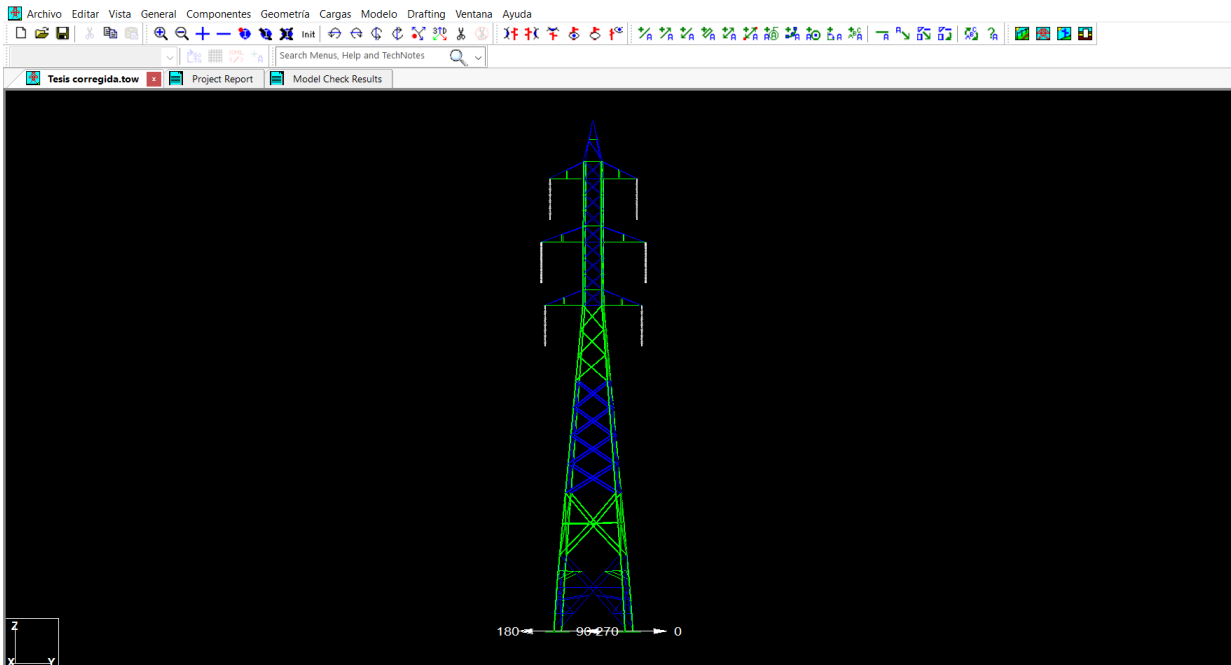


Figura 82: Elementos de sujeción
Fuente: Autor

5.3 Combinaciones de carga

Se utilizan las cargas con las cuales se diseñó la estructura y que mantiene actualmente.

Se muestra la tabla con las cargas que se le aplicaron a esta estructura.

Velocidad viento: 85 km/h Presión viento: 410,08 Pa	Circuito Derecho			Circuito Izquierdo		
	V	T	L	V	T	L
Hipótesis 1 (1,67)						
OPGW	3677,49 N	2745,86 N	0 N	3677,49 N	2745,86 N	0 N
F1	9561,48 N	5982,05 N	0 N	9561,48 N	5982,05 N	0 N
F2	9561,48 N	5982,05 N	0 N	9561,48 N	5982,05 N	0 N
F3	9561,48 N	5982,05 N	0 N	9561,48 N	5982,05 N	0 N
Hipótesis 2 (1,30)						
OPGW	3677,49 N	1569,06 N	14709,97 N	3677,49 N	1569,06 N	14709,97 N
F1	9561,48 N	3138,12 N	19907,50 N	9561,48 N	3138,12 N	19907,50 N
F2	9561,48 N	5982,05 N	0 N	9561,48 N	5982,05 N	0 N
F3	9561,48 N	5982,05 N	0 N	9561,48 N	5982,05 N	0 N
Hipótesis 3 (1,30)						
OPGW	3677,49 N	1569,06 N	14710,0 N	3677,49 N	1569,06 N	14709,97 N
F1	9561,48 N	5982,05 N	0 N	9561,48 N	3138,12 N	19907,50 N
F2	9561,48 N	5982,05 N	0 N	9561,48 N	3138,12 N	19907,50 N
F3	9561,48 N	5982,05 N	0 N	9561,48 N	5982,05 N	0 N

Tabla 10: Hipótesis de carga
Fuente: Autor

Hipótesis 1

Condición normal, bajo una condición de viento de 85 km/h, temperatura mínima de 15°C, con 1.00 veces de área proyectada de una cara completa con un factor de carga k: 1.67

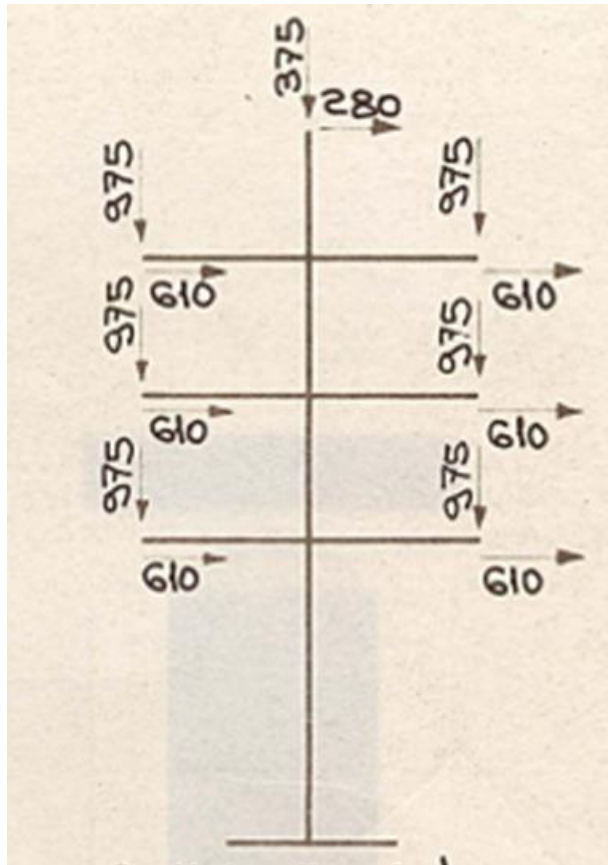


Figura 83: Árbol de cargas condición H1
Fuente: Autor

Hipótesis 2

Condición de rotura de OPGW y ambos circuitos fase superior, bajo una condición de viento de 85 km/h, temperatura mínima de 15°C, con 1.00 veces de área proyectada de una cara completa con un factor de carga k: 1.30

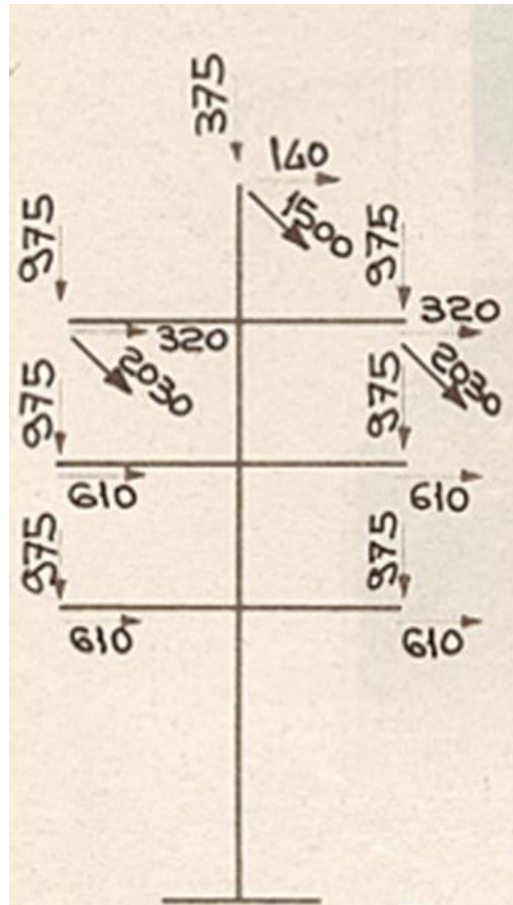


Figura 84: Árbol de cargas condición H2
Fuente: Autor

Hipótesis 3

Condición de rotura de OPGW, fase superior y fase media circuito izquierdo, bajo una condición de viento de 85 km/h, temperatura mínima de 15°C, con 1.00 veces de área proyectada de una cara completa con un factor de carga k: 1.30

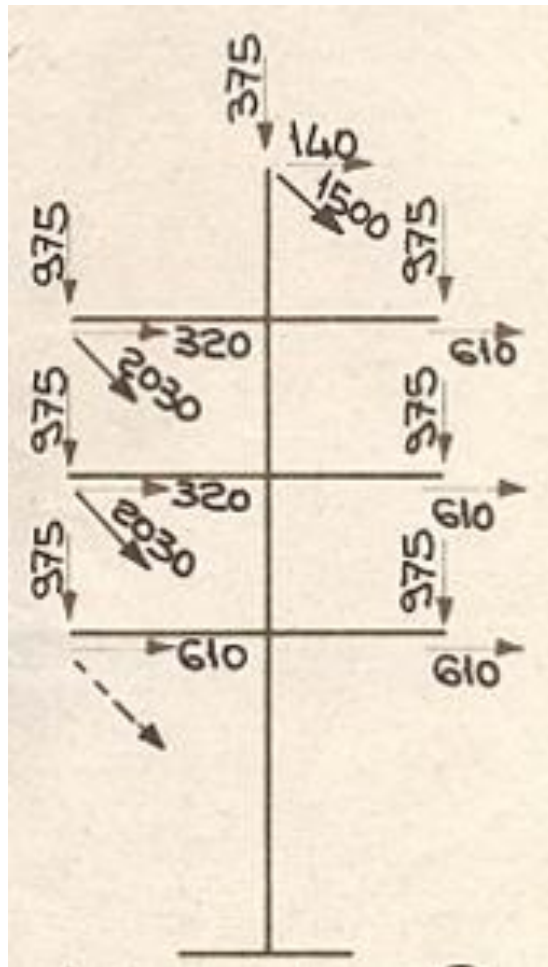


Figura 85: Árbol de cargas condición H3
Fuente: Autor

Una vez se tienen las cargas, es necesario programar la asignación de las hipótesis de carga con las cargas puntuales que actuarán en la estructura.

5.4 Análisis de resultados de la estructura con las ménsulas de acero

El análisis se realiza para 3 hipótesis con cargas que resultaron ser factores importantes (1.67, 1.30), razón por la cual se presentan 3 casos de carga.

Point Loads for Load Case "H1: Condicion normal":

Joint Label	Vertical Load (N)	Transverse Load (N)	Longitudinal Load (N)	Load Comment
CASTP	3677.49	2745.86	0	Arbol cargas OPGW
F1D	9561.48	5982.05	0	Arbol cargas F1D
F1I	9561.48	5982.05	0	Arbol cargas F1I
F2D	9561.48	5982.05	0	Arbol cargas F2D
F2I	9561.48	5982.05	0	Arbol cargas F2I
F3D	9561.48	5982.05	0	Arbol cargas F3D
F3I	9561.48	5982.05	0	Arbol cargas F3I

Figura 88: Cargas puntuales H1
Fuente: Autor

Point Loads for Load Case "H2: Rotura OPGW y conductores superiores":

Joint Label	Vertical Load (N)	Transverse Load (N)	Longitudinal Load (N)	Load Comment
CASTP	3677.49	1569.06	14710	Arbol cargas OPGW rotura
F1D	9561.48	3138.12	19907.5	Arbol cargas F1D rotura
F1I	9561.48	3138.12	19907.5	Arbol cargas F1I rotura
F2D	9561.48	5982.05	0	Arbol cargas F2D normal
F2I	9561.48	5982.05	0	Arbol cargas F2I normal
F3D	9561.48	5982.05	0	Arbol cargas F3D normal
F3I	9561.48	5982.05	0	Arbol cargas F3I normal

Figura 89: Cargas puntuales H2
Fuente: Autor

Point Loads for Load Case "H3: Rotura OPGW y fase izquierda":

Joint Label	Vertical Load (N)	Transverse Load (N)	Longitudinal Load (N)	Load Comment
CASTP	3677.49	1569.06	14710	Arbol cargas OPGW rotura
F1D	9561.48	5982.05	0	Arbol cargas F1D normal
F1I	9561.48	3138.12	19907.5	Arbol cargas F1I rotura
F2D	9561.48	5982.05	0	Arbol cargas F2D normal
F2I	9561.48	3138.12	19907.5	Arbol cargas F2I rotura
F3D	9561.48	5982.05	0	Arbol cargas F3D normal
F3I	9561.48	5982.05	0	Arbol cargas F3I normal

Figura 90: Cargas puntuales H3
Fuente: Autor

Esta torre soporta en forma adecuada las cargas verticales, longitudinales y transversales. La condición más crítica se da para H3, la cual es factor (1.30) en el elemento g259Y con un 92.84 % del esfuerzo permisible para esta condición.

Summary of Maximum Usages by Load Case:

Load Case	Maximum Usage %	Element Label	Element Type
H1: Condicion normal	32.20	29Y	Angle
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	85.65	29P	Angle
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	92.84	g259Y	Angle

Figura 91: Resumen de esfuerzos máximos por cada caso de carga
Fuente: Autor

Insulator Label	Insulator Type	Maximum Usage %	Load case	Weight (N)
OPGW	Clamp	0.25	H2: Rotura OPGW y conductores superiores	0.0
F1D	Suspension	25.07	H2: Rotura OPGW y conductores superiores	444.8
F2D	Suspension	12.68	H1: Condicion normal	444.8
F3D	Suspension	12.68	H1: Condicion normal	444.8
F1I	Suspension	25.07	H2: Rotura OPGW y conductores superiores	444.8
F2I	Suspension	25.07	H3: Rotura OPGW y fase izquierda	444.8
F3I	Suspension	12.68	H1: Condicion normal	444.8

Figura 92: Resumen del uso de aisladores
Fuente: Autor

Peso de la estructura (N):
Weight of Angles*Section DLF: 55853.3
Weight of Suspensions: 2668.9
Total: 58522.2

Figura 93: Peso de la estructura en N
Fuente: Autor

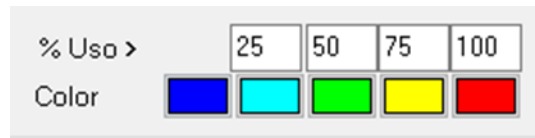


Figura 94: Colores de % de uso
Fuente: Autor

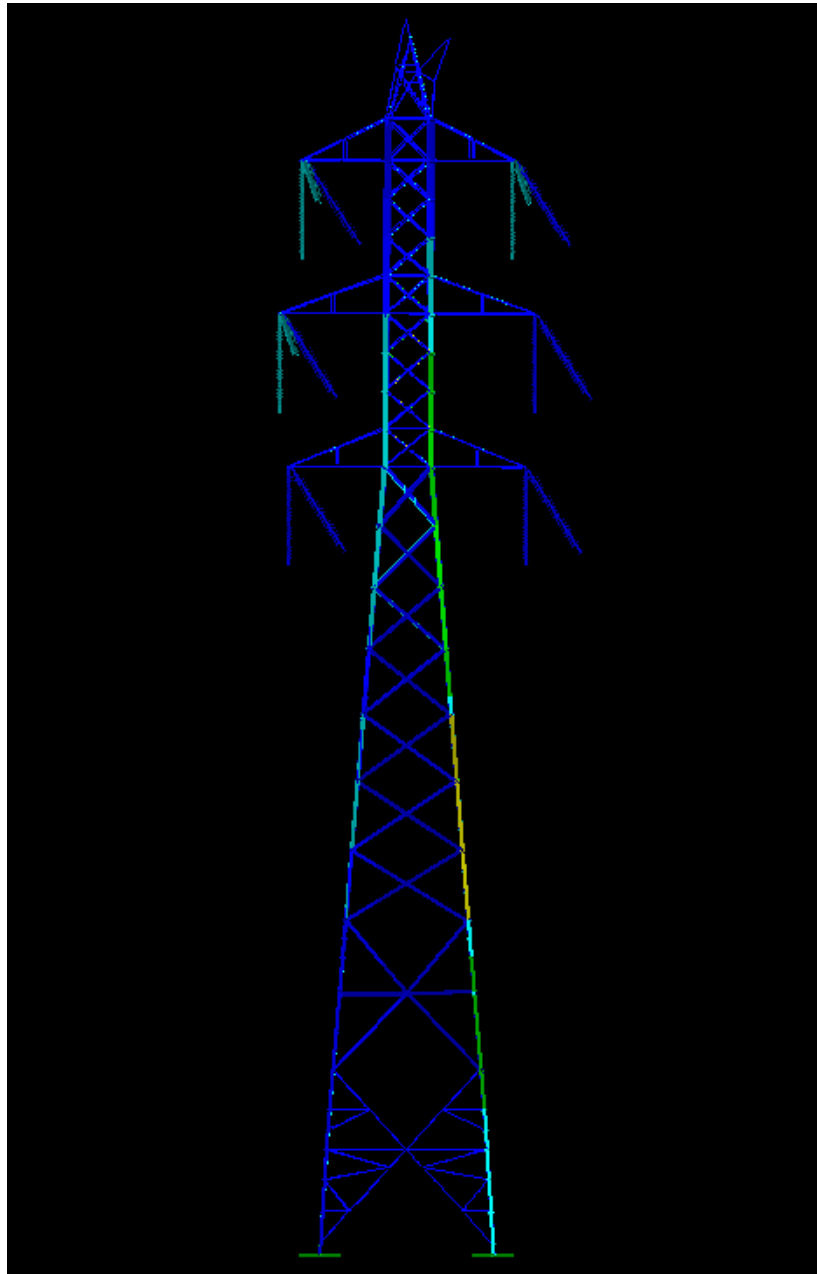


Figura 95: Deformación geométrica ante las hipótesis de carga
Fuente: Autor

5.5 Análisis de resultados de la estructura con los epóxicos

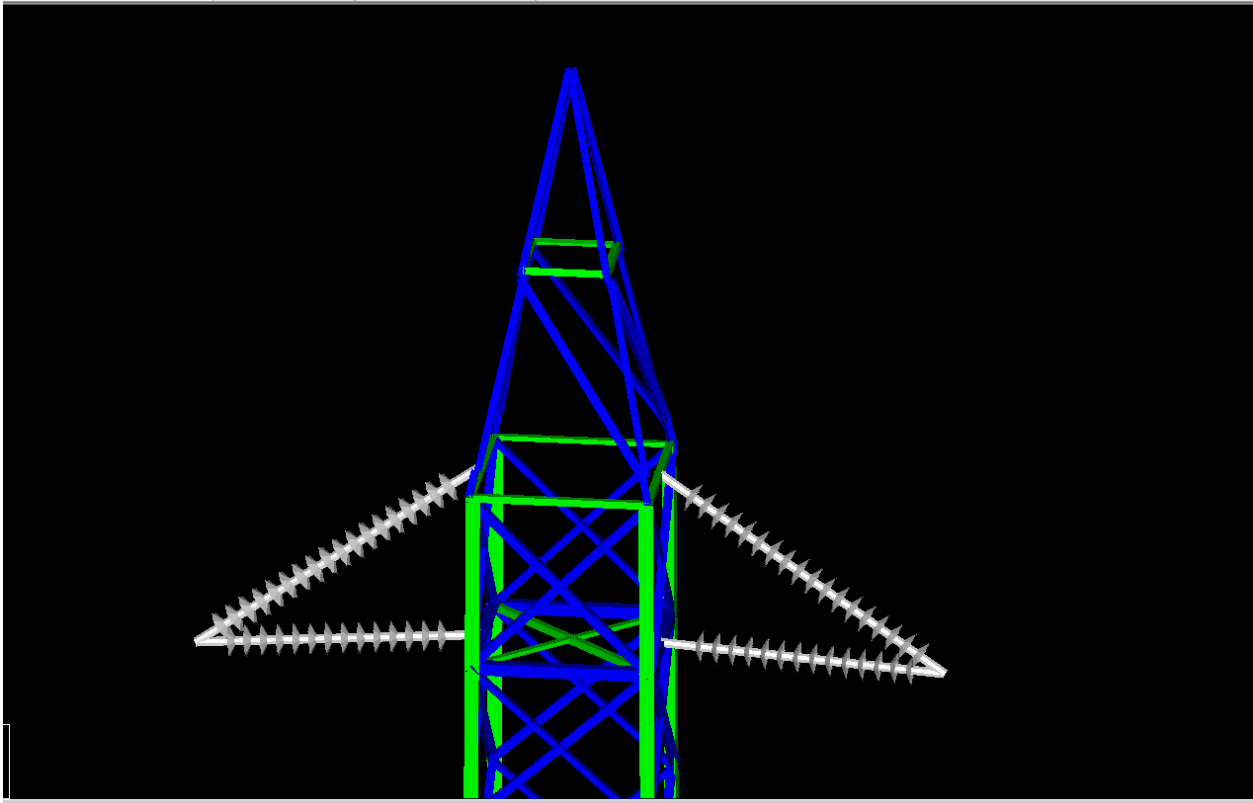


Figura 96Figura 96: Estructura con los epóxicos
Fuente: Autor

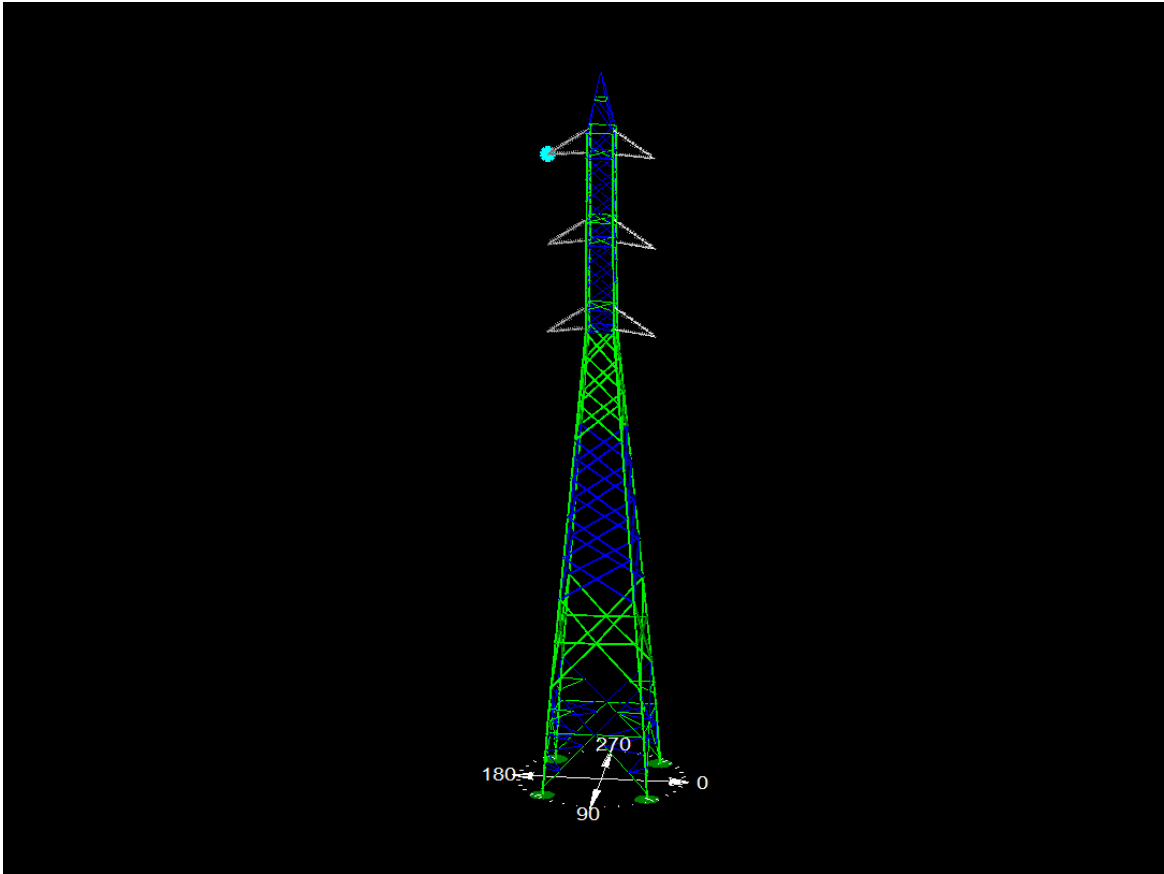


Figura 97: Visualización de toda la estructura con los epóxicos
Fuente: Autor

Se utilizan nuevas cargas en la cuales se rige la condición dada por el código de viento de acuerdo con la respectiva zona. Se utilizan las hipótesis de carga de acuerdo con las combinaciones de carga actuales.

Velocidad viento: 115 km/h Presion viento: 750,62 Pa	Circuito Derecho			Circuito Izquierdo		
	V	T	L	V	T	L
Condicion normal (1,67)						
OPGW	2707,60 N	3542,75 N	0 N	2707,60 N	3542,75 N	0 N
F1	8203,86 N	6851,85 N	0 N	8203,86 N	6851,85 N	0 N
F2	8203,86 N	6851,85 N	0 N	8203,86 N	6851,85 N	0 N
F3	8203,86 N	6851,85 N	0 N	8203,86 N	6851,85 N	0 N
Condicion anormal 1 (1,30)						
OPGW	1053,85 N	1378,91 N	13386,07 N	1053,85 N	1378,91 N	13386,07 N
F1	3448,09 N	2682,01 N	25879,74 N	3448,09 N	2682,01 N	25879,74 N
F2	3448,09 N	2682,01 N	0 N	3448,09 N	2682,01 N	0 N
F3	3448,09 N	2682,01 N	0 N	3448,09 N	2682,01 N	0 N
Condicion anormal 2 (1,30)						
OPGW	1053,85 N	1378,91 N	13386,07 N	1053,85 N	1378,91 N	13386,07 N
F1	3448,09 N	2682,01 N	0 N	3448,09 N	2682,01 N	25879,74 N
F2	3448,09 N	2682,01 N	0 N	3448,09 N	2682,01 N	25879,74 N
F3	3448,09 N	2682,01 N	0 N	3448,09 N	2682,01 N	0 N

Tabla 11: Hipótesis de carga
Fuente: Autor

Hipótesis 1

Condición normal, bajo una condición de viento de 115 km/h, temperatura mínima de 15°C, con 1.00 veces de área proyectada de una cara completa con un factor de carga k: 1.67

Hipótesis 2

Condición de rotura de OPGW y ambos circuitos fase superior, bajo una condición de viento de 115 km/h, temperatura mínima de 15°C, con 1.00 veces de área proyectada de una cara completa con un factor de carga k: 1.30

Hipótesis 3

Condición de rotura de OPGW y fase superior y fase media circuito izquierdo, bajo una condición de viento de 115 km/h, temperatura mínima de 15°C, con 1.00 veces de área proyectada de una cara completa con un factor de carga k: 1.30

El análisis se realiza para 3 hipótesis con cargas que se mantienen como factores importantes (1.67, 1.30), razón por la cual se presentan 3 casos de carga.

Point Loads for Load Case "H1: Condicion normal":

Joint Label	Vertical Load (N)	Transverse Load (N)	Longitudinal Load (N)	Load Comment
CASTP	2707.6	3542.75	0	Arbol Cargas OPGW
F1D	8203.86	6851.85	0	Arbol Cargas T1D
F1I	8203.86	6851.85	0	Arbol Cargas T1I
F2D	8203.86	6851.85	0	Arbol Cargas T2D
F2I	8203.86	6851.85	0	Arbol Cargas T2I
F3D	8203.86	6851.85	0	Arbol Cargas T3D
F3I	8203.86	6851.85	0	Arbol Cargas T3I

Figura 98: Cargas puntuales H1
Fuente: Autor

Point Loads for Load Case "H2: Rotura OPGW y conductores superiores":

Joint Label	Vertical Load (N)	Transverse Load (N)	Longitudinal Load (N)	Load Comment
CASTP	1053.85	1378.91	13386.1	Arbol Cargas OPGW
F1D	3448.09	2986.01	25879.7	Arbol Cargas T1D
F1I	3448.09	2986.01	25879.7	Arbol Cargas T1I
F2D	3448.09	2682.01	0	Arbol Cargas T2D
F2I	3448.09	2682.01	0	Arbol Cargas T2I
F3D	3448.09	2682.01	0	Arbol Cargas T3D
F3I	3448.09	2682.01	0	Arbol Cargas T3I

Figura 99: Cargas puntuales H2
Fuente: Autor

Point Loads for Load Case "H3: Rotura OPGW y fase izquierda":

Joint Label	Vertical Load (N)	Transverse Load (N)	Longitudinal Load (N)	Load Comment
CASTP	1053.85	1378.91	13386.1	Arbol Cargas OPGW
F1D	3448.09	2682.01	0	Arbol Cargas T1D
F1I	3448.09	2682.01	25879.7	Arbol Cargas T1I
F2D	3448.09	2682.01	0	Arbol Cargas T2D
F2I	3448.09	2682.01	25879.7	Arbol Cargas T2I
F3D	3448.09	2682.01	0	Arbol Cargas T3D
F3I	3448.09	2682.01	0	Arbol Cargas T3I

Figura 100: Cargas puntuales H3
Fuente: Autor

Esta torre soporta en forma adecuada las cargas verticales, longitudinales y transversales. La condición más crítica se da para H2, factorada (1.30) en el elemento 29P con un 87.97 % del esfuerzo permisible para esta condición.

Summary of Maximum Usages by Load Case:

Load Case	Maximum Usage %	Element Label	Element Type
H1: Condicion normal	42.36	144X	Angle
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	87.97	29P	Angle
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	84.00	29P	Angle

Figura 101: Resumen de esfuerzos máximos por cada caso de carga
Fuente: Autor

Summary of Insulator Usages:

Insulator Label	Insulator Type	Maximum Usage %	Load case	Weight (N)
OPGW	Clamp	0.23	H2: Rotura OPGW y conductores superiores	0.0
ESUPD	2-Parts	15.60	H2: Rotura OPGW y conductores superiores	300.0
ESUPI	2-Parts	15.63	H2: Rotura OPGW y conductores superiores	300.0
EMED	2-Parts	6.87	H1: Condicion normal	300.0
EMEDI	2-Parts	16.86	H3: Rotura OPGW y fase izquierda	300.0
EINFD	2-Parts	6.87	H1: Condicion normal	300.0
EINFI	2-Parts	6.87	H1: Condicion normal	300.0

Figura 102: Resumen del uso de aisladores
Fuente: Autor

*** Peso de la estructura (N):

Weight of Angles*Section DLF:	51928.7
Weight of 2-Parts:	1800.0
Total:	53728.7

Figura 103: Peso de la estructura en N
Fuente: Autor

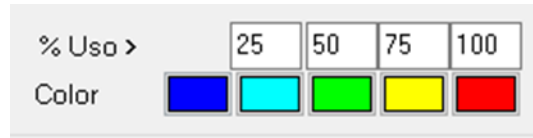


Figura 104: Colores de % de uso
Fuente: Autor

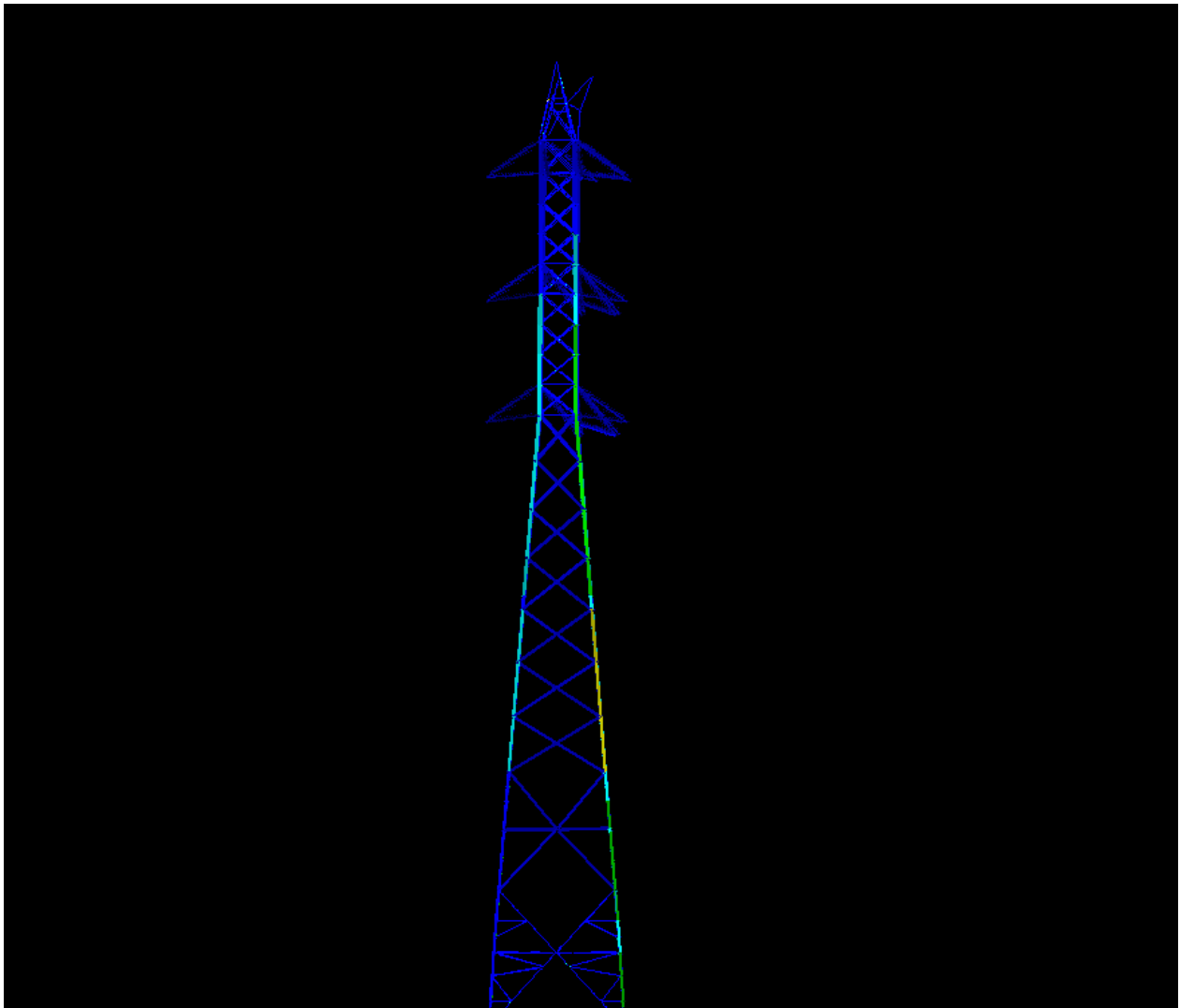


Figura 105: Deformación geométrica ante las hipótesis de carga
Fuente: Autor

CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES

Conclusiones

- Bajo condiciones normales de operación con las ménsulas de acero, la torre estudiada soporta en forma adecuada las cargas verticales, longitudinales y transversales, con un 92.84% del esfuerzo permisible para esta condición.
- Con el cambio a aisladores epóxicos, la torre soporta en forma adecuada las cargas verticales, longitudinales y transversales, con un 87.97% del esfuerzo permisible para esta condición. No será necesario realizar ningún tipo de intervención para reforzar la estructura, ya que sostiene de forma adecuada las cargas actuales
- En la condición con las ménsulas de acero se tiene un peso total de 58522.2N y en la condición con los epóxicos se tiene un peso total de 53728.7N. Con el cambio se tiene una optimización de la estructura en cuanto a su peso de 4793.5N, además, se tiene una ganancia de menor peso, lo cual permite reducir carga en la estructura.
- Con la utilización de los aisladores epóxicos se minimizarán los problemas de corrosión, se tendrá una mayor absorción de vibraciones y cargas dinámicas, también una mayor durabilidad y vida útil de la estructura.
- Se tendrán menores necesidades de mantenimiento, ya que este tipo de aisladores no requieren de tanta atención ante posibles problemas ambientales, mecánicos o por corrosión.
- Ante el modelamiento y su respectivo análisis no se tendrá ningún problema mecánico en los aisladores epóxicos. No presenta deformaciones importantes debido a las cargas y debido a posibles problemas ante condiciones anormales que se puedan llegar a presentar esto debido a los escenarios analizados.
- Se garantiza una mejora en la eficiencia y mayor seguridad de la estructura a largo plazo.

REFERENCIAS

Libros

Gontijo, C. R. (1994). *Cálculo de Torres para Linhas de Transmissao*. Belo Horizonte ,
Brasil: IEA Editora.

Grupo ICE, P. E. (2019). *Manual para el diseño de líneas de transmisión con voltaje igual
o superior a 138 KV*. San Jose, Costa Rica : Grupo ICE.

Fuentes de Internet

Bibliografía

- Arsham, H. (2024). *Sitio Espejo para América Latin*. Obtenido de Sitio Espejo para América Latin: <https://home.ubalt.edu/ntsbarsh/business-stat/opre/spanishd.htm>
- asana. (20 de Enero de 2024). *asana*. Obtenido de asana: <https://asana.com/es/resources/priority-matrix>
- Barboza, Y. A. (2016). *Informe del trabajo final de graduacion mediante la modalidda de practica dirigida para obtener el grado de licenciatura en ingenieria topografica*. Universidad de Costa Rica. San jose: UCR. Recuperado el 24 de Octubre de 2024, de <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://cedi.ucr.ac.cr/tesis/IT/IT-7509.pdf>
- Codina, L. (19 de Junio de 2023). *Lluís Codina*. Obtenido de Lluís Codina: <https://www.lluiscodina.com/estudios-de-caso/>
- Coma, S. (10 de Octubre de 2024). *asana*. Obtenido de asana: <https://asana.com/es/resources/sipoc-diagram>
- Direccion Corporativa de Electricidad, G. I. (2018). *Plan de Expansion de la Generacion 2018-2034*. San Jose : Grupo ICE. Recuperado el 24 de Octubre de 2024, de <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/f5fd219d-700d-4abc-8422-ecbd27f9c9fd/Informe+Ejecutivo+PEG2018-2034.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mrl1q1W>
- EPR. (11 de Octubre de 2024). *EPR*. Obtenido de EPR: <https://www.eprsiepac.com/linea-siepac/proyectos/>
- Etece, E. (25 de Septiembre de 2020). *concepto*. Obtenido de concepto: <https://concepto.de/entrevista/>
- GANTTPRO. (2024). *GANTTPRO*. Obtenido de GANTTPRO: <https://help.ganttpro.com/hc/es/articles/5574535109265-An%C3%A1lisis-de-presupuesto#:~:text=El%20informe%20de%20an%C3%A1lisis%20de,proyecto%20durante%20el%20tiempo%20definido.>
- Gasbarrino, S. (16 de Febrero de 2024). *HubSpot*. Obtenido de HubSpot: <https://blog.hubspot.es/sales/5-porques>

Gomez, A. M. (2019). *Confiabilidad de la red de transmision electrica de Costa Rica*. San Jose: Grupo ICE. Recuperado el 24 de Octubre de 2024, de chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.siicecr.org/noticias/2015seminario/jueves/03-transmisionelectrica.pdf

GRUPO ICE. (10 de Octubre de 2024). *www.grupoice.com*. Obtenido de www.grupoice.com:

https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/Inicio!/ut/p/z1/hY5BC4JAFIR_iwevwmexrnRblhTRQxBkewmNbTVWV9ZN_35LdQmy5vbefDMMcCiB99XUysq2uq-Uu088OtN9zMI0wTyh6RZZcYhYSHerghI4_gO4s3FBDF2eP5GIhoy8gR8dGXCpdP2ay_p6HUvgRlyFESa4G_durB3GjY8-zvMcSK2IEsFFdz5-izR6tFB-kjB0Jd6

Guadalajara, U. d. (27 de Octubre de 2024). *Biblioteca Virtual del Sistema de Universidad Virtual*. Recuperado el 27 de Octubre de 2024, de Biblioteca Virtual del Sistema de Universidad Virtual: <http://biblioteca.udgvirtual.udg.mx/portal/clasificacion-general-de-las-fuentes-de-informacion>

GUERRA, J. E. (2013). *APLICACIÓN DEL PROGRAMA DILATE EN EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*. TRABAJO DE GRADUACIÓN , UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA, Guatemala. Recuperado el 24 de Octubre de 2024, de chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0852_EA.pdf

HERRERA, J. P. (2010). *GUÍA PRÁCTICA PARA EL DISEÑO Y PROYECTO DE LÍNEAS DE TRANSMISION DE ALTA TENSION EN CHILE*. MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO, UNIVERSIDAD DE CHILE, SANTIAGO. Recuperado el 24 de Octubre de 2024, de <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/103832>

HYEE. (22 de Agosto de 2019). *HYEE*. Recuperado el 10 de Octubre de 2024, de HYEE: <https://www.hyee-transformado-de-corriente.com/news/history-of-electric-power-transmission-43167126.html>

INMR. (04 de Abril de 2022). *INMR*. Recuperado el 15 de Enero de 2025, de INMR: <https://www.inmr.com/mechanical-considerations-for-composite-braced-line-posts/>

Islas, D. S. (13 de Diciembre de 2021). *WIXBlog*. Obtenido de WIXBlog: https://es.wix.com/blog/que-es-un-analisis-foda?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=20707654283^157965726874^search%20-%20dsa&experiment_id=^678385444558^&gad_source=1&gclid=Cj0KQCjw1Yy5BhD-ARIsAI0RbXZmuGMd1u_FpnV-HI0nr7jBq8WQj7iuguaE7fb4THo6dR

LATAM, S. (20 de Agosto de 2021). *salesforce LATAM Blog*. Obtenido de salesforce LATAM Blog: [https://www.salesforce.com/mx/blog/que-es-benchmarking-y-como-aplicarlo/#:~:text=El%20benchmarking%20\(en%20espa%C3%B1ol%20punto,atraer%20al%20p%C3%ABlico%20y%20reconquistarlo.](https://www.salesforce.com/mx/blog/que-es-benchmarking-y-como-aplicarlo/#:~:text=El%20benchmarking%20(en%20espa%C3%B1ol%20punto,atraer%20al%20p%C3%ABlico%20y%20reconquistarlo.)

Licari, S. (20 de Enero de 2023). *HubSpot*. Obtenido de HubSpot: <https://blog.hubspot.es/marketing/tecnicas-lluvia-de-ideas-creativas>

Lucidchart. (2024). *Lucidchart*. Obtenido de Lucidchart: <https://www.lucidchart.com/pages/es/que-es-un-diagrama-de-flujo>

Marcha, R. T. (03 de Febrero de 2022). *SciELO*. Recuperado el 24 de Octubre de 2024, de SciELO: https://www.scielo.sa.cr/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0379-39822023000200050

MAYA, J. C. (2015). *ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COMPACTAS EN CORREDORES URBANOS DEL VALLE DE ABURRÁ*. Trabajo De grado para optar al título de Especialista en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. , Universidad Ponntificia Bolivariana, Medellin. Recuperado el 24 de Octubre de 2024, de <https://repository.upb.edu.co/handle/20.500.11912/2447>

Mentado, P. (18 de Mayo de 2020). *energia hoy*. Recuperado el 10 de Octubre de 2024, de energia hoy: <https://energiahoy.com/2020/05/18/analisis-la-red-nacional-de-transmision-hacia-donde-encaminarnos/>

QuestionPro. (2024). *QuestionPro*. Obtenido de QuestionPro: <https://www.questionpro.com/es/analisis-de-datos.html>

Rodrigues, N. (20 de Febrero de 2023). *HubSpot*. Obtenido de HubSpot: <https://blog.hubspot.es/sales/analisis-costo-beneficio>

Rodrigues, N. (04 de Abril de 2024). *Hubspot*. Recuperado el 13 de Octubre de 2024, de Hubspot: <https://blog.hubspot.es/sales/diagrama-ishikawa>

Serquen, R. A. (2019). *METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 220 KV EN EL PERÚ, SEGÚN CONSIDERACIONES NACIONALES E INTERNACIONALES*. TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE: INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO , Universidad Catolica Santo Toribio de Mogrovejo, Chiclayo. Recuperado el 24 de Octubre de 2024, de chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfndmkaj/https://tesis.usat.edu.pe/bitstream/20.500.12423/1693/1/TL_DejoSerquenRicardo.pdf

stakeholders, s. (2023). *simply stakeholders*. Obtenido de simply stakeholders: <https://simplystakeholders.com/guia-de-analisis-de-stakeholders/#:~:text=El%20an%C3%A1lisis%20de%20stakeholders%20puede,de%20inter%C3%A9s%20en%20el%20proyecto.>

SYSTEMS, P. L. (2023). *POWER LINE SYSTEMS*. Recuperado el 20 de Octubre de 2024, de POWER LINE SYSTEMS: <https://www.powerlinesystems.com/tower>

Team, E. (17 de Noviembre de 2022). *BibLus*. Obtenido de BibLus: <https://biblus.accasoftware.com/es/que-es-el-analisis-del-sitio-en-arquitectura/#:~:text=En%20arquitectura%2C%20el%20an%C3%A1lisis%20del,e n%20armon%C3%ADa%20con%20el%20contexto.>

technologies, z. (17 de Eneo de 2024). *zervis technologies*. Obtenido de zervis technologies: <https://www.zervizgroup.com/que-es-una-encuesta-y-sus-caracteristicas/>

TRANSPORTES, M. D. (2023). *ANUARIO DE INFORMACION DE TRANSITO 2023*. Recuperado el 11 de Enero de 2024, de ANUARIO DE INFORMACION DE TRANSITO 2023: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfndmkaj/https://www.mopt.go.cr/sites/default/files/destacados/planificacion-sectorial/documentacion/publicaciones/anuario-de-transito-2023.pdf>

Universidades, S. (01 de Diciembre de 2021). *Santander Open Academy*. Obtenido de Santander Open Academy: <https://www.santanderopenacademy.com/es/blog/analisis-pestel.html>

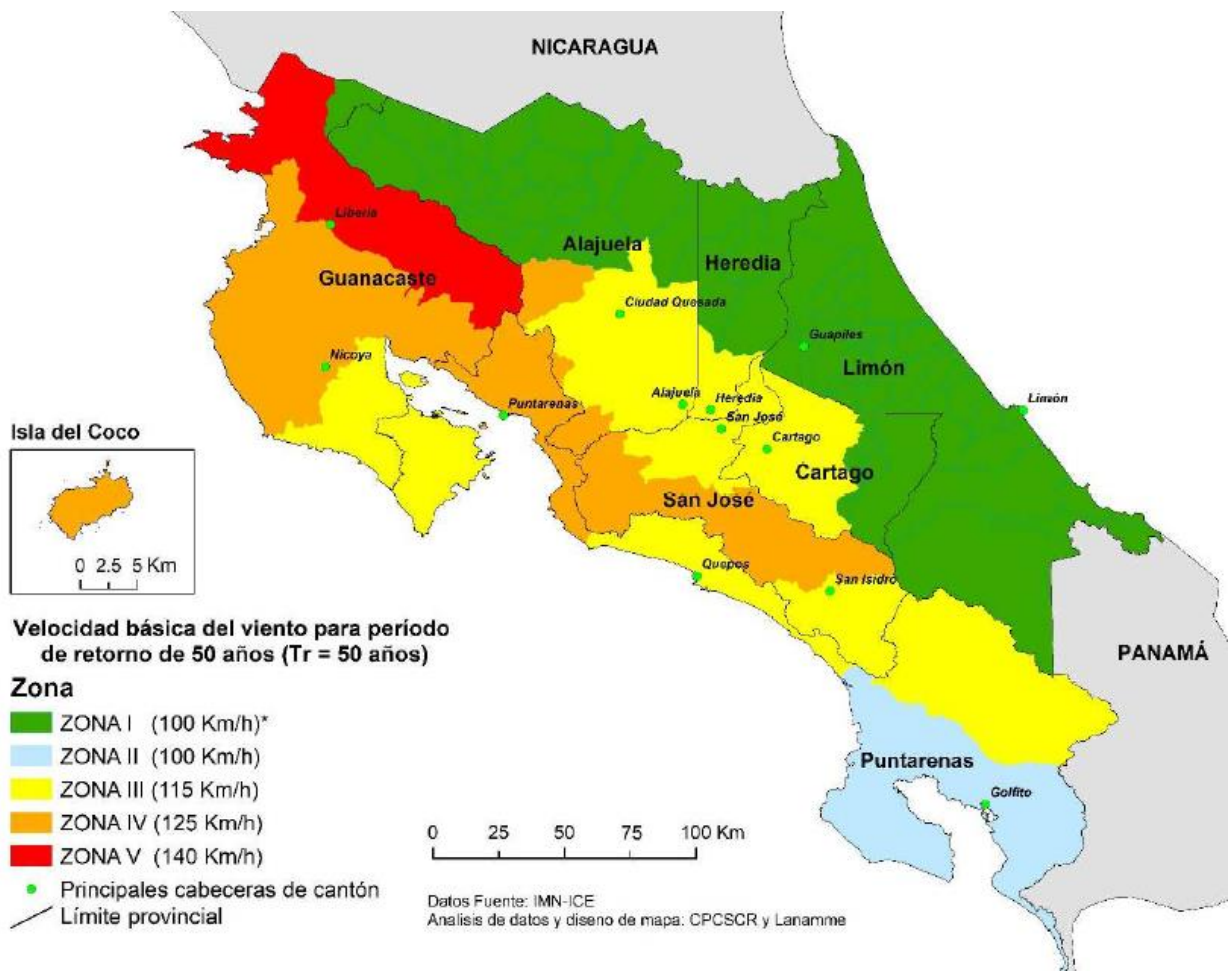
Velazquez, A. (2024). *QuestionPro*. Obtenido de QuestionPro:
<https://www.questionpro.com/blog/es/diagrama-de-pareto/>

Westreicher, G. (19 de Febrero de 2024). *economipedia*. Obtenido de economipedia:
<https://economipedia.com/definiciones/planificacion.html>

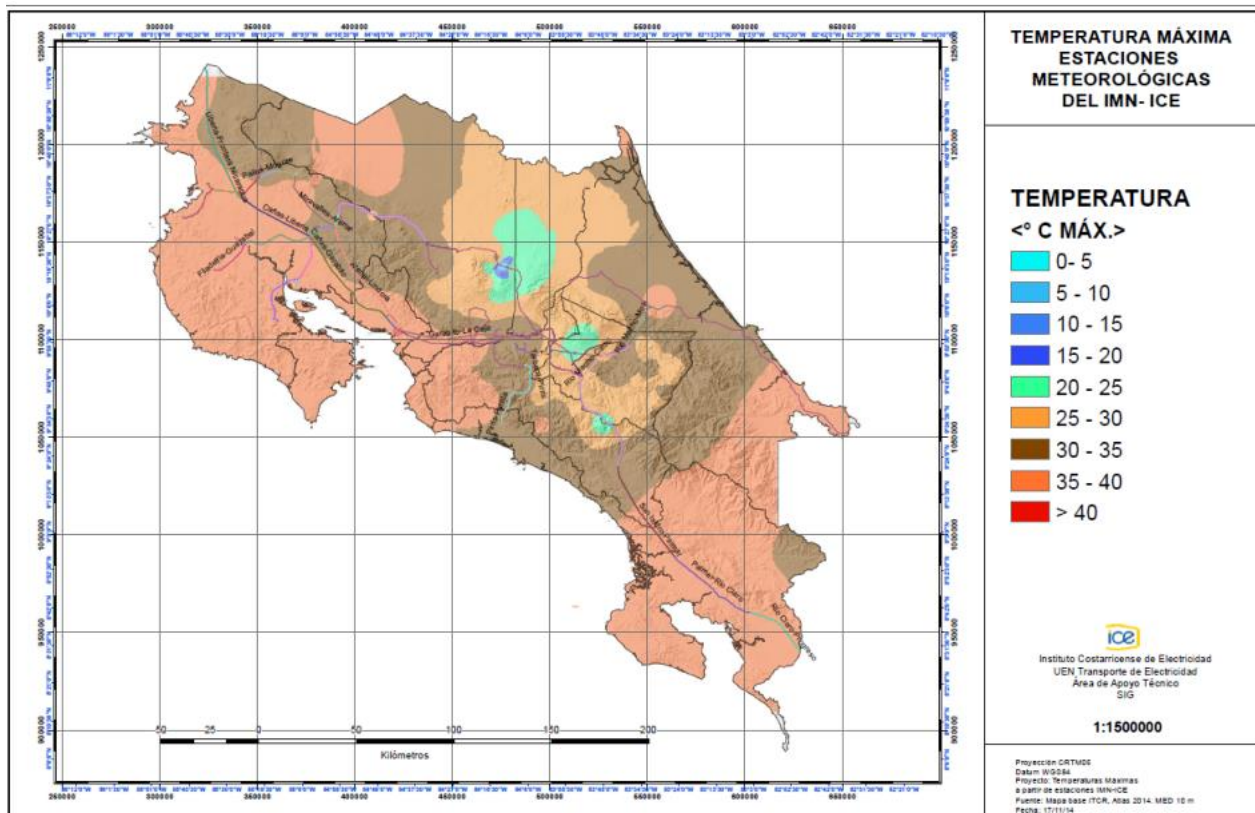
ANEXOS

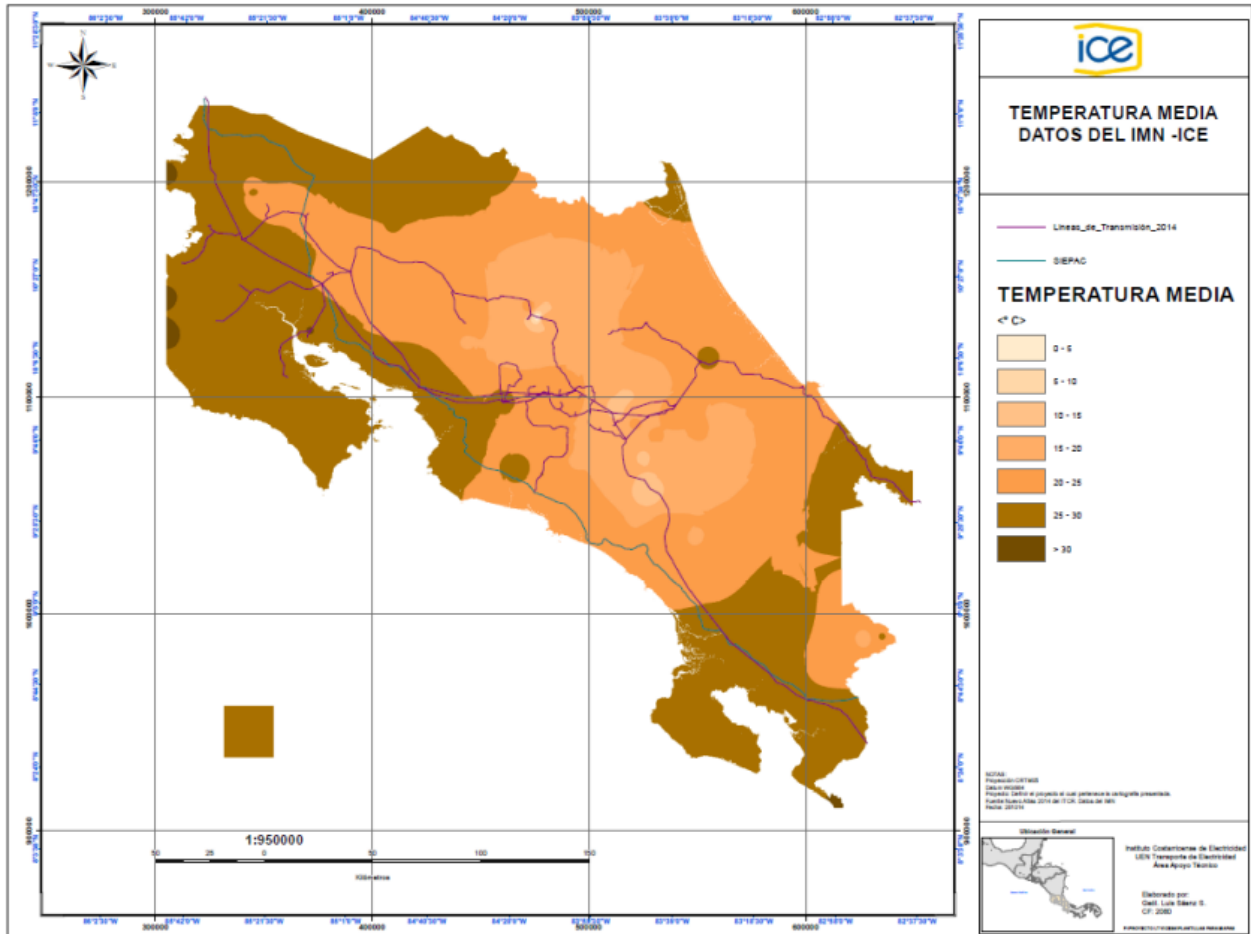
ANEXO 1: Código Viento (Velocidad básica del viento)

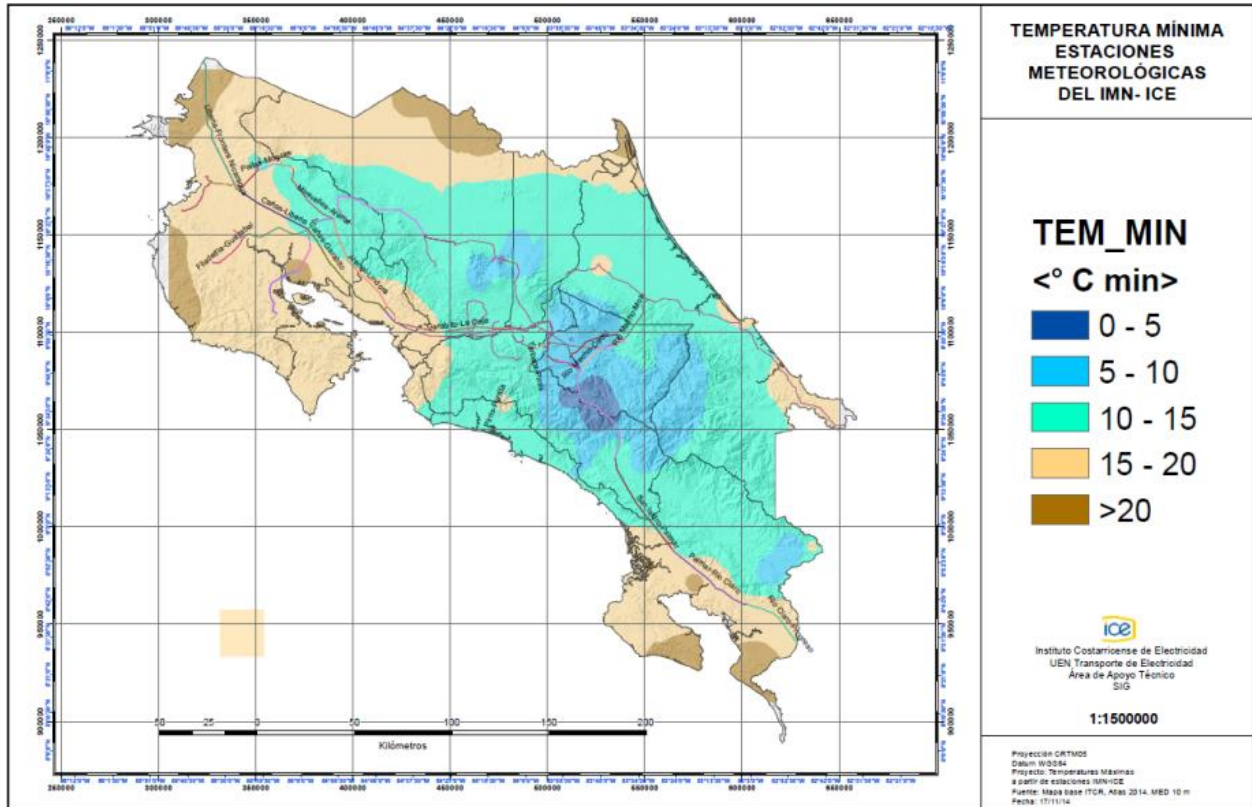
Cartago	Alvarado	Todos	III
	Cartago	Todos	III
	El Guarco	Todos	III
	Jiménez	Todos	III
	La Unión	Todos	III
	Oreamuno	Todos	III
	Paraíso	Todos	III
	Turrialba	La Suiza	I
		Pavones	III
		Peralta	III
		Santa Cruz	III
		Santa Rosa	III
		Santa Teresita	III
		Tayutic	I
		Tres Equis	I
		Tuís	I
		Turrialba	III
		La Isabel	III
Chirripó	I		



ANEXO 2: Manual de diseño de líneas de transmisión con voltaje igual o superior a 138 KV (Mapas de temperaturas máximas, mínimas y medias)







ANEXO 3: PLS TOWER

Propiedades del acero:

Etiqueta del Acero	Mód. de Elast. (MPa)	Esfzo de Fluen. (MPa)	Esfzo Ruptura Fu (MPa)	Todos los Elem Esfzo Hyp. 1 (MPa)	Todos los Elem Esfzo Hyp. 2 (MPa)	Elemto Rupt. Hyp. 1 (MPa)	Elemto Rupt. Hyp. 2 (MPa)	Elemto flex Hyp. 1 (MPa)	Elemto flex bearing Hyp. 2 (MPa)
A 36	1.999e+05	248.2	399.9	0	0	0	0	0	0
A572-50	1.999e+05	344.7	448.2	0	0	0	0	0	0

Tornillos:

Etqta Tornillo	Diám. (cm)	Barreno (cm)	Cap al Corte (kN)	Dist. al Paño (cm)	Esp. entre Torn. (cm)	Cap. Corte Hyp. 1 (kN)	Cap. Corte Hyp. 2 (kN)
M16	1.6	2.1	49.71	2.857	3.81	0	0
3/4 A394 TYPE0 N	1.905	2.223	74.06	3.429	4.572	0	0
1 A394 TYPE0 N	2.54	2.857	135.2	4.572	6.096	0	0

Number Bolts Used By Type:

Bolt Number Type	Bolts
M16	955
3/4 A394 TYPE0 N	108
1 A394 TYPE0 N	28

Angle Properties:

Angle Type	Angle Size	Long Leg	Short Leg	Thick.	Unit Weight	Gross Area	w/t Ratio	Radius of Gyration Rx	Radius of Gyration Ry	Radius of Gyration Rz	Angle Cross Section	Wind Width	Short Edge Dist.	Long Edge Dist.	Optimize Cost Factor	Section Modulus
	(cm)	(cm)	(cm)	(cm)	(N/m)	(cm ²)		(cm)	(cm)	(cm)		(cm)	(cm)	(cm)		(cm ³)
AI	40x40x5	4	4	0.5	29	3.75	5.8	1.218	1.218	0.7823	Single	4	2	0	1.00	0
AI	50x50x4	5	5	0.4	30	3.84	9.8	1.553	1.553	0.9883	Single	5	2.5	0	1.00	0
AI	45x45x5	4.5	4.5	0.5	33	4.25	6.6	1.378	1.378	0.8824	Single	4.5	2.25	0	1.00	0
AI	50x50x5	5	5	0.5	37	4.75	7.6	1.539	1.539	0.9829	Single	5	2.5	0	1.00	0
AI	55x55x5	5.5	5.5	0.5	40	5.25	8.4	1.7	1.7	1.084	Single	5.5	2.75	0	1.00	0
AI	60x60x5	6	6	0.5	44	5.75	9.4	1.861	1.861	1.185	Single	6	3	0	1.00	0
AI	75x75x4	7.5	7.5	0.4	45	5.84	16	2.358	2.358	1.496	Single	7.5	3.75	0	1.00	0
AI	65x65x6	6.5	6.5	0.6	57	7.44	8.3	2.008	2.008	1.28	Single	6.5	3.25	0	1.00	0
AI	75x75x6	7.5	7.5	0.6	67	8.64	10	2.329	2.329	1.482	Single	7.5	3.75	0	1.00	0
AI	89x89x6	8.9	8.9	0.6	79	10.3	12	2.78	2.78	1.766	Single	8.9	4.45	0	1.00	0
AI	89x89x9	8.9	8.9	0.9	1.2e+02	15.2	7.7	2.738	2.738	1.749	Single	8.9	4.45	0	1.00	0
AI	90x90x9	9	9	0.9	1.2e+02	15.4	7.8	2.77	2.77	1.769	Single	9	4.5	0	1.00	0
AI	120x120x11	12	12	1.1	1.9e+02	25.2	8.7	3.707	3.707	2.364	Single	12	6	0	1.00	0
AI	120x120x12	12	12	1.2	2.1e+02	27.4	7.9	3.694	3.694	2.359	Single	12	6	0	1.00	0
AI	120x120x13	12	12	1.3	2.3e+02	29.5	7.2	3.68	3.68	2.354	Single	12	6	0	1.00	0

Note: Estimate of surface area reported for painting purposes, not wind loading.

Angle Type	Angle Size	Material Type	Total Length (m)	Total Surface Area (m ²)	Total Weight (N)
AI	90x90x9	A572-50	183.31	65.99	21725.12
AI	55x55x5	A 36	141.14	31.05	5706.28
AI	45x45x5	A 36	103.65	18.66	3392.17
AI	89X89X9	A572-50	68.06	24.23	7971.82
AI	89x89x6	A572-50	36.38	12.95	2891.30
AI	50x50x5	A 36	36.29	7.26	1327.49
AI	60x60x5	A 36	20.12	4.83	890.83
AI	75x75x6	A 36	9.07	2.72	603.62
AI	89X89X9	A 36	42.24	15.04	4947.23

ANEXO 4: PLS TOWER (Ménsulas acero, resumen para todos los casos de carga)

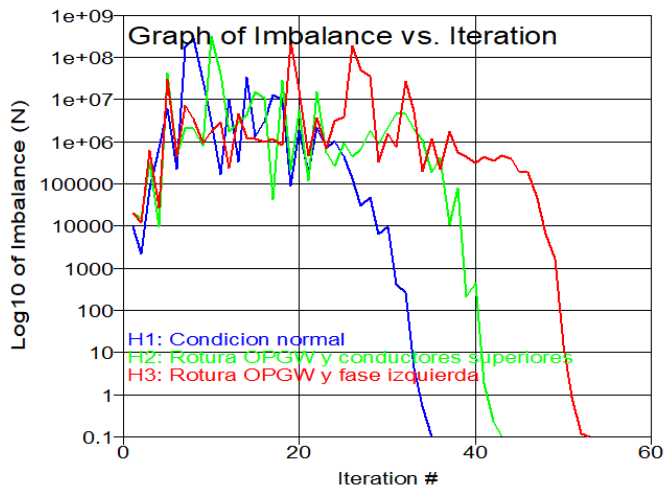
Overturning Moment Summary For All Load Cases:

Load Case	Transverse Moment (kN-m)	Longitudinal Moment (kN-m)	Torsional Moment (kN-m)	Resultant Moment (kN-m)	Transverse Force (kN)	Longitudinal Force (kN)	Vertical Force (kN)
H1: Condicion normal	1296.103	0.002	0.001	1296.103	63.269	-0.000	116.900
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	1090.686	-1619.697	-1.826	1952.694	56.405	54.525	116.900
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	1102.156	-1539.216	-123.096	1893.129	56.405	54.525	116.900

Sections Information:

Section Label	Top Z (m)	Bottom Z (m)	Joint Count	Member Count	Tran. Top Width (m)	Face Bot Width (m)	Tran. Face Gross Area (m ²)	Long. Top Width (m)	Face Bot Width (m)	Long. Face Gross Area (m ²)
S7	32.253	28.550	32	70	0.00	1.11	2.645	0.00	5.50	5.050
S6	28.550	24.550	32	86	1.11	1.16	4.536	1.11	6.64	7.279
S5	24.550	20.550	32	86	1.16	1.20	4.712	1.16	6.15	7.189
S4	20.550	8.720	36	88	1.20	3.19	25.991	1.20	3.19	25.991
S3	8.720	4.806	36	52	3.19	3.85	13.792	3.19	3.85	13.792
S2	4.806	2.256	40	64	3.85	4.24	10.351	3.85	0.89	9.536
S1	3.250	0.000	44	76	4.12	4.53	14.053	4.12	4.53	14.053

El uso máximo del elemento es: 92.84% for Angle "g259Y" in load case "H3: Rotura OPGW y fase izquierda"
 El uso máximo de los aisladores es: 25.07% for Suspension "F1D" in load case "H2: Rotura OPGW y conductores superiores"



Summary of Suspension Capacities and Usages for Load Case "H1: Condicion normal":

Suspension Label	Tension (kN)	Input Tension Capacity (kN)	Factored Tension Capacity (kN)	Tension Usage %	Input Hardware Capacity (kN)	Factored Hardware Capacity (kN)	Hardware Usage %	Max. Usage %
F1D	11.279	88.96	88.96	12.68	0.00	0.00	0.00	12.68
F2D	11.279	88.96	88.96	12.68	0.00	0.00	0.00	12.68
F3D	11.279	88.96	88.96	12.68	0.00	0.00	0.00	12.68
F1I	11.279	88.96	88.96	12.68	0.00	0.00	0.00	12.68
F2I	11.279	88.96	88.96	12.68	0.00	0.00	0.00	12.68
F3I	11.279	88.96	88.96	12.68	0.00	0.00	0.00	12.68

Summary of Suspension Capacities and Usages for Load Case "H2: Rotura OPGW y conductores superiores":

Suspension Label	Tension (kN)	Input Tension Capacity (kN)	Factored Tension Capacity (kN)	Tension Usage %	Input Hardware Capacity (kN)	Factored Hardware Capacity (kN)	Hardware Usage %	Max. Usage %
F1D	22.306	88.96	88.96	25.07	0.00	0.00	0.00	25.07
F2D	11.279	88.96	88.96	12.68	0.00	0.00	0.00	12.68
F3D	11.279	88.96	88.96	12.68	0.00	0.00	0.00	12.68
F1I	22.306	88.96	88.96	25.07	0.00	0.00	0.00	25.07
F2I	11.279	88.96	88.96	12.68	0.00	0.00	0.00	12.68
F3I	11.279	88.96	88.96	12.68	0.00	0.00	0.00	12.68

Summary of Suspension Capacities and Usages for Load Case "H3: Rotura OPGW y fase izquierda":

Suspension Label	Tension (kN)	Input Tension Capacity (kN)	Factored Tension Capacity (kN)	Tension Usage %	Input Hardware Capacity (kN)	Factored Hardware Capacity (kN)	Hardware Usage %	Max. Usage %
F1D	11.279	88.96	88.96	12.68	0.00	0.00	0.00	12.68
F2D	11.279	88.96	88.96	12.68	0.00	0.00	0.00	12.68
F3D	11.279	88.96	88.96	12.68	0.00	0.00	0.00	12.68
F1I	22.306	88.96	88.96	25.07	0.00	0.00	0.00	25.07
F2I	22.306	88.96	88.96	25.07	0.00	0.00	0.00	25.07
F3I	11.279	88.96	88.96	12.68	0.00	0.00	0.00	12.68

Loads At Insulator Attachments For All Load Cases:

	Load Case	Insulator Label	Insulator Type	Structure Attach Label	Structure Attach Load X (kN)	Structure Attach Load Y (kN)	Structure Attach Load Z (kN)	Structure Attach Load Res. (kN)
	H1: Condicion normal	OPGW	Clamp	CASTP	0.000	2.794	3.781	4.701
	H1: Condicion normal	F1D Suspension		MSP	0.000	5.982	9.561	11.279
	H1: Condicion normal	F2D Suspension		MMP	0.000	5.982	9.561	11.279
	H1: Condicion normal	F3D Suspension		MIP	0.000	5.982	9.561	11.279
	H1: Condicion normal	F1I Suspension		MSX	0.000	5.982	9.561	11.279
	H1: Condicion normal	F2I Suspension		MMX	0.000	5.982	9.561	11.279
	H1: Condicion normal	F3I Suspension		MIX	0.000	5.982	9.561	11.279
H2: Rotura OPGW y conductores superiores		OPGW	Clamp	CASTP	14.710	1.617	3.781	15.274
H2: Rotura OPGW y conductores superiores		F1D Suspension		MSP	19.907	3.138	9.561	22.306
H2: Rotura OPGW y conductores superiores		F2D Suspension		MMP	0.000	5.982	9.561	11.279
H2: Rotura OPGW y conductores superiores		F3D Suspension		MIP	0.000	5.982	9.561	11.279
H2: Rotura OPGW y conductores superiores		F1I Suspension		MSX	19.907	3.138	9.561	22.306
H2: Rotura OPGW y conductores superiores		F2I Suspension		MMX	0.000	5.982	9.561	11.279
H2: Rotura OPGW y conductores superiores		F3I Suspension		MIX	0.000	5.982	9.561	11.279
H3: Rotura OPGW y fase izquierda		OPGW	Clamp	CASTP	14.710	1.617	3.781	15.274
H3: Rotura OPGW y fase izquierda		F1D Suspension		MSP	0.000	5.982	9.561	11.279
H3: Rotura OPGW y fase izquierda		F2D Suspension		MMP	0.000	5.982	9.561	11.279
H3: Rotura OPGW y fase izquierda		F3D Suspension		MIP	0.000	5.982	9.561	11.279
H3: Rotura OPGW y fase izquierda		F1I Suspension		MSX	19.907	3.138	9.561	22.306
H3: Rotura OPGW y fase izquierda		F2I Suspension		MMX	19.907	3.138	9.561	22.306
H3: Rotura OPGW y fase izquierda		F3I Suspension		MIX	0.000	5.982	9.561	11.279

Resumen de grupo:

Group Label	Group Desc.	Group Angle Type	Angle Size	Steel Strength (MPa)	Max Usage %	Usage Control	Max Use In Comp.	Comp. Control Member	Comp. Force (kN)	Comp. Control Load Case	L/r Capacity (kN)	Comp. Connect. Shear Capacity (kN)	Comp. Connect. Bearing Capacity (kN)	RLX	RLY	RLZ	L/r	KL/r	Length Member (m)	Curve No.	No. OF Bolts Comp.
M1	Montante 1	AI	90x90x9	344.7	85.65	Comp	85.65	25P	-304.649H2: Rotu	273.612	596.520	580.813	1.000	1.000	1.000	105.30	105.30	1.863	1	6	
M2	Montante 2	AI	89x89x6	344.7	63.73	Comp	63.73	85P	-242.555H2: Rotu	292.749	596.520	387.208	1.000	1.000	1.000	56.62	56.62	1.000	1	6	
M3	Montante 3	AI	75x75x6	344.7	28.13	Comp	28.13	g172Y	-54.180H3: Rotu	148.160	298.260	193.604	1.000	1.000	1.000	94.55	107.28	1.402	3	3	
M4	Montante 4	AI	120x120x11	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
M5	Montante 5	AI	120x120x12	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
M6	Montante 6	AI	120x120x13	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
M7	Montante 7			344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
D1	Diagonal 1	AI	45x45x5	248.2	54.68	Tens	46.19	148P	-24.154H2: Rotu	40.225	74.063	57.135	1.000	1.000	1.000	144.40	144.40	1.274	4	1	
D2	Diagonal 2	AI	50x50x5	248.2	31.73	Comp	31.73	g291P	-19.796H3: Rotu	98.714	99.420	47.987	0.500	0.500	0.500	71.94	71.94	1.414	1	1	
D3	Diagonal 3	AI	40x40x5	248.2	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
D4	Diagonal 4	AI	75x75x6	248.2	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
D5	Diagonal 5	AI	55x55x5	248.2	92.84	Tens	85.31	g187X	-53.221H3: Rotu	84.423	99.420	47.987	0.500	1.000	0.500	91.65	105.82	1.558	3	1	
D6	Diagonal 6	AI	60x60x5	248.2	9.56	Tens	0.59	92XY	-0.422H3: Rotu	55.303	74.063	57.135	1.000	1.000	2.000	143.24	143.24	0.849	4	1	
D6a	Diagonal 7	AI	65x65x6	248.2	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
D7	Diagonal 8	AI	89X89X9	344.7	45.94	Comp	45.94	g247X	-57.810H3: Rotu	400.513	99.420	96.802	0.500	0.500	0.500	58.05	73.54	2.031	2	1	
R1	Redundante 1	AI	45x45x5	248.2	70.50	Tens	8.16	19X	-2.339H3: Rotu	22.048	74.063	57.135	1.000	1.000	1.000	195.04	195.04	1.721	4	1	
R2	Redundante 2	AI	45x45x5	248.2	50.60	Tens	32.32	139P	-10.267H3: Rotu	24.433	270.452	76.180	2.000	2.000	2.000	185.28	185.28	0.817	4	1	
R3	Redundante 3	AI	75x75x6	248.2	23.92	Comp	23.92	g210Y	-28.427H2: Rotu	150.339	270.452	91.416	1.000	1.000	1.000	75.02	97.51	1.112	3	1	
R4	Redundante 4	AI	50x50x5	248.2	36.64	Comp	36.64	90Y	-27.213H2: Rotu	62.643	74.063	57.135	1.000	1.000	1.000	122.09	122.09	1.200	4	1	
R5	Redundante 5	AI	60x60x5	248.2	11.70	Tens	10.25	g224Y	-7.610H2: Rotu	112.475	148.126	57.135	1.000	1.000	1.000	44.19	82.10	1.524	3	1	
R5b	Redundante 5b	AI	89X89X9	344.7	1.48	Comp	1.48	g197Y	-2.212H2: Rotu	247.033	148.126	115.255	1.000	1.000	1.000	100.46	110.23	1.757	3	1	
R6	Redundante 6	AI	55x55x5	248.2	51.69	Tens	7.81	g177Y	-4.874H2: Rotu	73.129	99.420	47.987	1.000	1.000	1.000	116.26	118.13	1.260	3	1	
R7	Redundante 7	AI	50x50x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C1	Cuadro 1	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C1dc	Cuadro 1dc	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C2	Cuadro 2	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C3	Cuadro 3	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C4	Cuadro 4	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C5	Cuadro 5	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C5a	Cuadro 5a	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C5b	Cuadro 5b	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C6	Cuadro 6	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C6b	Cuadro 6b	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C6c	Cuadro 6c	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C6d	Cuadro 6d	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C7	Cuadro 7	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C7b	Cuadro 7b	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
G1	Cable de Guarda	AI	89X89X9	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
G2	Cable de Guarda	AI	89X89X9	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
N1	Mensula	AI	89X89X9	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
N2	Mensula	AI	89X89X9	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
D8	Diagonal 8	AI	90x90x9	344.7	22.25	Tens	18.74	g231X	-23.580H3: Rotu	327.683	99.420	96.802	0.500	0.500	0.500	84.76	93.57	2.999	2	1	
D9	Diagonal 9	AI	55x55x5	248.2	44.41	Comp	44.41	7P	-27.707H3: Rotu	118.899	99.420	47.987	0.500	0.500	0.500	52.77	52.77	1.144	1	1	
D10	Diagonal 10	AI	89X89X9	248.2	17.87	Tens	13.66	g280P	-15.338H3: Rotu	317.521	99.420	86.377	0.500	0.500	0.500	71.10	71.10	2.487	1	1	
D11	Diagonal 11	AI	55x55x5	248.2	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	

Group Summary (Tension Portion):

Group Label	Group Desc.	Angle Type	Angle Size	Steel Strength (MPa)	Max Usage %	Usage Control	Max Tension Tens. %	Tension Control In Member	Tension Force (kN)	Tension Control Case	Net Section Capacity (kN)	Tension Connect. Shear Capacity (kN)	Tension Connect. Bearing Capacity (kN)	Tension Connect. Rupture Capacity (kN)	Length Tens. Member (m)	No. Of Bolts Tens.	No. Of Holes	Hole Diameter (cm)
M1	Montante 1	AI	90x90x9	344.7	85.65	Comp	52.61	1XY	273.743H2:	Rotu	400.240	596.520	580.813	574.763	0.286	6	2.000	2.1
M2	Montante 2	AI	89x89x6	344.7	63.73	Comp	61.81	89XY	216.059H2:	Rotu	268.895	596.520	387.208	383.174	1.000	6	2.000	2.1
M3	Montante 3	AI	75x75x6	344.7	28.13	Comp	13.06	Fg172P	23.796H3:	Rotu	189.881	298.260	193.604	140.186	1.402	3	2.000	2.1
M4	Montante 4	AI	120x120x11	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
M5	Montante 5	AI	120x120x12	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
M6	Montante 6	AI	120x120x13	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
M7	Montante 7			344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
D1	Diagonal 1	AI	45x45x5	248.2	54.68	Tens	54.68	g203P	22.111H2:	Rotu	31.107	270.452	76.180	44.106	1.226	1	2.000	2.857
D2	Diagonal 2	AI	50x50x5	248.2	31.73	Comp	20.46	g292P	12.666H3:	Rotu	65.776	99.420	47.987	47.612	1.414	1	2.000	2.1
D3	Diagonal 3	AI	40x40x5	248.2	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
D4	Diagonal 4	AI	75x75x6	248.2	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
D5	Diagonal 5	AI	55x55x5	248.2	92.84	Tens	92.84	g259Y	51.632H3:	Rotu	70.368	99.420	47.987	42.782	1.533	1	2.000	2.1
D6	Diagonal 6	AI	60x60x5	248.2	9.56	Tens	9.56	92Y	7.097H3:	Rotu	115.139	74.063	57.135	57.135	0.849	1	1.000	2.223
D6a	Diagonal 7	AI	65x65x6	248.2	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
D7	Diagonal 8	AI	89X89X9	344.7	45.94	Comp	33.87	g246P	42.293H3:	Rotu	354.631	99.420	96.802	96.046	2.262	1	2.000	2.1
R1	Redundante 1	AI	45x45x5	248.2	70.50	Tens	70.50	118P	31.677H2:	Rotu	34.563	270.452	76.180	44.106	1.189	1	2.000	2.857
R2	Redundante 2	AI	45x45x5	248.2	50.60	Tens	50.60	117P	22.737H2:	Rotu	34.563	270.452	76.180	44.106	1.145	1	2.000	2.857
R3	Redundante 3	AI	75x75x6	248.2	23.92	Comp	10.43	g210P	10.821H2:	Rotu	116.408	270.452	91.416	79.821	1.112	1	2.000	2.857
R4	Redundante 4	AI	50x50x5	248.2	36.64	Comp	9.24	91X	5.894H3:	Rotu	90.318	74.063	57.135	49.007	1.200	1	1.000	2.223
R5	Redundante 5	AI	60x60x5	248.2	11.70	Tens	11.70	g225P	7.794H3:	Rotu	78.801	148.126	57.135	51.246	0.524	1	2.000	2.223
R5b	Redundante 5b	AI	89X89X9	344.7	1.48	Comp	0.76	g198P	1.140H3:	Rotu	347.790	148.126	115.255	115.255	1.753	1	2.000	2.223
R6	Redundante 6	AI	55x55x5	248.2	51.69	Tens	51.69	g170P	28.749H3:	Rotu	70.368	99.420	47.987	42.782	1.371	1	2.000	2.1
R7	Redundante 7	AI	50x50x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C1	Cuadro 1	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C1dc	Cuadro 1dc	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C2	Cuadro 2	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C3	Cuadro 3	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C4	Cuadro 4	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C5	Cuadro 5	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C5a	Cuadro 5a	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C5b	Cuadro 5b	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C6	Cuadro 6	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C6b	Cuadro 6b	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C6c	Cuadro 6c	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C6d	Cuadro 6d	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C7	Cuadro 7	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C7b	Cuadro 7b	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
G1	Cable de Guarda	AI	89X89X9	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
G2	Cable de Guarda	AI	89X89X9	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
N1	Mensula	AI	89X89X9	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
N2	Mensula	AI	89X89X9	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
D8	Diagonal 8	AI	90x90x9	344.7	22.25	Tens	22.25	g232P	27.782H3:	Rotu	360.216	99.420	96.802	96.046	2.737	1	2.000	2.1
D9	Diagonal 9	AI	55x55x5	248.2	44.41	Comp	34.41	10XY	21.296H3:	Rotu	78.186	99.420	47.987	47.612	1.144	1	2.000	2.1
D10	Diagonal 10	AI	89X89X9	248.2	17.87	Tens	17.87	g286P	19.913H3:	Rotu	283.705	99.420	86.377	85.702	2.792	1	2.000	2.1
D11	Diagonal 11	AI	55x55x5	248.2	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0

ANEXO 5: PLS TOWER (Aisladores epóxicos, resumen para todos los casos de carga)

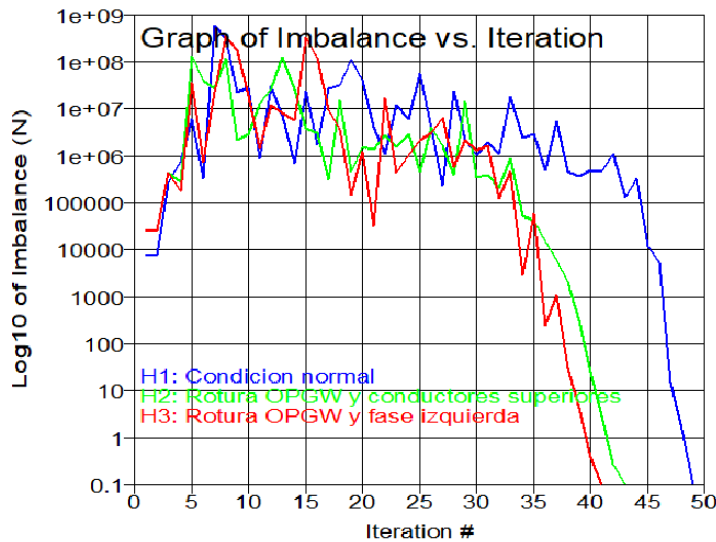
Overturning Moment Summary For All Load Cases:

Load Case	Transverse Moment (kN-m)	Longitudinal Moment (kN-m)	Torsional Moment (kN-m)	Resultant Moment (kN-m)	Transverse Force (kN)	Longitudinal Force (kN)	Vertical Force (kN)
H1: Condicion normal	1728.245	0.002	0.003	1728.245	88.093	-0.000	103.859
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	1012.827	-1914.231	-0.765	2165.664	61.518	65.146	73.671
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	1000.674	-1834.129	-30.542	2089.348	60.910	65.145	73.671

Sections Information:

Section Label	Top Z (m)	Bottom Z (m)	Joint Z Count	Member Count	Tran. Face Top Width (m)	Tran. Face Bot Width (m)	Tran. Face Gross Area (m ²)	Long. Face Top Width (m)	Long. Face Bot Width (m)	Long. Face Gross Area (m ²)
S7	32.253	28.550	26	52	0.00	1.11	2.645	0.00	1.11	2.645
S6	28.550	24.550	24	66	1.11	1.16	4.536	1.11	1.16	4.536
S5	24.550	20.550	24	65	1.16	1.20	4.712	1.16	1.20	4.712
S4	20.550	8.720	36	88	1.20	3.19	25.991	1.20	3.19	25.991
S3	8.720	4.806	36	52	3.19	3.85	13.792	3.19	3.85	13.792
S2	4.806	2.256	40	64	3.85	4.24	10.351	3.85	0.89	9.536
S1	3.250	0.000	44	76	4.12	4.53	14.053	4.12	4.53	14.053

El uso máximo del elemento es: 87.97% for Angle "29P" in load case "H2: Rotura OPGW y conductores superiores"
 El uso máximo de los aisladores es: 16.86% for 2-Parts "EMEDI" in load case "H3: Rotura OPGW y fase izquierda"



Summary of 2-Parts Capacities and Usages for Load Case "H1: Condicion normal":

2-Parts Label	Force Left Part (kN)	Force Right Part (kN)	Left Ten. Capacity (kN)	Right Ten. Capacity (kN)	Left Comp. Capacity (kN)	Right Comp. Capacity (kN)	Insul. S.F.	Usage %	Input Hardware Capacity (kN)	Factored Hardware Capacity (kN)	Hardware Usage %	Max. Usage %
ESUPD	-4.66	14.44	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	9.27	0.00	0.00	0.00	9.27
ESUPI	-4.41	14.25	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	9.15	0.00	0.00	0.00	9.15
EMED	-0.00	10.69	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	6.87	0.00	0.00	0.00	6.87
EMEDI	-0.00	10.69	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	6.87	0.00	0.00	0.00	6.87
EINFD	-0.00	10.69	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	6.87	0.00	0.00	0.00	6.87
EINFI	-0.00	10.69	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	6.87	0.00	0.00	0.00	6.87

Summary of 2-Parts Capacities and Usages for Load Case "H2: Rotura OPGW y conductores superiores":

2-Parts Label	Force Left Part (kN)	Force Right Part (kN)	Left Ten. Capacity (kN)	Right Ten. Capacity (kN)	Left Comp. Capacity (kN)	Right Comp. Capacity (kN)	Insul. S.F.	Usage %	Input Hardware Capacity (kN)	Factored Hardware Capacity (kN)	Hardware Usage %	Max. Usage %
ESUPD	24.29	2.29	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	15.60	0.00	0.00	0.00	15.60
ESUPI	24.33	2.24	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	15.63	0.00	0.00	0.00	15.63
EMED	0.00	4.37	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	2.81	0.00	0.00	0.00	2.81
EMEDI	-0.00	4.37	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	2.81	0.00	0.00	0.00	2.81
EINFD	0.00	4.37	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	2.81	0.00	0.00	0.00	2.81
EINFI	0.00	4.37	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	2.81	0.00	0.00	0.00	2.81

Summary of 2-Parts Capacities and Usages for Load Case "H3: Rotura OPGW y fase izquierda":

2-Parts Label	Force Left Part (kN)	Force Right Part (kN)	Left Ten. Capacity (kN)	Right Ten. Capacity (kN)	Left Comp. Capacity (kN)	Right Comp. Capacity (kN)	Insul. S.F.	Usage %	Input Hardware Capacity (kN)	Factored Hardware Capacity (kN)	Hardware Usage %	Max. Usage %
ESUPD	-2.32	6.20	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	3.98	0.00	0.00	0.00	3.98
ESUPI	24.16	2.41	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	15.52	0.00	0.00	0.00	15.52
EMED	0.00	4.37	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	2.81	0.00	0.00	0.00	2.81
EMEDI	0.00	26.25	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	16.86	0.00	0.00	0.00	16.86
EINFD	0.00	4.37	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	2.81	0.00	0.00	0.00	2.81
EINFI	-0.00	4.37	155.69	155.69	155.69	155.69	1.00	2.81	0.00	0.00	0.00	2.81

Loads At Insulator Attachments For All Load Cases:

Load Case	Insulator Label	Insulator Type	Structure Attach Label	Structure Attach Load X (kN)	Structure Attach Load Y (kN)	Structure Attach Load Z (kN)	Structure Attach Load Res. (kN)	
	H1: Condicion normal	OPGW	Clamp	CASTP	0.000	3.629	2.790	4.578
	H1: Condicion normal	ESUPD	2-Parts	SUPPF0.50S	0.000	-4.625	-0.555	4.658
	H1: Condicion normal	ESUPD	2-Parts	MSPF0.50S	-0.000	11.477	8.759	14.438
	H1: Condicion normal	ESUPI	2-Parts	SUPPF0.50X	-0.000	-4.371	-0.578	4.409
	H1: Condicion normal	ESUPI	2-Parts	MSPF0.50X	0.000	11.223	8.782	14.251
	H1: Condicion normal	EMED	2-Parts	OMMPF0.50S	0.000	-0.000	-0.000	0.000
	H1: Condicion normal	EMED	2-Parts	MMPF0.50S	-0.000	6.852	8.204	10.689
	H1: Condicion normal	EMEDI	2-Parts	OMMPF0.50X	-0.000	-0.000	-0.000	0.000
	H1: Condicion normal	EMEDI	2-Parts	MMPF0.50X	-0.000	6.852	8.204	10.689
	H1: Condicion normal	EINFD	2-Parts	CLYF0.50S	0.000	-0.000	-0.000	0.000
	H1: Condicion normal	EINFD	2-Parts	1SUPPF0.50S	-0.000	6.852	8.204	10.689
	H1: Condicion normal	EINFI	2-Parts	CLYF0.50X	-0.000	-0.000	-0.000	0.000
	H1: Condicion normal	EINFI	2-Parts	1SUPPF0.50X	-0.000	6.852	8.204	10.689
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	OPGW	Clamp	CASTP		13.386	1.465	1.137	13.514
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	ESUPD	2-Parts	SUPPF0.50S		24.044	2.752	2.100	24.292
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	ESUPD	2-Parts	MSPF0.50S		1.835	0.234	1.348	2.289
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	ESUPI	2-Parts	SUPPF0.50X		24.080	2.768	2.124	24.331
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	ESUPI	2-Parts	MSPF0.50X		1.800	0.218	1.324	2.245
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	EMED	2-Parts	OMMPF0.50S		0.000	0.000	0.000	0.000
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	EMED	2-Parts	MMPF0.50S		0.000	2.682	3.448	4.368
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	EMEDI	2-Parts	OMMPF0.50X		-0.000	-0.000	-0.000	0.000
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	EMEDI	2-Parts	MMPF0.50X		0.000	2.682	3.448	4.368
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	EINFD	2-Parts	CLYF0.50S		0.000	0.000	0.000	0.000
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	EINFD	2-Parts	1SUPPF0.50S		0.000	2.682	3.448	4.368
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	EINFI	2-Parts	CLYF0.50X		0.000	0.000	0.000	0.000
H2: Rotura OPGW y conductores superiores	EINFI	2-Parts	1SUPPF0.50X		0.000	2.682	3.448	4.368
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	OPGW	Clamp	CASTP		13.386	1.465	1.137	13.514
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	ESUPD	2-Parts	SUPPF0.50S		-0.047	-2.305	-0.235	2.318
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	ESUPD	2-Parts	MSPF0.50S		0.047	4.987	3.683	6.200
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	ESUPI	2-Parts	SUPPF0.50X		23.944	2.472	2.034	24.157
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	ESUPI	2-Parts	MSPF0.50X		1.936	0.210	1.414	2.407
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	EMED	2-Parts	OMMPF0.50S		0.000	0.000	0.000	0.000
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	EMED	2-Parts	MMPF0.50S		-0.000	2.682	3.448	4.368
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	EMEDI	2-Parts	OMMPF0.50X		0.000	0.000	-0.000	0.000
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	EMEDI	2-Parts	MMPF0.50X		25.880	2.682	3.448	26.246
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	EINFD	2-Parts	CLYF0.50S		0.000	0.000	0.000	0.000
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	EINFD	2-Parts	1SUPPF0.50S		-0.000	2.682	3.448	4.368
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	EINFI	2-Parts	CLYF0.50X		-0.000	-0.000	-0.000	0.000
H3: Rotura OPGW y fase izquierda	EINFI	2-Parts	1SUPPF0.50X		-0.000	2.682	3.448	4.368

Resumen de grupo:

Group Label	Group Desc.	Angle Type	Angle Size	Steel Strength (MPa)	Max Usage %	Usage Control	Max Use In Comp. %	Comp. Control Member	Comp. Force (kN)	Comp. Control Load Case	L/r Capacity (kN)	Comp. Connect. Shear Capacity (kN)	Comp. Connect. Bearing Capacity (kN)	RLX	RLY	RLZ	L/r	KL/r	Length Member (m)	Curve No.	No. Of Bolts Comp.
M1	Montante	1	AI 90x90x9	344.7	87.97	Comp	87.97	29P	-312.895H2: Rotu	273.612	596.520	580.813	1.000	1.000	1.000	105.30	105.30	1.863	1	6	
M2	Montante	2	AI 89x89x6	344.7	73.01	Tens	68.08	89P	-259.075H2: Rotu	292.749	596.520	387.208	1.000	1.000	1.000	56.62	56.62	1.000	1	6	
M3	Montante	3	AI 75x75x6	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
M4	Montante	4	AI 120x120x11	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
M5	Montante	5	AI 120x120x12	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
M6	Montante	6	AI 120x120x13	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
M7	Montante	7	AI 75x75x6	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
D1	Diagonal	1	AI 45x45x5	248.2	47.72	Tens	38.18	148P	-19.963H3: Rotu	40.225	74.063	57.135	1.000	1.000	1.000	144.40	144.40	1.274	4	1	
D2	Diagonal	2	AI 50x50x5	248.2	22.15	Comp	22.15	g291P	-13.817H3: Rotu	98.714	99.420	47.987	0.500	0.500	0.500	71.94	71.94	1.414	1	1	
D3	Diagonal	3	AI 40x40x5	248.2	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
D4	Diagonal	4	AI 75x75x6	248.2	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
D5	Diagonal	5	AI 55x55x5	248.2	74.15	Comp	74.15	g274Y	-46.257H3: Rotu	84.423	99.420	47.987	0.500	1.000	0.500	91.65	105.82	1.558	3	1	
D6	Diagonal	6	AI 60x60x5	248.2	5.98	Tens	0.00	92Y	0.000	55.303	74.063	57.135	1.000	1.000	2.000	143.24	143.24	0.849	4	1	
D6a	Diagonal	7	AI 65x65x6	248.2	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
D7	Diagonal	8	AI 89x89x9	344.7	22.09	Comp	22.09	g247X	-27.803H3: Rotu	308.515	99.420	96.802	0.500	1.000	0.500	74.17	97.08	2.031	3	1	
R1	Redundante	1	AI 45x45x5	248.2	45.31	Tens	8.15	19X	-2.336H2: Rotu	22.048	74.063	57.135	1.000	1.000	1.000	195.04	195.04	1.721	4	1	
R2	Redundante	2	AI 45x45x5	248.2	45.99	Comp	45.99	143P	-28.688H2: Rotu	92.149	99.420	47.987	0.500	0.500	0.500	44.56	63.42	0.786	2	1	
R3	Redundante	3	AI 75x75x6	248.2	42.53	Tens	14.16	g209P	-16.828H2: Rotu	148.373	270.452	91.416	1.000	1.000	1.000	77.98	98.99	1.156	3	1	
R4	Redundante	4	AI 50x50x5	248.2	24.15	Comp	24.15	90Y	-17.934H2: Rotu	62.643	74.063	57.135	1.000	1.000	1.000	122.09	122.09	1.200	4	1	
R5	Redundante	5	AI 60x60x5	248.2	13.34	Tens	12.56	g224Y	-9.327H2: Rotu	112.475	148.126	57.135	1.000	1.000	1.000	44.19	82.10	0.524	3	1	
R5b	Redundante	5b	AI 89x89x9	344.7	1.97	Comp	1.97	g197Y	-2.951H2: Rotu	247.033	148.126	115.255	1.000	1.000	1.000	100.46	110.23	1.757	3	1	
R6	Redundante	6	AI 55x55x5	248.2	1.72	Comp	1.72	176P	-1.074H2: Rotu	59.131	99.420	47.987	1.000	1.000	1.000	132.37	132.37	1.435	4	1	
R7	Redundante	7	AI 50x50x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C1	Cuadro	1	AI 75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C1dc	Cuadro	1dc	AI 75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C2	Cuadro	2	AI 75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C3	Cuadro	3	AI 75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C4	Cuadro	4	AI 75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C5	Cuadro	5	AI 75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C5a	Cuadro	5a	AI 75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C5b	Cuadro	5b	AI 75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C6	Cuadro	6	AI 75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C6b	Cuadro	6b	AI 75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C6c	Cuadro	6c	AI 75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C6d	Cuadro	6d	AI 75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C7	Cuadro	7	AI 75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
C7b	Cuadro	7b	AI 75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
G1	Cable de Guarda		AI 89x89x9	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
G2	Cable de Guarda		AI 89x89x9	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
N1	Mensula		AI 89x89x9	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
N2	Mensula		AI 89x89x9	344.7	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	
D8	Diagonal	8	AI 90x90x9	344.7	10.48	Tens	9.16	g231X	-11.528H3: Rotu	327.683	99.420	96.802	0.500	0.500	0.500	84.76	93.57	2.999	2	1	
D9	Diagonal	9	AI 55x55x5	248.2	35.32	Comp	35.32	7P	-22.035H3: Rotu	118.899	99.420	47.987	0.500	0.500	0.500	52.77	52.77	1.144	1	1	
D10	Diagonal	10	AI 89x89x9	248.2	10.55	Tens	8.09	g287Y	-9.087H2: Rotu	301.886	99.420	86.377	0.500	0.500	0.500	79.82	79.82	2.792	1	1	
D11	Diagonal	11	AI 55x55x5	248.2	0.00		0.00		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0	0	

Group Summary (Tension Portion):

Group Label	Group Desc.	Angle Type	Steel Size	Steel Strength (MPa)	Max Usage	Usage Control	Max Use Tens. %	Tension Control Member	Tension Force (kN)	Tension Control Load Case	Net Section Capacity (kN)	Tension Connect. Shear Capacity (kN)	Tension Connect. Bearing Capacity (kN)	Tension Connect. Rupture Capacity (kN)	Length Tens. (m)	No. Of Bolts	No. Of Holes	Hole Diameter (cm)
M1	Montante 1	AI	90x90x9	344.7	87.97	Comp	59.31	1XY	308.610H2:	Rotu	400.240	596.520	580.813	574.763	0.286	6	2.000	2.1
M2	Montante 2	AI	89x89x6	344.7	73.01	Tens	73.01	89XY	255.227H2:	Rotu	268.895	596.520	387.208	383.174	1.000	6	2.000	2.1
M3	Montante 3	AI	75x75x6	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
M4	Montante 4	AI	120x120x11	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
M5	Montante 5	AI	120x120x12	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
M6	Montante 6	AI	120x120x13	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
M7	Montante 7			344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
D1	Diagonal 1	AI	45x45x5	248.2	47.72	Tens	47.72	g203P	19.296H3:	Rotu	31.107	270.452	76.180	44.106	1.226	1	2.000	2.857
D2	Diagonal 2	AI	50x50x5	248.2	22.15	Comp	18.72	g284Y	11.588H2:	Rotu	65.776	99.420	47.987	47.612	1.414	1	2.000	2.1
D3	Diagonal 3	AI	40x40x5	248.2	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
D4	Diagonal 4	AI	75x75x6	248.2	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
D5	Diagonal 5	AI	55x55x5	248.2	74.15	Comp	62.70	g187Y	34.869H2:	Rotu	70.368	99.420	47.987	42.782	1.558	1	2.000	2.1
D6	Diagonal 6	AI	60x60x5	248.2	5.98	Tens	5.98	92P	4.442H2:	Rotu	115.139	74.063	57.135	57.135	0.849	1	1.000	2.223
D6a	Diagonal 7	AI	65x65x6	248.2	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
D7	Diagonal 8	AI	89x89x9	344.7	22.09	Comp	16.99	g304P	21.208H3:	Rotu	354.631	99.420	96.802	96.046	2.031	1	2.000	2.1
R1	Redundante 1	AI	45x45x5	248.2	45.31	Tens	45.31	118P	20.360H2:	Rotu	34.563	270.452	76.180	44.106	1.189	1	2.000	2.857
R2	Redundante 2	AI	45x45x5	248.2	45.99	Comp	38.28	g207Y	19.885H1:	Cond	31.107	270.452	76.180	44.106	0.595	1	2.000	2.857
R3	Redundante 3	AI	75x75x6	248.2	42.53	Tens	42.53	114Y	50.229H2:	Rotu	136.715	198.840	115.170	90.849	0.556	2	2.000	2.1
R4	Redundante 4	AI	50x50x5	248.2	24.15	Comp	23.90	90P	15.224H2:	Rotu	90.318	74.063	57.135	49.007	1.200	1	1.000	2.223
R5	Redundante 5	AI	60x60x5	248.2	13.34	Tens	13.34	g225P	8.887H2:	Rotu	78.801	148.126	57.135	51.246	0.524	1	2.000	2.223
R5b	Redundante 5b	AI	89x89x9	344.7	1.97	Comp	1.03	g198P	1.545H3:	Rotu	347.790	148.126	115.255	115.255	1.753	1	2.000	2.223
R6	Redundante 6	AI	55x55x5	248.2	1.72	Comp	1.01	176X	0.560H2:	Rotu	70.368	99.420	47.987	42.782	1.435	1	2.000	2.1
R7	Redundante 7	AI	50x50x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C1	Cuadro 1	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C1cd	Cuadro ldc	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C2	Cuadro 2	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C3	Cuadro 3	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C4	Cuadro 4	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C5	Cuadro 5	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C5a	Cuadro 5a	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C5b	Cuadro 5b	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C6	Cuadro 6	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C6b	Cuadro 6b	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C6c	Cuadro 6c	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C6d	Cuadro 6d	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C7	Cuadro 7	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
C7b	Cuadro 7b	AI	75x75x4	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
G1	Cable de Guarda	AI	89x89x9	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
G2	Cable de Guarda	AI	89x89x9	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
N1	Mensula	AI	89x89x9	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
N2	Mensula	AI	89x89x9	344.7	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
D8	Diagonal 8	AI	90x90x9	344.7	10.48	Tens	10.48	g232P	13.086H3:	Rotu	360.216	99.420	96.802	96.046	2.737	1	2.000	2.1
D9	Diagonal 9	AI	55x55x5	248.2	35.32	Comp	33.11	7XY	20.494H2:	Rotu	78.186	99.420	47.987	47.612	1.144	1	2.000	2.1
D10	Diagonal 10	AI	89x89x9	248.2	10.55	Tens	10.55	g286P	11.756H3:	Rotu	283.705	99.420	86.377	85.702	2.792	1	2.000	2.1
D11	Diagonal 11	AI	55x55x5	248.2	0.00		0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0