

Universidad Nacional De Ingeniería

Facultad De Ingeniería Mecánica



TESIS

Diseño de un tramo de la línea de transmisión L-1710 en 138 kV para garantizar su operatividad

Para obtener el Título Profesional de
Ingeniero Mecánico Electricista

Elaborado por

Cesar Enrique Carhuavilca Meléndez

0009-0004-0180-3689

Asesor

Mag. Fredy Saravia Poicón

0000-0002-8097-9524

LIMA-PERÚ

2024

Dedicatoria

A mi madre, por su esfuerzo y dedicación al darme el amor y la educación que me han formado. A mi compañera de vida, por sus enseñanzas, su paciencia, por impulsarme y ser mi soporte en este viaje; a quien amo profundamente.

Agradecimientos

A Dios, por darme la oportunidad de despertar cada día, compartir alegrías y tristezas con mis seres queridos, y por todas las bendiciones que hoy rodean mi vida. A mi pareja, a mi familia y a mis profesores, quienes me orientaron y compartieron su conocimiento para la realización de esta investigación. Ahora, a seguir cosechando más éxitos

Tabla de Contenido

<i>Resumen</i>	X
<i>Abstract</i>	XI
<i>Introducción</i>	XII
<i>Capítulo I</i>	1
<i>Protocolo de Investigación</i>	1
1.1. Antecedentes de la Investigación	1
1.2. Descripción de la realidad problemática	10
1.3. Formulación del Problema.....	12
1.3.1. <i>Problema general</i>	12
1.3.2. <i>Problemas específicos</i>	12
1.4. Objetivos	12
1.4.1. <i>Objetivo General</i>	12
1.4.2. <i>Objetivos Específicos</i>	12
1.5. Hipótesis	13
1.5.1. <i>Hipótesis general</i>	13
1.5.2. <i>Hipótesis específicas</i>	13
1.6. Variables y Operacionalización de variables	13
1.6.1. <i>Operacionalización De Variables</i>	14
1.7. Metodología de la Investigación	15
1.7.1. <i>Unidad De Análisis</i>	15
1.7.2. <i>Tipo, enfoque y nivel de Investigación</i>	15
1.7.3. <i>Diseño de Investigación</i>	15
1.7.4. <i>Fuentes de información</i>	15
1.7.5. <i>Técnicas e instrumentos de recolección de datos</i>	16
1.7.6. <i>Análisis y Procesamiento de datos</i>	16
<i>Capítulo II</i>	17
<i>Marcos Teórico, Conceptual y Normativo</i>	17
2.1 Marco Teórico	17
2.1.1 Suelos	17
2.1.2 Estudio de suelos	17
2.1.2.1 Tipo de suelo.	17
2.1.2.2 Capacidad Portante del suelo.	19
2.1.2.3 Estado Coherente.	21
2.1.2.4 Nivel del agua freática.	21
2.1.2.5 Ensayo de corte directo.	21
2.1.2.6 Gradientes de las vertientes.	22
2.1.2.7 Angulo de arrancamiento.	22
2.1.3 Líneas de Transmisión	22
2.1.4 Elementos para el diseño de las Líneas de Transmisión	23
2.1.4.1 Cálculos eléctricos.....	23
2.1.4.1.1 <i>Resistencia eléctrica</i>	23
2.1.4.1.2 <i>Reactancia de autoinducción</i>	23

2.1.4.1.3	Capacidad fase simple.....	24
2.1.4.1.4	Admitancia.....	24
2.1.4.1.5	Impedancia.....	24
2.1.4.1.6	Caída de tensión.....	25
2.1.4.1.7	Perdida de potencia.....	25
2.1.4.2	Condiciones geográficas.....	25
2.1.4.2.1	Zonas y Áreas de carga.....	26
2.1.4.2.2	Cargas debido al viento.....	28
2.1.4.2.3	Nivel isoceraunico.....	29
2.1.4.3	Conductores.....	30
2.1.4.3.1	Ecuación de cambio de estado.....	30
2.1.4.3.2	Hipótesis de carga.....	31
2.1.4.4	Estructuras.....	32
2.1.4.4.1	Clasificación de las estructuras.....	32
2.1.4.4.2	Cargas mecánicas para las torres.....	33
2.1.4.4.3	Hipótesis de cargas para las torres.....	34
2.1.4.5	Aisladores.....	34
2.1.4.5.1	Calculo mecánico.....	35
2.1.4.5.2	Calculo eléctrico.....	36
2.1.4.6	Cimentación.....	36
2.1.4.6.1	Tipos de Cimentación.....	37
2.1.4.6.2	Verificación de la estabilidad de la Cimentación.....	42
2.1.4.7	Sistema de puesta a tierra.....	51
2.1.4.7.1	Electrodo vertical.....	51
2.1.4.7.2	Contrapeso horizontal.....	52
2.1.4.7.3	Resistencia Equivalente del Puesta a Tierra.....	52
2.2	Marco Conceptual.....	53
2.3	Marco Normativo.....	54
Capítulo III.....		55
Desarrollo de la Investigación.....		55
3.1	Estado actual de la torre N.º22.....	55
3.2	Condición actual del terreno.....	56
3.3	Características de la Línea de Transmisión.....	56
3.4	Características del Tramo en Estudio.....	57
3.5	Ubicación de la Zona de Estudio.....	57
3.6.1	Comunidades aledañas.....	58
3.6.2	Historial de Fenómenos naturales.....	59
3.6	Características Climatológicas.....	61
3.7.1	Condiciones climáticas.....	61
3.7.2	Precipitación.....	62
3.7	Presión de Viento.....	63
3.8	Estudio preliminar de la ubicación de la torre N.º 22.....	66
3.9	Levantamiento Topográfico de la ubicación preliminar.....	67
3.9.1	Condiciones del suelo.....	67
3.9.2	Sismicidad de la ubicación preliminar.....	68

3.10	Resistividad del terreno	68
3.11	Propuesta de ubicación de la Torre N. °22	69
3.12	Características del Tramo Propuesto	71
3.12.1	Características del Conductor de Fase	73
3.12.2	Características del Cable de Guarda Tipo EHS	73
3.12.3	Características del Cable de Guarda Tipo OPGW	74
3.13	Cálculos Eléctricos	74
3.12.4	Resistencia eléctrica	74
3.12.5	Reactancia autoinductancia	75
3.12.6	Impedancia	75
3.12.7	Capacidad	75
3.12.8	Susceptancia	76
3.12.9	Admitancia	76
3.12.10	Caída de tensión	76
3.12.11	Pérdida de potencia	78
3.14	Calculo Mecánico Del Conductor	79
3.13.1	Hipótesis de carga para el conductor	79
7.4.1.1	Hipótesis 1: Tensión de Cada Día (EDS)	79
7.4.1.2	Hipótesis 2: Estado de mínima temperatura (Solo Hielo)	80
7.4.1.3	Hipótesis 3: Estado de máxima carga mecánica	80
7.4.1.4	Hipótesis 4: Estado combinado (Viento + Hielo)	80
7.4.1.5	Hipótesis 5: Estado de máxima temperatura o máxima flecha	80
3.13.2	Cargas del conductor	81
3.13.2.1	Carga debida al Viento	81
3.13.2.2	Carga de hielo	82
3.13.2.3	Carga resultante	82
3.15	Esfuerzos y Flechas del Conductor AAAC1000	82
3.16	Coordinación Conductor De Fase Y Cable Guarda	85
3.17	Hipótesis de Carga Para el Cable EHS	87
3.16.1	Hipótesis 1: Tensión de cada día (EDS)	87
3.16.2	Hipótesis 2: Estado de mínima temperatura (Solo Hielo)	87
3.16.3	Hipótesis 3: Estado de máxima carga mecánica (Solo Viento)	87
3.16.4	Hipótesis 4: Estado combinado (Viento + Hielo)	87
3.16.5	Hipótesis 5: Estado de máxima temperatura o máxima flecha	88
3.18	Cargas del Cable EHS	88
3.17.1	Carga debida al Viento	88
3.17.2	Carga de hielo	89
3.17.3	Carga resultante	89
3.19	Esfuerzos y Flechas del Cable EHS	90
3.20	Hipótesis de Carga Para el Cable OPGW	92
3.19.1	Hipótesis 1: Tensión de cada día (EDS)	92
3.19.2	Hipótesis 2: Estado de mínima temperatura (Solo Hielo)	92
3.19.3	Hipótesis 3: Estado de máxima carga mecánica (Solo Viento)	92
3.19.4	Hipótesis 4: Estado combinado (Viento + Hielo)	92
3.19.5	Hipótesis 5: Estado de máxima temperatura o máxima flecha	92
3.21	Cargas del Cable OPGW	93

3.20.1	Carga debida al Viento	93
3.20.2	Carga de hielo	94
3.20.3	Carga resultante	94
3.22	Esfuerzos y Flechas del Cable OPGW	94
3.23	Cálculo de aisladores	97
3.20.4	Cálculo mecánico	97
3.20.5	Cálculo eléctrico	97
3.24	Perfil del tramo de línea propuesto	98
3.25	Diseño de las Estructuras propuestas	100
3.23.1	Características Técnicas de la Estructura	100
3.23.2	Hipótesis de carga	100
3.23.2.1	Hipótesis A: Mínima temperatura	100
3.23.2.2	Hipótesis B: Mínima temperatura y viento	100
3.23.2.3	Hipótesis C: Máxima temperatura	101
3.23.2.4	Hipótesis D: Viento máximo transversal	101
3.23.2.5	Hipótesis E: Rotura del conductor	101
3.23.2.6	Hipótesis F: Sobrecarga vertical	101
3.23.2.7	Hipótesis G: Rotura del cable guarda OPGW	102
3.26	Sistema de Puesta a Tierra	103
3.24.1	Tipo de sistema de puesta a tierra	103
3.24.2	Configuración PAT-4C	104
3.24.2.1	Resistencia de PAT de un contrapeso horizontal	104
3.24.2.2	Resistencia de PAT configuración "PAT-4C"	105
3.27	Diseño de la Cimentación propuesta	106
3.25.1	Verificación de la estabilidad	108
3.25.1.1	Características de la cimentación	108
3.25.1.2	Verificación de volteo	109
3.25.1.3	Verificación de arrancamiento	110
3.25.1.4	Verificación de la presión de contacto	110
3.28	Presupuesto de diseño	112
Capítulo IV	114
Discusión De Resultados Y Contrastación De Hipótesis	114
4.1	Discusión de resultados	114
4.1.1	Ubicación actual de la torre N. °22	114
4.1.2	Propuesta de ubicación de la torre N. °22	114
4.1.3	Cálculos eléctricos para el nuevo tramo	116
4.1.4	Diseño de estructuras	116
4.1.5	Diseño de cimentación	117
4.1.6	Presupuesto	118
4.2	Contrastación de Hipótesis	118
<i>Conclusiones</i>	120
<i>Recomendaciones</i>	121
<i>Referencias</i>	122
<i>Anexos</i>	125

Lista de Tablas

Tabla 1: Tabla de operacionalización de variables.....	14
Tabla 2: Clasificación de suelos.....	18
Tabla 3: Factores de carga de acuerdo al ángulo de fricción (\emptyset).....	20
Tabla 4: Valores por Zonas de carga del Perú.....	27
Tabla 5: Valores por zonas de carga del Perú.....	27
Tabla 6: Valores de presión de viento.....	28
Tabla 7: Coordenadas de las estructuras – Sistema WGS 84, Zona 18.....	57
Tabla 8: Historial de eventos en San Ramon.....	60
Tabla 9: Valores para las condiciones climatológicas.....	61
Tabla 10: Clasificación climática.....	62
Tabla 11: Precipitación total mensual.....	62
Tabla 12: Valores por Zonas de carga del Perú.....	64
Tabla 13: Valores de presión de viento.....	66
Tabla 14: Parámetros geotécnicos.....	67
Tabla 15: Resistividad eléctrica equivalente.....	68
Tabla 16: Propiedades geotécnicas.....	71
Tabla 17: Vértices de la variante– Sistema WGS 84, Zona 18.....	72
Tabla 18: Características del Conductor de fase.....	73
Tabla 19: Características del cable de guarda tipo EHS.....	73
Tabla 20: Características del cable de guarda tipo OPGW.....	74
Tabla 21: Cuadro resumen de las hipótesis de carga del conductor.....	81
Tabla 22: Cálculo de esfuerzos y flechas para el conductor AAAC1000.....	83
Tabla 23: Tabla de flechado entre la Torre 21 y Torre 22.....	84
Tabla 24: Tabla de flechado entre la Torre 22 y Torre 23.....	84
Tabla 25: Características del conductor de fase.....	85
Tabla 26: Características de los cables de guarda.....	85
Tabla 27: Resultados coordinación cable de guarda.....	87
Tabla 28: Cuadro resumen de las hipótesis del cable EHS.....	88
Tabla 29: Cálculo de esfuerzos y flechas del cable EHS.....	90
Tabla 30: Tabla de flechado del cable EHS, entre la Torre 21 y Torre 22.....	91
Tabla 31: Tabla de flechado del cable EHS, entre la Torre 22 y Torre 23.....	91
Tabla 32: Cuadro resumen de las hipótesis del cable OPGW.....	93
Tabla 33: Cálculo de esfuerzos y flechas del cable OPGW.....	95
Tabla 34: Tabla de flechado del cable OPGW, entre la Torre 21 y Torre 22.....	96
Tabla 35: Tabla de flechado del cable OPGW, entre la Torre 22 y Torre 23.....	96
Tabla 36: Características del aislador.....	98
Tabla 37: Cargas de las estructuras sin factorar.....	102
Tabla 38: Cargas de las estructuras factoradas.....	103
Tabla 39: Resistencia de puesta a tierra.....	105
Tabla 40: Resistencia de puesta a tierra de un contrapeso horizontal.....	105
Tabla 41: Cálculo de esfuerzos para el diseño de cimentación.....	107
Tabla 42: Presupuesto para el nuevo tramo.....	113

Lista de Figuras

Figura 1: Ubicación del área del deslizamiento de tierra	11
Figura 2: Parámetros para la determinación de la capacidad portante.....	20
Figura 3: Zonas de carga del Perú.....	26
Figura 4: Mapa de niveles Isoceraúnicos	29
Figura 5: Cable tipo AAAC1000MCM.....	30
Figura 6: Torre 21, LT La Virgen-Caripa	32
Figura 7: Aisladores de Vidrio 138kv.....	35
Figura 8: Cimentación tipo grilla o emparrillada	38
Figura 9: Configuración típica de zapatas aisladas	39
Figura 10: Distribución de presiones según tipo de suelo	40
Figura 11: Diferentes solicitaciones según la dirección del viento	40
Figura 12: Detalle de cimentación tipo pilotes	41
Figura 13: Sistema de pilas acampanadas	42
Figura 14: Cimentación tipo grilla.....	43
Figura 15: Cimentación tipo grilla con el ángulo del talud	45
Figura 16: Cimentación de una zapata aislada	47
Figura 17: Diagrama de presiones	49
Figura 18: Angulo de inclinación del stub.....	50
Figura 19: Zona de deslizamiento cercano a la torre N.º 22.....	55
Figura 20: Ubicación de las estructuras antes del aluvión.....	58
Figura 21: Distribución de la precipitación mensual	63
Figura 22: Zonas de carga del Perú.....	65
Figura 23: Ubicación preliminar de la torre N.º 22	66
Figura 24: Ubicación preliminar de la torre N.º 21 y N.º 22	67
Figura 25: Propuesta de ubicación de la torre N.º 22	69
Figura 26: Desplazamiento angular del tramo de línea en estudio.....	70
Figura 27: Perfil del tramo de línea para la ubicación propuesta de la torre N.º 22	99
Figura 28: Cimentación tipo parrilla.....	108
Figura 29: Deformación de cimentación.....	111
Figura 30: Inspección visual de la zona propuesta a reubicación.....	115
Figura 31: Nueva ruta de la línea de transmisión	115
Figura 32: Torre de transmisión tipo AA30.....	116
Figura 33: Cimentación tipo parrilla.....	117

Resumen

El presente trabajo de investigación aborda el diseño de un tramo de la línea de transmisión L-1710 en 138 kV para garantizar su operatividad. El análisis comienza con la revisión de antecedentes relacionados con el diseño y la construcción de cimientos, torres y líneas de transmisión. La investigación es de tipo experimental aplicada, analizando la nueva ubicación propuesta mediante el uso de distintos softwares de simulación para su validación.

Posteriormente, se justifica el trazado del nuevo tramo de la línea de transmisión L-1710, considerando un mayor distanciamiento de la zona afectada, la nueva pendiente del terreno, el tipo de torres y el estudio de suelos. Este proceso continúa con los cálculos eléctricos, del conductor, de las estructuras de las torres, de los aislamientos, del sistema de puesta a tierra y de las cimentaciones.

Los resultados demuestran que la ubicación seleccionada cumple con las exigencias de carga y sobrefuerzos establecidos por las normativas aplicables, concluyendo que se garantiza la operatividad de la línea de transmisión L-1710 de 138 kV en la nueva ubicación propuesta.

Las recomendaciones incluyen la protección de los cimientos ante posibles deslizamientos futuros y la implementación de inspecciones periódicas en los cimientos de las torres para prevenir eventos similares que puedan afectar la operatividad de la línea de transmisión.

Palabras Claves: Operatividad, Líneas de transmisión, simulación, cimentación.

Abstract

The present research project addresses the design of a segment of the L-1710 transmission line at 138 kV to ensure its operability. The analysis begins with a review of the background related to the design and construction of foundations, towers, and transmission lines. The research is of an applied experimental type, analyzing the proposed new location using various simulation software for validation.

Subsequently, the justification for the new route of the L-1710 transmission line is provided, considering greater distance from the affected area, the new terrain slope, the type of towers, and the soil study. This process continues with the electrical calculations, conductor analysis, tower structure design, insulation systems, grounding system, and foundations.

The results demonstrate that the selected location meets the load and overstress requirements established by the applicable regulations, concluding that the operability of the L-1710 transmission line at 138 kV is guaranteed in the proposed new location.

Recommendations include protecting the foundations against potential future landslides and implementing periodic inspections of the tower foundations to prevent similar events that could affect the operability of the transmission line.

Keywords: Operability, Transmission lines, Simulation, Foundation.

Introducción

Las líneas de transmisión son las responsables de transportar y distribuyen la energía eléctrica. Las estructuras que soportan los conductores de estas líneas, son las denominadas torres de transmisión, construidas en diversas regiones de nuestro país bajo condiciones ambientales específicas, como temperatura, viento y características geográficas.

Estas torres están expuestas a condiciones ambientales extremas en sus ubicaciones, tales como el peso del hielo, la actividad sísmica y los fenómenos climáticos. Este último aspecto genera especial preocupación en distintos sectores debido a las constantes lluvias y los desastres naturales que ocasionan.

Los daños ocasionados por desastres naturales a una torre de transmisión suelen ser devastadores, ya que, en la mayoría de los casos, resultan en el colapso de las estructuras.

Este estudio se centra en la propuesta de reubicación de la torre N. °22 de la línea de transmisión L-1710 de la Central Hidroeléctrica La Virgen, afectada por un aluvión, con el objetivo de garantizar su operatividad. Para ello, se han desarrollado los siguientes capítulos:

Capítulo I: Describe el problema de investigación, los objetivos, las hipótesis y la metodología empleada.

Capítulo II: Presenta los marcos teórico, conceptual y normativo que sirven como base para respaldar los cálculos realizados.

Capítulo III: Aborda la investigación preliminar del tramo de línea desarrollado por la Central Hidroeléctrica La Virgen. Además, sustenta la propuesta de ubicación y los cálculos que justifican esta alternativa.

Capítulo IV: Expone la discusión de los resultados obtenidos y la contrastación de las hipótesis planteadas.

Finalmente, el estudio concluye con las conclusiones, recomendaciones, referencias y anexos.

Capítulo I

Protocolo de Investigación

1.1. Antecedentes de la Investigación

Medina (2021)¹, analiza la problemática de la saturación de la línea existente de 10 kV y la necesidad de abastecer de energía eléctrica a la nueva planta B4 en la Unidad Minera de la Región Puno (UMRP), Perú. El objetivo planteado es diseñar la línea de transmisión electromecánica de 10 kV, a lo largo de 7 km, desde la Subestación Eléctrica (S.E.) San Rafael 138/10 kV hasta la Planta B4, para alimentar las cargas proyectadas asociadas a esta nueva planta. Se busca garantizar un abastecimiento suficiente de energía eléctrica de manera continua y confiable.

El tipo de investigación es aplicada-tecnológica. El procedimiento de trabajo se basa en la evaluación de dos alternativas, comparadas técnica y económicamente, para luego iniciar el diseño electromecánico. La primera alternativa consiste en una línea de 10 kV, con la ampliación del edificio de control en la S.E. San Rafael, dividida en dos tramos: uno de 4.7 km con un conductor de 300 mm² AAAC y otro de 1.1 km con un conductor de 150 mm² AAAC. La segunda alternativa involucra una subestación elevadora 10/22.9 kV-8/10 MVA (ONAN/ONAF), adyacente a la S.E. San Rafael, con una celda de llegada en 10 kV, un transformador de potencia de 10/22.9 kV-8/10 MVA, una celda de barra en 22.9 kV y tres celdas de salida en 22.9 kV. Además, incluiría un tramo de línea de 5.6 km en 22.9 kV con conductor de 95 mm² AAAC.

¹ Medina Troncos, Edwin Paul (2021). “Diseño electromecánico de la línea de transmisión 10KV Subestación Eléctrica San Rafael – Planta B4 para la unidad minera ubicada en la región Puno”: Tesis de titulación profesional. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Lima. Perú. Disponible en: “<https://cybertesis.unmsm.edu.pe/item/62cb96d9-be4c-4e98-9fb1-c47463c993f0>”

El análisis técnico de flujo de carga para la primera alternativa muestra una tensión en las barras de $\pm 5\%$, con una cargabilidad máxima de 38.46% y 90 kW de pérdidas de potencia. Para la segunda alternativa, la tensión en las barras también es de $\pm 5\%$, pero la cargabilidad máxima es de 34.32% y las pérdidas de potencia son de 53 kW. En la evaluación económica, el costo total de la primera alternativa es de 3,226,321.23 USD, mientras que para la segunda es de 5,393,671.92 USD. En cuanto a la evaluación financiera a 10 años, la primera alternativa arroja un Valor Actual Neto (VAN) de 11,415,759.29 USD, y la segunda un VAN de 13,887,713.68 USD.

Concluye que la alternativa N. °1, que propone el diseño electromecánico de la línea de transmisión de 10 kV entre la S.E. San Rafael y la Planta B4, es la más adecuada. Este diseño incluye la construcción de torres de acero y postes de concreto, con un trazado paralelo a la línea existente de doble terna para evitar cruces de línea y la construcción de torres de mayor altura. La distribución de las estructuras, con un 15% de tensado, permitirá obtener mínimas variaciones en la flecha y reducir el sobreesfuerzo mecánico de las mismas.

Fuentes (2022)², analiza la problemática del aprovechamiento de la energía renovable en el parque eólico Los Corrales, situado en la Comunidad Foral de Navarra, Madrid. La justificación de este proyecto se basa en los principios establecidos por la ONU para promover una energía asequible y no contaminante, así como ciudades y comunidades sostenibles. El objetivo planteado es la ejecución de la línea de transmisión entre la subestación eléctrica Corrales y la subestación eléctrica Promotores Olite.

El tipo de investigación es científica, experimental y tecnológica. El procedimiento desarrollado incluye un tramo aéreo, simulado con el software PLS-CADD, y un tramo

² Fuentes Monreal, Ane (2022). "Diseño de la línea eléctrica de alta tensión a 220 kV SET corrales - SET promotores Olite": Tesis de titulación profesional. Universidad Pontificia. Madrid. Disponible en: "<https://repositorio.unac.edu.pe/handle/20.500.12952/3433>"

subterráneo utilizando un conductor seleccionado del catálogo del fabricante Taihan, hasta la subestación Olite. Los resultados muestran el diseño de una línea de transmisión eléctrica de 220 kV con una longitud total de 16.67 km. El tramo aéreo, de 3.11 km, se ejecuta en torres de acero tipo Cóndor, con cimentación cuadrada recta, conductor Cóndor LA-455, cable de fibra óptica OPGW 84P81 (7632), aisladores de vidrio y herrajes de 160 kN. El tramo subterráneo, de 13.56 km, utiliza cable XLPE para extra alta tensión y un cable de fibra OPSYCOM PKP de 96 fibras, instalado en ductos de hormigón.

Concluye que en todo el tramo de la línea se produce una caída de tensión del 0.48%, lo que está muy por debajo del límite del 5% permitido y una distancia mínima del conducto al terreno de 7 m, lo cual se encuentra dentro de los parámetros establecidos. Asimismo, se menciona un presupuesto de obra estimado en 11,859,228.73 euros.

Palacios (2021)³, investigó la problemática generada por el cruce entre la línea de transmisión Zamora-Horizonte, Cabañas-Colombia de 115 kV, y la línea del metrocable Picacho, ubicada en la ciudad de Medellín, Colombia. Justificando su estudio en base a que la línea de transmisión eléctrica obstaculiza el desarrollo vial del metrocable de Medellín. Siendo su objetivo principal evaluar la factibilidad de incrementar la altura de un tramo de la línea de transmisión eléctrica de 115 kV que cruza las pilonas 25 y 26, las cuales sostienen el cable aéreo, los canales de cabinas y las poleas, para cumplir con la distancia de seguridad establecida por la normativa vigente en el país.

El tipo de investigación es aplicada. El procedimiento que desarrolla incluye la presentación de tres alternativas, las cuales fueron analizadas técnica y económicamente. Los resultados se presentan de la siguiente manera:

³ Palacios Navarro, José Anderson (2021). “Estudio de variante de línea de transmisión a 115 kV. Zamora-Horizonte, Cabañas-Colombia para la construcción de metro cable línea p”: Tesis de titulación profesional. Universidad Pascual Bravo. Medellín. Colombia. Disponible en: “<https://repositorio.pascualbravo.edu.co/jspui/handle/pascualbravo/1586>”

- **Caso 1:** Elevar las torres 17 y 18 a alturas de 32 m y 34 m, respectivamente, con el objetivo de alcanzar una altura de 37.5 m en el cruce con la línea del metrocable.
- **Caso 2:** Instalar una torre de 55 m entre las estructuras 17 y 18, a una distancia de 360 m de la torre 17. De esta forma, la fase inferior alcanzaría los 42 m, cumpliendo con la altura requerida.
- **Caso 3:** Colocar una estructura de 49 m entre las torres 17 y 18, a una distancia de 250 m de la torre 17, logrando que la fase inferior se sitúe a 42 m respecto al metrocable.

El análisis técnico muestra que las alternativas 2 y 3 requieren menos estructuras y personal para su ejecución. En cuanto a la evaluación económica, se determinó que el costo total para el caso 1 es de 829,651.52 dólares; para el caso 2, 445,440.91 dólares; y para el caso 3, 432,339.52 dólares, siendo esta última la opción más económica.

Concluye que, según la simulación de los tres escenarios, la mejor alternativa es el caso 3, ya que garantiza la distancia de seguridad requerida y la confiabilidad del sistema, además de presentar un costo reducido. Asimismo, se propone el reemplazo de las torres tipo celosía por estructuras compactas, lo cual permitirá disminuir los costos de servidumbre y mantenimiento.

Gonzales (2021)⁴, estudia la problemática de la disposición radial de las líneas existentes que alimentan a las tres subestaciones móviles de 7.5/8.4 MVA y 23/7.2 kV cada una, las cuales se reubican de acuerdo con el desarrollo de la explotación en la Minera Chinalco Perú y que generan indisponibilidad debido a los trabajos de voladura. La

⁴ Gonzales Rondón, Flavio Cesar (2021). “Diseño de la línea de distribución para mejorar la disponibilidad de suministro eléctrico de las subestaciones móviles de minera Chinalco Perú s.a.”: Tesis de titulación profesional. Universidad Nacional del Centro del Perú. Huancayo. Perú. Disponible en: “<https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/7034>”

investigación se justifica por la alta demanda de potencia y la paralización de las operaciones de la mina, lo cual incrementa las pérdidas de producción durante las labores de voladura. El objetivo del estudio es diseñar una línea de distribución eléctrica de 23 kV para mejorar la disponibilidad del suministro eléctrico a las subestaciones móviles de Minera Chinalco Perú.

El tipo de investigación es aplicada y presenta un nivel descriptivo. El procedimiento consiste en el cálculo y diseño de una línea de distribución en 23 kV con el fin de implementar una nueva configuración del sistema eléctrico en anillo. El instrumento de recopilación de datos está conformado por las memorias descriptivas de las líneas existentes y la base de datos del área de mantenimiento de líneas de Minera Chinalco, los cuales han sido procesados con los softwares DIGSILENT y DLTCAD.

Los resultados de la investigación indican el diseño de una línea de distribución en 23kV de 1,926 km de longitud, trifásica de simple terna, con conductor AAAC de 240 mm² y cable de guarda OPGW de 137 mm², soportada por postes de madera y torrecillas. El aislamiento se realiza mediante cadenas de aisladores de porcelana tipo estándar 254x146 con capacidad de carga de rotura de 120 kN, y el sistema de puesta a tierra emplea conductores de acero recubierto con cobre de 35 mm², así como conductores de cobre de 35 mm².

Concluye en la implementación de la línea de distribución de 23 kV mejorando la disponibilidad del sistema eléctrico, transformando la disposición radial a una configuración en anillo. Con este cambio, se logra reducir el número de cortes de energía anual de 600 a 360. Asimismo, se obtiene una caída de tensión menor al 5%, que es el límite permitido por la normativa vigente, garantizando que las subestaciones móviles puedan experimentar cortes sin afectar el funcionamiento de las otras. Además, ahora se cuenta con una línea de respaldo que permitirá alimentar a las subestaciones en caso de mantenimiento de cualquier tramo de las líneas de distribución existentes.

Caycho (2020)⁵, analiza la problemática del riesgo de falla en las fundaciones de las torres de transmisión a causa de un mal diseño, lo que se justifica por la inoperatividad de la línea de transmisión cuando uno de sus elementos falla, provocando grandes pérdidas económicas en reparaciones y tiempos muertos de operación. El objetivo de su investigación es estudiar el diseño actualizado de las cimentaciones superficiales en las líneas de transmisión, sometidas a demandas de cargas de compresión, volteo, corte, punzonamiento y flexión.

La investigación es de tipo explicativa-aplicada, teniendo como unidad de análisis las torres de transmisión eléctrica de la línea de transmisión de 220 kV perteneciente a la central hidroeléctrica La Virgen. El procedimiento desarrollado consiste en el modelado de dos tipos de cimentaciones: zapata aislada y losa de cimentación para torres de suspensión, sometiendo ambos diseños a fuerzas de corte, flexión, punzonamiento y a la verificación por arranque de la estructura. La recopilación de la información se basa en los datos técnicos proporcionados por la central, los cuales fueron procesados en Excel y en el software SAP2000.

Los resultados de su investigación indican que el tipo de suelo es limo-arcilloso, con una capacidad admisible de 1 kg/cm² y un peso unitario de 1600 kg/m³. Para la losa de cimentación, se evalúan los esfuerzos por compresión, obteniendo 0.16 kg/cm² en el eje "X" y 0.21 kg/cm² en el eje "Y", con un factor de seguridad de 14.4; para los esfuerzos de volteo, el factor de seguridad mínimo es de 7.64; y para los esfuerzos de punzonamiento, el factor de seguridad es de 4.21. En cuanto a la zapata aislada, se evalúan los esfuerzos por compresión, obteniendo un factor de seguridad de 3.27; para los esfuerzos de punzonamiento, el factor de seguridad es de 7.4; para los esfuerzos por corte, el factor de seguridad es de 10.94; y para los esfuerzos de arranque, el factor de seguridad es de 1.3. En cuanto a los costos, la losa de

⁵ Caycho Alarcón, Franco Giovanni (2020). "Análisis y diseño de la cimentación superficial de una torre de alta tensión en líneas de transmisión": Tesis de titulación profesional. Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima. Perú. Disponible en: "<http://hdl.handle.net/20.500.12404/17491>"

cimentación tiene un valor de 9,209.97 dólares, mientras que la zapata aislada tiene un costo de 3,114.95 dólares.

Concluye que ambos tipos de cimentación son adecuados desde el punto de vista técnico; sin embargo, desde el análisis económico, la zapata aislada es la opción más óptima. Además, recomienda a la losa de cimentación como la más adecuada para suelos con una capacidad admisible inferior a 1 kg/cm² y que en el diseño se considere una mayor separación entre las patas de la torre para mejorar la estabilidad.

Cuyutupa (2013)⁶, estudia el problema del déficit y la mala calidad del suministro eléctrico de potencia que afectan a Carhuamayo, Oroya nueva, Pachachaca y Pomacocha en 220 kV. Planteando como objetivo diseñar la línea de transmisión Pomacocha-Carhuamayo en 220 kV para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia.

Su investigación es del tipo aplicada y su procedimiento consiste en encontrar la mejor ruta alternativa con el menor número de vértices evitando el paralelismo con otras líneas, diseñando de manera óptima los detalles y tipos de estructuras necesarias. La información recopilada es en base a las coordenadas, estudios topográficos y arqueológicos, los cuales se procesaron con el programa PLSCADD y DigSilent.

Los resultados de su trabajo es una línea de transmisión en 220 kV, con una longitud aproximada de 106km en simple terna, con una potencia nominal de 180 MVA, esta línea tiene como conductor al ACAR 1000 KCMIL 33/28 con dos cables de guarda, uno tipo OPGW de 106 mm² y el otro un cable convencional EHS galvanizado de ACERO 3/8 y tendrá una jafa de servidumbre de 25m. La línea contará con 48 torres de retención y 184 torres en suspensión para un total de 232 torres de transmisión metálica tipo celosía, las cuales llevan un sistema

⁶ Cuyutupa Gómez, José Luis (2013). "Diseño de la línea de transmisión Pomacocha - Carhuamayo en 220 kV": Tesis de titulación profesional. Universidad Nacional del Centro del Perú. Huancayo. Perú. Disponible en: "<http://hdl.handle.net/20.500.12894/2961>"

de puesta a tierra de 4 varillas de acero con revestimiento de cobre y con un máximo de 25Ω de resistencia. Las fundaciones son de concreto armado, la cual consta de una zapata cuadrada con forma de pirámide trunca desde la cual sale un pedestal que sobresale del terreno una longitud mínima de 30 cm, con un factor de seguridad al volteo menor a 2 y para el arrancamiento menor a 1.5.

Concluye que el diseño evita los paralelismos con otras líneas, teniendo una altitud máxima de 1850 msnm y un mínimo de 200 msnm, con un ancho de faja de 8m a cada lado del eje de la línea. También nos recomienda que para nuevos diseños se debe considerar el estudio de contaminación ambiental para un mejor performance de las estructuras.

Álvarez (2017)⁷, analiza la problemática de la aplicación de una nueva técnica de cimentación en torres de transmisión bajo condiciones topográficas exigentes. El objetivo de su estudio es demostrar que el uso de pilotes helicoidales es una alternativa eficiente tanto técnica como económicamente.

Su investigación es de tipo explicativa-aplicada, tomando como unidad de análisis una torre de alta tensión de 220 kV y 25 m de altura (Tipo 22SD1.1). El procedimiento se basa en ensayos y estudios topográficos del terreno, así como en los cálculos de las cargas transmitidas a los cimientos y la comparación técnica y económica entre el diseño de pilotes helicoidales y una cimentación convencional. La información fue recopilada de la empresa Hubbell Power Systems y procesada mediante los programas HeliCap, LPile y Group.

Los resultados indican que las cargas para la cimentación son de 5.11 Tn para los esfuerzos de corte, 25.74 Tn para las fuerzas de compresión y -16.11 Tn para las fuerzas de tracción, esto para un pilote helicoidal combo SS175-RS3500.300 de 8.5 m de largo con una

⁷ Anfossi Canales, Giovanni Manuel (2019). "Diseño de pilotes helicoidales para el soporte de la cimentación de una torre de alta tensión": Tesis de titulación profesional. Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima. Perú. Disponible en: "<http://hdl.handle.net/20.500.12404/13458>"

configuración de tres hélices. Los pilotes se instalarán con un ángulo de 75° respecto al nivel del suelo en una topografía plana en general, con una pendiente ascendente de 2° a 3° . El perfil del suelo presenta las siguientes características: arena fina limosa hasta una profundidad de 0.2 m, arena arcillosa suelta hasta los 4 m, arena arcillosa medianamente densa hasta los 6 m, arena limosa medianamente densa hasta los 9 m y arena limosa muy densa hasta los 11.45 m, sin registrarse nivel freático en el perfil. De acuerdo con los diseños de compresión y tracción presentados, se deben utilizar dos pilotes helicoidales por pata para soportar las cargas actuantes y un valor de 0.9403 Tn.m para un torque mínimo de instalación. Adicionalmente, se presenta una comparación económica entre el sistema de pilotes helicoidales, cuyo costo es aproximadamente de 16,219.8 soles, y el de zapata aislada, cuyo costo es de 14,572.9 soles.

Concluye que los esfuerzos de corte, carga lateral y pandeo han condicionado el uso de tres pilotes por pata para soportar este tipo de cargas. Además, los ensayos en el terreno han determinado que no es necesario emplear un recubrimiento especial para los pilotes. Si bien este sistema es un 11.3% más costoso que el sistema tradicional, su instalación es más rápida y requiere maquinaria relativamente pequeña, lo que lo convierte en una opción más conveniente.

1.2. Descripción de la realidad problemática

La línea de transmisión eléctrica L-1710, de 138 kV, con 63.5 km de longitud y una capacidad nominal de 160 MVA, está en operación desde el 2018. Esta línea, perteneciente a la central hidroeléctrica “La Virgen”, ubicada en el distrito de San Ramon, localidad de Puntayacu, conecta la subestación eléctrica de La Virgen con la subestación eléctrica Caripa, situadas a 850 msnm en el distrito de San Ramon y a 3450 msnm en el distrito de La Unión, respectivamente. Así mismo, la línea cruza otras las líneas de transmisión eléctrica de 220 kV, 72.5 kV, 60 kV y 33 kV.

El trazo de la línea se encuentra en paralelo con la carretera asfaltada Tarma-San Ramón en un tramo, y continúa por carreteras afirmadas que pasan por la localidad de Leticia hasta llegar a la S.E. Caripa. Este trazado la hace accesible al estar cerca de la carretera, lo que permite aprovechar los accesos existentes, como trochas carrozables o habilitadas para vehículos, facilitando así los trabajos de mantenimiento.

La central hidroeléctrica “La Virgen”, cuenta con un área de mantenimiento responsable de velar por la operatividad de la línea de transmisión de 138 kV (L-1710) así como de las demás líneas. Esta área se encarga de identificar activos en mal estado o inadecuados para la operación, con el fin de reducir los riesgos y las salidas de servicio eléctrico no programadas asociadas a instalaciones defectuosas.

Debido a la ubicación geográfica en el distrito de San Ramón, se presentan fuertes precipitaciones a lo largo del año. Esto provoca diferentes desastres naturales, entre ellos deslizamientos de terreno que afectan distintas zonas de la región, como lo ocurrido el 28 de marzo de 2019 en el Km 75 de la carretera Tarma-San Ramón. Este evento causó daños a la

vida y salud de los habitantes aledaños, así como afectaciones directas a la torre de transmisión eléctrica N. °22, especialmente en las bases de sus cimientos.

En la figura N. °1, se puede observar cómo el deslizamiento de tierra (Área de deslizamiento) afectó las cercanías de la torre N. °22, dañando su cimentación y parte de sus bases. Esto compromete la estabilidad de la torre y, por lo tanto, reduce significativamente la confiabilidad de la línea de transmisión. Esta situación no fue prevista por el área de mantenimiento de la central hidroeléctrica a cargo de la línea. Si bien es cierto que las fallas no generaron una interrupción del servicio, los daños en los cimientos de la torre N. °22 plantean una considerable inseguridad y reducción de la confiabilidad de la línea de transmisión. Por ello, resulta conveniente diseñar un nuevo recorrido de la línea entre las torres N. °21 y N. °23 y replantear la cimentación de la torre N. °22, lo que implicará un estudio detallado de sus cimientos, conductores, aisladores y una nueva estructura para garantizar su seguridad y operatividad.

Figura 1: Ubicación del área del deslizamiento de tierra



Fuente: Imagen capturada desde Google Earth año 2019

1.3. Formulación del Problema

1.3.1. Problema general

¿De qué manera la ubicación de la torre de transmisión N.º 22, situada entre las torres N.º 21 y N.º 23, podría estar ocasionando riesgo de inoperatividad en la línea de transmisión L-1710?

1.3.2. Problemas específicos

1. ¿Cómo la torre de transmisión eléctrica N.º 22 podría contribuir a una falla en la línea de transmisión?
2. ¿De qué manera la torre de transmisión eléctrica N.º 22 genera inseguridad en la línea de transmisión?

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Diseñar el tramo de la línea de transmisión L-1710, comprendido entre las torres N.º21 y N.º23, reubicando la torre de transmisión eléctrica N.º 22 para garantizar la operatividad de la línea.

1.4.2. Objetivos Específicos

1. Determinar la nueva ubicación de la torre de transmisión eléctrica N.º 22.
2. Determinar el tipo de torre para el nuevo tramo de la línea de transmisión eléctrica L-1710.

1.5. Hipótesis

1.5.1. Hipótesis general

Reubicando la torre de transmisión eléctrica N.º 22, se garantizará la operatividad de la línea de transmisión L-1710.

1.5.2. Hipótesis específicas

H1. Con la nueva ubicación de la torre de transmisión eléctrica N.º 22, se prevendrá la falla de la línea de transmisión.

H2. Determinando el tipo de torre se garantizará la seguridad para el nuevo tramo de la línea de transmisión.

1.6. Variables y Operacionalización de variables

Las variables y la operacionalización de las mismas se encuentran en la tabla 1.

1.6.1. Operacionalización De Variables

Tabla 1: Tabla de operacionalización de variables

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores	Escala de Medición
V(x): Diseñar el tramo de línea de transmisión	El diseño comprende la reubicación de la torre N.º 22 y todos los elementos que componen la línea de transmisión entre los vértices V21 y V23	La variable será medida mediante el cálculo eléctrico, cálculo de los conductores, de las estructuras, los aisladores, la cimentación y la puesta a tierra.	Cálculo eléctrico	Reactancia inductiva	Ω/km
				Susceptancia	S/km
				Capacidad	F/km
				Impedancia	Ω/km
				Admitancia	S/km
				Caída de tensión	Volt
				Perdida de potencia	kW
			*Cálculo mecánico del conductor *Cálculo mecánico de la torre	Temperatura	$^{\circ}\text{C}$
				Presión del viento	kg/m ²
				Cálculo de los aisladores	Voltaje de línea
Cálculo de la puesta a tierra	Resistividad del terreno	$\Omega.\text{m}$.			
Cálculo de cimentación de la torre	Peso específico del terreno	kg/m ³			
Costos del tramo de la línea	Presupuesto	Dólares			
VD(x): Operatividad de la Línea de Transmisión	Prevenir que falle la torre de transmisión eléctrica N.º 22	Esta variable será medida ubicando adecuadamente la torre de transmisión mediante el estudio de suelos	Estudio de suelos	Tipo de suelo	Clasificación
				Capacidad portante del suelo	kg/cm ²
				Ángulo de fricción	Grados
				Peso específico	kg/m ³
				Ángulo de arrancamiento	Grados
Distanciamiento al eje de la línea de transmisión	Metros				

Fuente: Elaboración propia

1.7. Metodología de la Investigación

1.7.1. Unidad De Análisis

Nuestra unidad de análisis es la torre de transmisión eléctrica N.º 22 de la línea de transmisión L-1710 en 138 kV, considerando sus características estructurales, las condiciones actuales del terreno y el nuevo emplazamiento. El análisis abarca el nuevo recorrido de los conductores, diseño de estructuras y el comportamiento geotécnico del terreno.

1.7.2. Tipo, enfoque y nivel de Investigación

El estudio es del tipo aplicada, ya que busca resolver el problema del riesgo de inoperatividad de la línea de transmisión L-1710 mediante la reubicación de la torre N. º22. El enfoque es cuantitativo, dado que se basa en análisis numéricos de estabilidad estructural y geotécnica. El nivel de investigación es descriptivo y explicativo, ya que caracteriza las condiciones del terreno y la torre, y analiza las causas de la inestabilidad para justificar la solución propuesta.

1.7.3. Diseño de Investigación

El presente trabajo de investigación manipula la variable independiente, por lo que el diseño de investigación es experimental. Se utilizan fuentes primarias, como estudio de suelos y los análisis estructurales, complementadas con literatura técnica y normativas específicas. Las técnicas incluyen análisis numéricos y simulaciones computacionales, lo que garantiza un enfoque sistemático y riguroso para justificar la reubicación de la torre N. º2.

1.7.4. Fuentes de información

Las fuentes de información primaria provienen de la documentación proporcionada por la Central Hidroeléctrica La Virgen, a través de la empresa contratista Grupo M&M, el cual incluye datos del estudio de suelos, análisis estructural y el nuevo emplazamiento propuesto.

Como fuentes secundarias, se utilizaron la normativa técnica peruana e internacional, junto con investigaciones previas sobre la reubicación de torres de transmisión. Finalmente, la información bibliográfica sirvió como fuente terciaria para identificar información complementaria y actualizar el marco teórico.

1.7.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Está basado en las tablas, normas y reglamentos nacionales e internacionales, reportes técnicos y geológicos facilitados por la entidad responsable de la línea de transmisión, así como en la simulación computación con software especializado.

1.7.6. Análisis y Procesamiento de datos

La información se ha procesado mediante tablas de Excel, Google Earth y los softwares AutoCAD, PlsCadd, Tower y SAP200, este último para el diseño de sus cimientos. Los resultados obtenidos se encuentran bajo normativa y criterios técnicos que aseguran la viabilidad de la reubicación.

Capítulo II

Marcos Teórico, Conceptual y Normativo

2.1 Marco Teórico

2.1.1 Suelos

López (2002), describe los suelos en términos generales como el sustrato en el cual se localizan y desarrollan múltiples actividades del hombre, razón por la cual se le considera un recurso multifuncional. Así, el significado del término suelo puede variar de acuerdo a la utilización o función que se le considere (**p. 2**).

2.1.2 Estudio de suelos

Es un estudio geotécnico que evalúa las propiedades y el comportamiento del suelo. **Rodríguez (2023)**, Se trata sobre las propiedades físicas de los suelos, las definiciones que se usan, las relaciones de peso y volumen, el análisis granulométrico por tamizado, los límites líquido y plástico, los ensayos que se realizan para obtener los parámetros físicos del suelo y, la aplicación de los mismos, para conocer el comportamiento del suelo (**p. 8**).

A continuación, trataremos las características principales del estudio de suelos:

2.1.2.1 Tipo de suelo. Debido a la gran variedad de suelos presentes en la naturaleza, se emplea la siguiente clasificación de los suelos según el tamaño de sus partículas.

La clasificación que mejor satisface los diferentes campos de aplicación es el “Sistema Unificado de Clasificación de Suelos” (S.U.C.S.), el cual se detalla a continuación en la tabla 2:

Tabla 2: Clasificación de suelos

Divisiones mayores		Símbolo de grupo	Nombres típicos	Criterios de clasificación para suelos granulares		
Suelos de grano grueso (más del 50% del material es mayor en tamaño que tamiz N° 200)	Gravas (Más de la mitad de la fracción gruesa es mayor que el tamiz N° 4)	GW	Gravas bien gradadas, mezclas gravosas, pocos o ningún fino.	$C_v = D_{60}/D_{10} > 4$ $C_c = 1 < D_{30}^2/(D_{10} * D_{60}) < 3$		
		GP	Gravas pobremente gradadas, mezclas grava-arena, pocos o ningún fino.	No cumplir todos los requisitos de gradación para GW.		
		GM	Gravas limosas, mezclas grava-arena-limo.	Límites de Atterberg por debajo de la línea A o $I_p < 4$	A los materiales sobre la línea A con $4 < I_p < 7$ se considera de frontera y se les asigna doble símbolo.	
		GC				Gravas arcillosas, mezclas grava-arena-arcillosas.
	Arenas (Más del 50% de la fracción gruesa es menor que el tamiz N° 4)	Arenas limpias (pocos o ningún fino)	SW	Arenas bien gradadas, arenas gravosas, pocos o ningún fino.	$C_v = D_{60}/D_{10} > 6$ $C_c = 1 < D_{30}^2/(D_{10} * D_{60}) < 3$	
			SP	Arenas pobremente gradadas, arenas gravosas, pocos o ningún fino.	No cumplir todos los requisitos de gradación para SW.	
		Arenas con finos (cantidad apreciable de finos)	SM	Arenas limosas, mezclas arena-limo.	Límites de Atterberg por debajo de la línea A o $I_p < 4$	Si el material está en la zona sombreada con $4 \leq I_p \leq 7$ se considera de frontera y se le asigna doble símbolo.
			SC	Arenas arcillosas, mezclas arena-arcilla.		
	Suelos de grano fino (más del 50% del material pasa el tamiz N° 200)	Limo y arcillas (límite líquido $\omega_L < 50$)	ML	Limos inorgánicos y arenas muy finas, polvo de roca, arenas finas limosas o arcillosas, o limos arcillosos con poca plasticidad.	<ol style="list-style-type: none"> Determinar el porcentaje de arenas y gravas de la curva de granulometría. Dependiendo del porcentaje de fino (fracción menor que el tamiz N° 200) Los suelos gruesos se clasifican como sigue: Menos del 5% - GW, GP, SW, SP Más del 12% - GM, GC, SM, SC De 5 a 12% - Casos de frontera que requieren doble símbolo. 	
			CL	Arcillas inorgánicas de plasticidad baja a media, arcillas gravosas, arcillas arenosas, arenas limosas, arcillas magras.		
OL			Limos orgánicos, arcillas limosas orgánicas de baja plasticidad.			
Limo y arcillas (límite líquido > 50)		MH	Limos inorgánicos, suelos limosos o arenosos finos micáceos o diatomáceos, suelos elásticos.			
		CH	Arcillas inorgánicas de alta plasticidad, arcillas grasas.			
		OH	Arcillas orgánicas de plasticidad media a alta, limos orgánicos.			
Suelos altamente orgánicos		Pt	Turba y otros suelos altamente orgánicos.			

Nota: La tabla muestra la clasificación de los suelos.

Fuente: Rodríguez, 2023

A continuación, presentamos los valores típicos de los parámetros geotécnicos para un tipo de suelo de arena arcillosa con limo (SC-SM) según Braja M. Das (2013):

- Peso específico: El valor para este tipo de suelo suele oscilar entre 16 y 19 kN/m³.
- Ángulo de fricción: El ángulo suele estar entre 25 y 35 grados.
- Capacidad portante: Los valores para este tipo de suelo es de 1 a 2.5 kg/cm²
- Angulo de arranque: El ángulo del talud natural suele estar entre 15° y 25°.
- Cohesión: Los valores están entre 0 y 0.2 kg/cm²
- Módulo de elasticidad: Este valor está entre 5 y 20 MPa

2.1.2.2 Capacidad Portante del suelo. Según **Rodríguez (2023)**, “el objetivo es explicar los principios que se usan, para determinar la capacidad portante de los suelos, para tener criterios de cálculo y diseño. Se desarrolla la teoría del Dr. Karl Terzaghi” (p. 165).

Ante lo expuesto, la capacidad portante neta del suelo para una zapata cuadrada será:

$$q_{adm} = \frac{(1.3c'N_c + y * D_f * N_q + 0.4yBN_y)}{F.S}$$

Donde:

q_{adm} : Carga admisible o capacidad portante

c' : cohesión del suelo

y : Peso unitarios del suelo

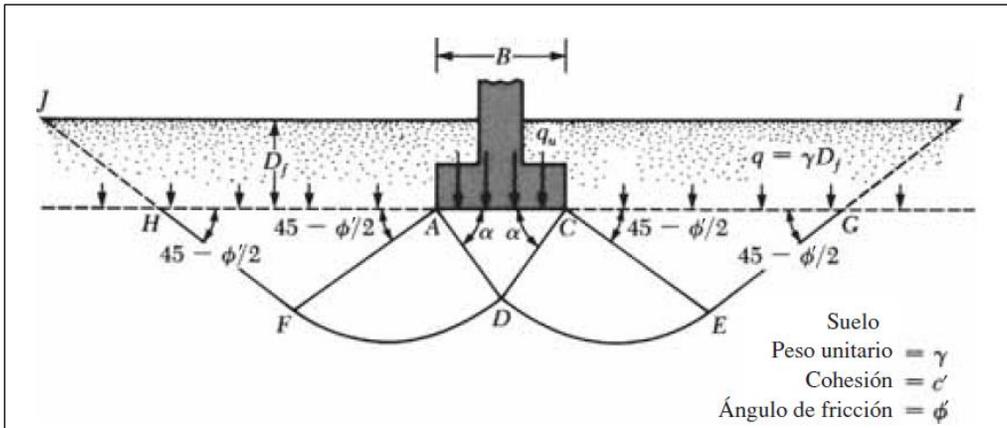
D_f : Profundidad de cimentación

B : Ancho o diámetro de la cimentación

N_c, N_q, N_y : Factores que dependen del ángulo de fricción, ϕ

$F.S.$: Factor de seguridad es 3

Figura 2: Parámetros para la determinación de la capacidad portante.



Nota: Límites longitudinales para el cálculo de la capacidad portante.

Fuente: Duran Ramírez, 2020

Tabla 3: Factores de carga de acuerdo al ángulo de fricción (ϕ)

ϕ' (grad)	N_c	N_q	N^a_γ	ϕ' (grad)	N_c	N_q	N^a_γ
0	5.70	1.00	0.00	26	27.09	14.21	9.84
1	6.00	1.10	0.01	27	29.24	15.90	11.60
2	6.30	1.22	0.04	28	31.61	17.81	13.70
3	6.62	1.35	0.06	29	34.24	19.98	16.18
4	6.97	1.49	0.10	30	37.16	22.46	19.13
5	7.34	1.64	0.14	31	40.41	25.28	22.65
6	7.73	1.81	0.20	32	44.04	28.52	26.87
7	8.15	2.00	0.27	33	48.09	32.23	31.94
8	8.60	2.21	0.35	34	52.64	36.50	38.04
9	9.09	2.44	0.44	35	57.75	41.44	45.41
10	9.61	2.69	0.56	36	63.53	47.16	54.36
11	10.16	2.98	0.69	37	70.01	53.80	65.27
12	10.76	3.29	0.85	38	77.50	61.55	78.61
13	11.41	3.63	1.04	39	85.97	70.61	95.03
14	12.11	4.02	1.26	40	95.66	81.27	115.31
15	12.86	4.45	1.52	41	106.81	93.85	140.51
16	13.68	4.92	1.82	42	119.67	108.75	171.99
17	14.60	5.45	2.18	43	134.58	126.50	211.56
18	15.12	6.04	2.59	44	151.95	147.74	261.60
19	16.56	6.70	3.07	45	172.28	173.28	325.34
20	17.69	7.44	3.64	46	196.22	204.19	407.11
21	18.92	8.26	4.31	47	224.55	241.80	512.84
22	20.27	9.19	5.09	48	258.28	287.85	650.67
23	21.75	10.23	6.00	49	298.71	344.63	831.99
24	23.36	11.40	7.08	50	347.50	415.14	1072.80
25	25.13	12.72	8.34				

Nota: Estos valores se utilizan para el cálculo de la capacidad portante.

Fuente: Braja M. Das (4^a Edición)

2.1.2.3 Estado Coherente. Jaramillo (2002) nos dice que se presenta cuando el suelo está seco, manifestándose por una extrema dureza de los terrones del suelo (suelo cohesivo), cuando este no es arenoso, o por partículas sueltas, en suelos arenosos (suelo no cohesivo). En la mayoría de los suelos agrícolas, cuando se someten a laboreo en este estado de consistencia, se presenta aterronamiento grueso; hay partición y disgregación mecánica de partículas, formándose grandes nubes de polvo; en este estado no es posible volver a unir terrones de suelo entre sí, después de haberlos separado por ruptura de otros de mayor tamaño. **(p. 237)**

2.1.2.4 Nivel del agua freática. Según **Rodríguez (2023)**, “es importante, para efectuar la evaluación sobre el posible efecto de licuación de las arenas ante efecto sísmico, o su variación por riego de terrenos aledaños o por lluvia o inundación, que hace reaccionar las arcillas expansivas” **(p.61)**. La existencia del nivel freático afecta a las cimentaciones de concreto por la filtraciones o transferencia de humedad que estas pueden sufrir.

2.1.2.5 Ensayo de corte directo. En este ensayo que se realiza en el laboratorio, se determina el ángulo de fricción interna (ϕ) y la cohesión (C), esto mediante la siguiente ecuación de coulomb:

$$\tau = \sigma_n \tan \phi + c$$

Donde:

σ : Es el esfuerzo normal total en el plano de falla

ϕ : Es el ángulo de fricción del suelo

C : Es la cohesión del suelo

2.1.2.6 Gradientes de las vertientes. Jaramillo (2002) nos dice que “el gradiente es la inclinación que presenta la superficie del terreno con respecto a un plano imaginario horizontal; generalmente, se expresa en porcentaje” (p. 70). En el siguiente cuadro mostramos los valores representativos:

2.1.2.7 Angulo de arrancamiento. Este valor será considerado en base a lo mostrado por Jiménez Salas (1980), quien nos indica que para efectos de diseño considerar lo 2/3 del ángulo de fricción que es muy similar a los valores presentados por otros autores, quedando de la siguiente manera:

$$\lambda = 0.7\phi$$

Donde:

λ : Es el ángulo de arrancamiento

ϕ : Es el ángulo de fricción del suelo

2.1.3 Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión eléctrica son una parte fundamental de la infraestructura energética de nuestro país. Son las encargadas de transportar la electricidad desde las plantas de generación hasta los hogares, empresas e industrias.

Estas líneas pueden ser aéreas o subterráneas y están compuestas por una disposición de conductores, torres de transmisión, aisladores, cables de guarda y accesorios, que permiten transmitir la energía eléctrica generada en las fuentes de producción hacia los centros de consumo.

2.1.4 Elementos para el diseño de las Líneas de Transmisión

2.1.4.1 Cálculos eléctricos.

Según lo mencionado por Checa (3Era Edición), tenemos:

2.1.4.1.1 Resistencia eléctrica.

La resistencia se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$R_k = R_{20^\circ C} [1 + \alpha(t - 20^\circ C)]$$

Donde:

$R_{20^\circ C}$: Resistencia a 20°C (Ω/km)

α : Coeficiente térmico ($1/^\circ\text{C}$)

t : Temperatura límite de operación $^\circ\text{C}$

2.1.4.1.2 Reactancia de autoinducción.

La reactancia está definida por la siguiente expresión:

$$X_k = \varphi_k w$$

Donde:

X_k : Reactancia de autoinducción en (Ω/km)

φ_k : Coeficiente de autoinducción fase simple (H/km),

$$\varphi_k = \left[0.5 + 4.6 \log \frac{D}{r} \right] \times 10^{-4}$$

r : Radio del conductor (mm)

D : Separación media geométrica entre ejes de fases (mm)

w : Pulsación de la corriente,

$$w = 2\pi f$$

2.1.4.1.3 Capacidad fase simple.

La capacidad industrial está definida por la siguiente expresión:

$$C_k = \frac{24.2}{\log \frac{D}{r}} \times 10^{-9}$$

Donde:

C_k : Capacidad en (F/km)

r : Radio del conductor (mm)

D : Separación media geométrica entre ejes de fases (mm)

2.1.4.1.4 Admitancia.

La admitancia está definida por la siguiente expresión:

$$Y_k = G_k + jB_k$$

Donde:

G_k : Conductancia en (S/km), $G_k = \frac{P}{V^2}$

B_k : Susceptancia en (S/km), $B_k = C_k \omega$

r : Radio del conductor (mm)

D : Separación media geométrica entre ejes de fases (mm)

2.1.4.1.5 Impedancia.

La impedancia la definimos por la siguiente expresión:

$$Z_k = R_k + jX_k$$

Donde:

Z_k : Impedancia en (Ω /km)

R_k : Resistencia en (Ω/km)

X_k : Reactancia de autoinducción en (Ω/km)

2.1.4.1.6 Caída de tensión.

Checa (3era edición), nos dice que la caída de tensión la calcularemos mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U\% = \frac{U_1 - U_2}{U_1} * 100\%$$

Donde:

U : Tensión entre fases

2.1.4.1.7 Pérdida de potencia.

Checa (3era edición), nos dice que la pérdida de potencia se calcula con la siguiente formula:

$$\Delta P\% = \frac{P_1 - P_2}{P_1} * 100\%$$

Donde:

P : Potencia (MW)

2.1.4.2 Condiciones geográficas. El estudio de las condiciones geográficas por donde cruzará la línea, tales como la temperatura, las descargas atmosféricas, la naturaleza del viento, el hielo, etc., nos permitirá calcular los diferentes componentes de la línea de transmisión.

Tabla 4: Valores por Zonas de carga del Perú

Tabla 250-1.A
Viento y temperatura para las zonas de carga A, B y C
 (Para ser utilizado con la Regla 250.B)

Zona de Carga	A Ligera	B Regular	C Fuerte
Velocidad horizontal del viento	19,5 m/s (70 km/h)	22,2 m/s (80 km/h)	25 m/s (90 km/h)
Temperatura	20 °C	15 °C	10 °C

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, Tabla 250-1. A

Tabla 5: Valores por zonas de carga del Perú

Zona de carga	Área 0 elevación menor de 3 000 m.s.n.m.	Área 1 elevación 3 000-4 000 m.s.n.m.	Área 2 elevación 4 001-4 500 m.s.n.m.	Área 3 elevación a partir de 4 500 m.s.n.m.
Caso de sólo viento				
Velocidad horizontal del viento	26 m/s (94 km/h)	29 m/s (104 km/h)	31,5 m/s (113 km/h)	33,5 m/s (120 km/h)
Temperatura °C	10 °C	5 °C	0 °C	-5 °C
Caso de sólo hielo				
Grosor radial del hielo mm	No hay	6 mm	25 mm	50 mm
Temperatura	0 °C	0 °C	-5 °C	-10 °C
Caso combinado de hielo y viento				
Grosor radial del hielo	No hay	3 mm	12 mm	25 mm
Velocidad horizontal del viento	14 m/s (50 km/h)	14,5 m/s (52 km/h)	15,5 m/s (56 km/h)	17 m/s (61 km/h)
Temperatura	5 °C	0 °C	-5 °C	-10 °C

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, Tabla 250-1. B

2.1.4.2.2 Cargas debido al viento

La presión de viento que se aplica sobre las áreas proyectadas de los conductores, cables de guarda, estructuras de soporte y cadena de aisladores, se calcula mediante la expresión del Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011, Regla 250.C., que a continuación se muestra:

$$Pv = KxV^2xSfxA$$

Donde:

Pv = Carga en Newtons

K = Constante de presión, para niveles menores a 3 000 m.s.n.m.

($k=0,613$) y para niveles iguales o mayores a 3 000 m.s.n.m.

($k=0,455$).

V = Velocidad del viento en m/s

Sf = Factor de forma: 1,00 conductores y 3,20 para torres metálicas

A = Área proyectada en m^2

La tabla 6 detalla los valores de la presión del viento para los distintos elementos de la línea de transmisión, considerando una velocidad máxima del viento de 94 km/h (26.11 m/s), a una temperatura ambiente de 10 °C y una altitud de 2060 m.s.n.m.

Tabla 6: Valores de presión de viento

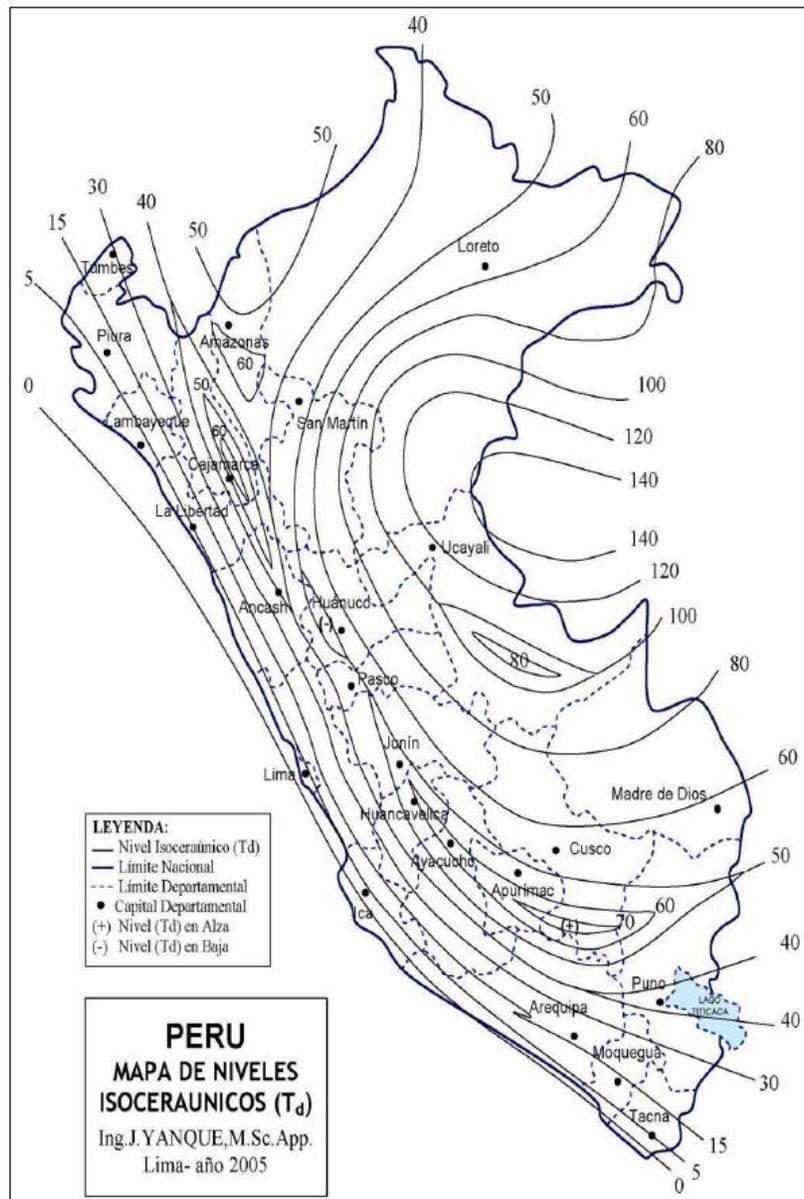
ELEMENTOS DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN	PRESIÓN DE VIENTO (kg/m ²)
Estructuras de acero en celosía (Torres)	136,32
Conductor y cables de guarda	42,60
Cadena de aisladores	42,60

Fuente: Elaboración propia

2.1.4.2.3 Nivel isoceraunico

El nivel ceráunico de una zona no es más que el promedio del número de días con descarga atmosférica por año en una localidad determinada, y esto lo podemos ver a través de las líneas isoceraúnicas como lo muestra la figura 4.

Figura 4: Mapa de niveles Isoceraúnicos



Fuente: Ivan turco Aliga. "Incidencia de las descargas atmosféricas en líneas aéreas de media tensión sobre los 3800 msnm". UNCP.

2.1.4.3 Conductores. Los conductores eléctricos están diseñados para transmitir la corriente eléctrica desde los puntos de generación hasta los centros de consumo. Entre ellos, se distinguen tres tipos: los conductores de potencia, o "conductores vivos", que transportan la energía eléctrica; los cables de guarda, que protegen la línea contra descargas atmosféricas; y los cables de fibra óptica, utilizados para la comunicación y que también ofrecen protección contra descargas atmosféricas. Estos se calculan mecánicamente con base en la ecuación de cambio de estado y en las hipótesis de carga.

Figura 5: Cable tipo AAAC1000MCM



Fuente: Propia

2.1.4.3.1 Ecuación de cambio de estado

El cambio de estado del conductor para diferentes vanos y distintas condiciones ambientales, se efectúa mediante la siguiente ecuación cúbica:

$$T_f^3 + T_f^2 \left[\frac{d^2 W_i^2 E \cos \phi^3}{24 S \sigma_i} + \alpha (t_2 - t_1) E S \cos \phi - \sigma_i S \right] = \frac{d^2 W_f^2 E S \cos \phi^3}{24}$$

Donde:

T_f : Tiro horizontal final (kg)

d : Vano (m)

W_i : Peso unitario inicial (kg/m)

W_f : Peso unitario final (kg/m)

S : Sección del conductor (mm²)

σ_i : Esfuerzo horizontal unitario inicial (kg/mm²)

t_2 : Temperatura final (°C)

t_1 : Temperatura inicial (°C)

α : Coeficiente de dilatación lineal (1/°C)

E : Módulo de elasticidad (kg/mm²), $\cos \phi = \frac{1}{\sqrt{1+(\frac{H}{D})^2}}$

H/D : Relación de desnivel/vano

2.1.4.3.2 Hipótesis de carga

Para el diseño mecánico de los conductores se ha considerado los siguientes escenarios climatológicos básicos para el análisis de acuerdo a las reglas 250, 251 y 252 del CNE suministro 2011:

- Estado de Tensión de cada día (Every Day Stress)
- Estado de mínima temperatura (Solo hielo)
- Estado de máxima carga mecánica (Solo viento)
- Estado combinado (Viento + Hielo)
- Estado de máxima temperatura o máxima flecha

2.1.4.4 Estructuras. Parte de las estructuras de una línea de transmisión son las torres de alta tensión, diseñadas en función de su uso y del voltaje que soportan. Estas torres están compuestas por patas, cuerpo recto y crucetas, y se construyen con acero galvanizado mediante un proceso de inmersión en caliente. Su diseño considera los esfuerzos o el árbol de cargas que se generan a partir de los cables y conductores, junto con las distintas hipótesis de carga.

Figura 6: Torre 21, LT La Virgen-Caripa



Fuente: Propia

2.1.4.4.1 Clasificación de las estructuras

Chávez (2020) y la Especificación Técnicas del Ministerio de Energía y Minas del Perú (ETS-LP 27), nos señala los tipos de estructuras y los ángulos de desviación respecto al eje para cada tipo:

- **Estructuras de suspensión:** Son estructuras que se utilizan en tramos rectos o en secciones con un ligero quiebre (deflexión) respecto al eje de la trayectoria, sin exceder los 3°.

- **Estructuras de ángulo:** Son estructuras que soportan las tensiones del conductor generados por el cambio de dirección y por lo general se encuentran en un rango de 4° a 60°.

2.1.4.4.2 Cargas mecánicas para las torres

Según Chamorro (2021), nos dice que para el diseño de las torres de transmisión se deben de considerar las condiciones más desfavorables asociadas a las cargas y/o esfuerzos producidos por los conductores de fase y cables de guarda, según:

- **Esfuerzos Transversal:** Carga producida por el viento sobre los conductores y las estructuras.
- **Esfuerzos verticales:** Carga que se produce por el vano peso de los conductores, peso de los aisladores, manguito de hielo, ferretería, accesorios y el peso adicional de una persona para montaje y/o mantenimiento.
- **Esfuerzos longitudinales:** Cargas producidas por cada uno de los vanos a ambos lados de la estructura y para cada una de las hipótesis de diseño.
- **Cargas de montaje:** Se considera una carga puntual de 250 kg, en cualquier nudo de la cruceta y una carga de 150 kg en cualquier punto de la estructura, excepto para barras que forman un ángulo mayor de 45° con la horizontal.
- **Factores de seguridad:** A las mencionadas cargas se deben aplicar los correspondientes factores de seguridad de acuerdo a la tabla 253-1 de la norma del CNE Suministro 2011.

Solicitaciones	Factor de Seguridad
Cargas verticales	1.5
Cargas de viento	2.5
Cargas de tensión de alambre	1.65
Cargas longitudinales de anclaje	1.65

2.1.4.4.3 Hipótesis de cargas para las torres

Para el diseño mecánico de las estructuras se detallan las siguientes hipótesis:

- Hipótesis A: Mínima temperatura.
- Hipótesis B: Mínima temperatura y viento.
- Hipótesis C: Máxima temperatura
- Hipótesis D: Viento máximo transversal
- Hipótesis E: Rotura de conductor
- Hipótesis F: Sobrecarga vertical
- Hipótesis G: Rotura de cable de guarda OPGW

2.1.4.5 Aisladores. Proporcionan soporte mecánico y aíslan las partes activas del potencial entre la línea y la tierra. Las principales características de los aisladores son su resistencia mecánica y su rigidez dieléctrica. Los materiales típicamente utilizados son el vidrio, la porcelana y los polímeros. La determinación del tipo de aislador depende de los cálculos mecánicos y eléctricos.

Figura 7: Aisladores de Vidrio 138kv



Fuente: Propia

2.1.4.5.1 *Calculo mecánico*

Basado en el cálculo desarrollado por María Checa (3.^a edición) y el Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011, se tiene lo siguiente para el diseño eléctrico de los aisladores:

Carga total

$$W_{total} = W_c + W_{viento} + W_{hielo}$$

De donde:

W_{total} : Carga total (kg)

W_c : Carga del conductor (kg)

W_{viento} : Carga del viento (kg)

W_{hielo} : Carga del hielo (kg)

Carga de servicio

$$T_{servicio} = f \cdot s * W_{total}$$

De donde:

$f.s$: 1.65 como factor de carga considerado en la tabla 253-1 del CNES 2011

Resistencia a la ruptura de cadena

$$T_{Ruptura} = f.sv * T_{servicio}$$

De donde:

$f.sv$: 2.5 de factor de sobrecarga considerado de la tabla 253-1 del CNES-2011

2.1.4.5.2 Cálculo eléctrico

Basado en el cálculo desarrollado por María Checa (3.^a edición), se tiene lo siguiente para determinar la cantidad de los aisladores:

$$n = \frac{U_{max} * l_e}{l_{fu}}$$

De donde:

n : Cantidad de aisladores

U_{max} : Máxima tensión de línea (kV)

l_e : Nivel de aislamiento (mm/kV)

l_{fu} : Línea de fuga unitaria (mm)

2.1.4.6 Cimentación. Crespo (1980) nos dice que el objetivo de una cimentación es proporcionar el medio para que las cargas de la estructura, concentradas en columnas o muros, se transmitan al terreno produciendo en éste un sistema de esfuerzos que puedan ser resistidos con seguridad sin producir asentamientos, o con asentamiento tolerables, ya sean estos uniformes o diferenciales. (p. 259).

Para un correcto diseño de la cimentación en las torres de transmisión, es necesario conocer las propiedades del suelo, como la tensión admisible, la densidad, la profundidad del nivel freático, los posibles asentamientos, el ángulo de fricción, la cohesión aparente, entre otras. Todas estas características se obtienen mediante un estudio geotécnico adecuado, que permita elegir un tipo de cimentación que garantice la estabilidad de la estructura a lo largo de su vida útil.

2.1.4.6.1 Tipos de Cimentación.

❖ Cimentación tipo grilla

Chávez (2020), señala que existen tres tipos típicos de emparrillados de acero. La Figura 8.a muestra una configuración piramidal, en la que el "stub" principal se conecta con cuatro "stubs" más pequeños, los cuales, a su vez, están unidos a la parrilla de la base. La ventaja de este tipo de montaje es que la carga de cizalladura se transfiere a la parrilla; sin embargo, este arreglo carece de flexibilidad al momento de ajustar el montaje y presenta dificultades en el proceso de compactación dentro de la pirámide (IEEE, 2001).

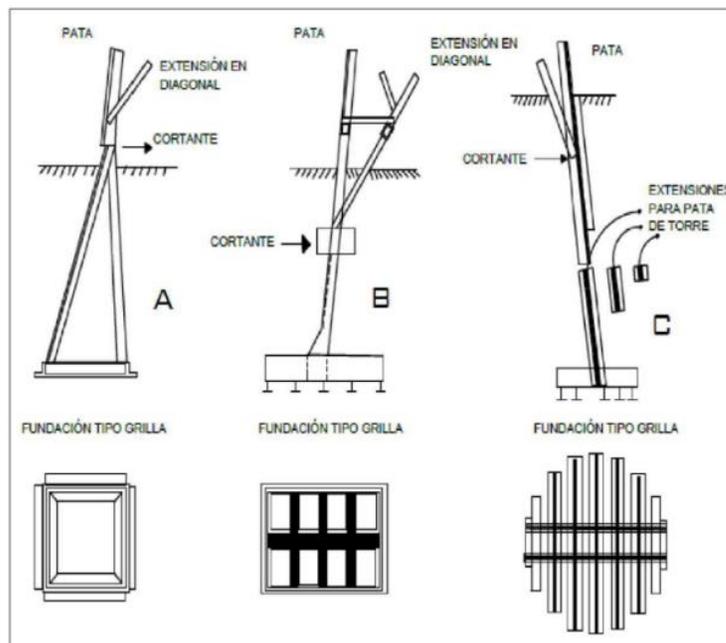
En la Figura 8.b se presentan "stubs" correspondientes a cada pata de la torre, los cuales están directamente conectados a la parrilla. El esfuerzo horizontal cortante se transfiere a través de miembros de corte, que están sometidos a la resistencia lateral pasiva del suelo compactado adyacente. Es crucial que tanto el miembro inferior de cizallamiento como el diagonal estén conectados al "stub" de la torre y que tengan una altura de desplante adecuada, lo que permite generar una resistencia lateral pasiva suficiente en el suelo compactado.

La Figura 8.c también muestra un "stub" conectado a la pata de la torre y directamente unido a la base de la parrilla. Sin embargo, este tipo de ensamblaje incluye un elemento de refuerzo en la pata, lo que le otorga mayor resistencia y amplía el área de movilización de la

presión lateral pasiva del suelo. El cortante se transfiere a través de la pata y el elemento de refuerzo.

Las principales ventajas de este tipo de cimentaciones son el bajo costo de fabricación y la facilidad de instalación, ya que la torre puede ser instalada inmediatamente después de la colocación del cimient. La cimentación puede ser fabricada con los "stubs" ya anclados en la parrilla. Anteriormente, estas fundaciones se diseñaban asumiendo ciertos parámetros del suelo, lo que no contemplaba las características reales del terreno y obligaba a rediseños in situ. Esto hacía necesario ampliar la perforación previamente realizada y rodearla con una base de concreto alrededor de la parrilla. Además, las parrillas de gran magnitud son difíciles de colocar con precisión. (p. 36)

Figura 8: Cimentación tipo grilla o emparrillada

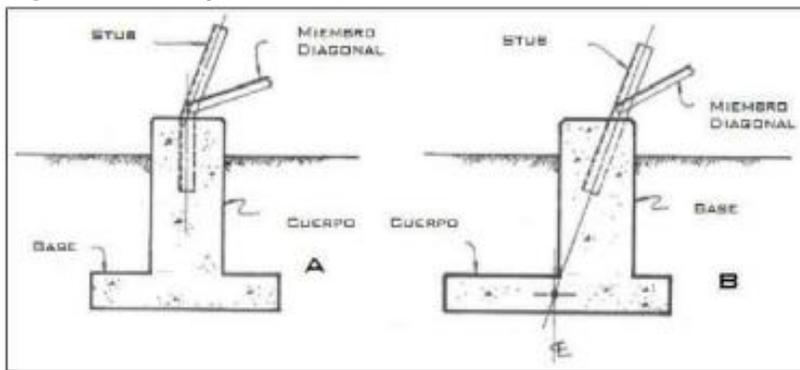


Fuente: Chavez Valdiviezo, 2020

❖ Zapatas aisladas

Chávez (2020), señala que este tipo de cimientos consiste en una base y un cuerpo (cuadrado o cilíndrico), los cuales están contruidos con concreto reforzado. Se tienen dos configuraciones típicas dependiendo del ángulo del stub. En el primer caso el ángulo del stub es doblado, de manera que tanto cuerpo como base estén centrados, como se señala en la Figura 9.A; en el segundo caso se tiene que la base está ubicada de tal manera que la proyección del ángulo del stub intercepte con el centroide de la base como se indica en la Figura 9.B.(p.37)

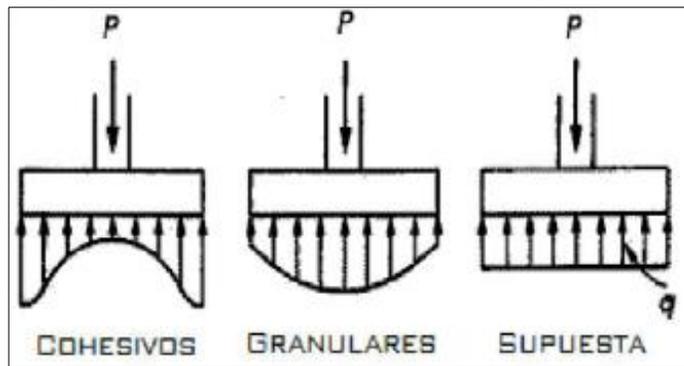
Figura 9: Configuración típica de zapatas aisladas



Fuente: Chávez, 2020.

La reacción del suelo genera diferentes tipos de distribución de presiones ejercidas por la zapata al terreno y es de alguna manera más uniforme, generando así estabilidad en la base de la estructura. Cabe destacar que dicha repartición de esfuerzos de la cimentación hacia el suelo depende mucho de las condiciones de sitio. La figura 10, muestra la distribución de esfuerzos o presiones ejercidas en el terreno por parte de una zapata aislada de torre de transmisión que depende del tipo de suelo encontrado en el área de estudio.

Figura 10: Distribución de presiones según tipo de suelo

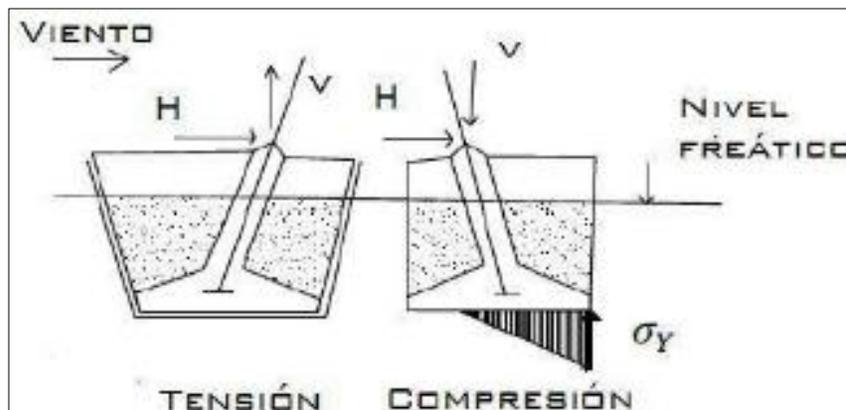


Fuente: Chávez, 2020.

Además, este tipo de zapatas, están sometidas preponderantemente a acciones verticales alternativas; al arranque y al hundimiento (según sea la dirección del viento) como se puede ver en la figura 11.

Las sollicitaciones de “arrancamiento” o “extracción” son atípicas cuando de cimentaciones se habla, por tanto, el diseño de estas zapatas suele ser un caso especial de estudio, el suelo compactado por encima del cimiento deberá contribuir con su peso y resistencia al corte para evitar la extracción de la estructura.

Figura 11: Diferentes sollicitaciones según la dirección del viento



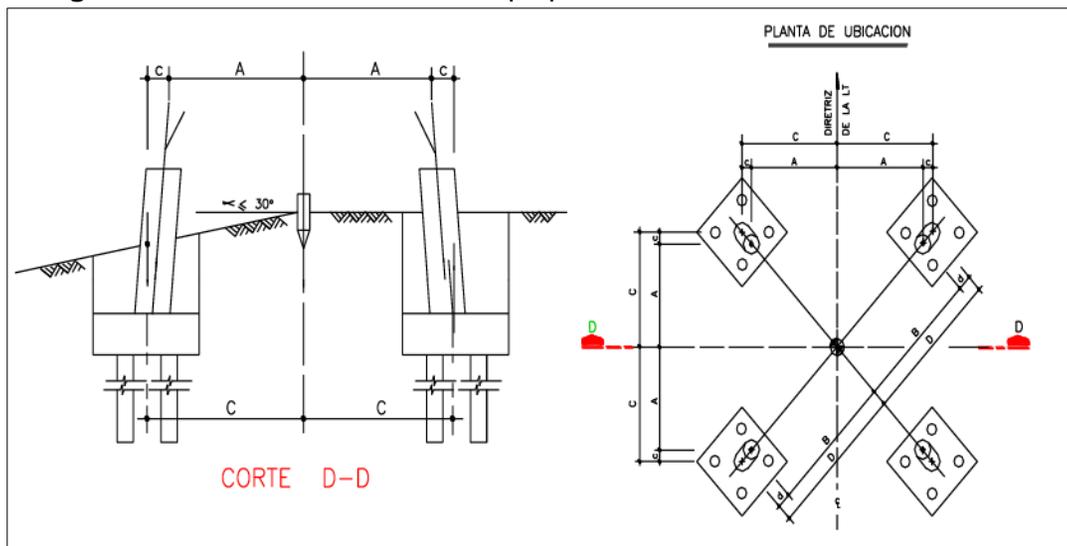
Fuente: Chávez, 2020.

❖ Cimentación con pilotes

Chávez (2020), nos dice que este tipo de cimentación se dividen en dos tipos; Los pilotes de concreto pretensados, los cuales son netamente fabricados en planta, suelen ser de diversas formas, entre ellas cuadradas, redondas u octogonales. Por otro lado, se tiene los pilotes vaciados in situ, cuyas dimensiones varían entre 2.5 a 6 metros. **(p.40)**

Estos detalles lo podemos notar en la figura 12.

Figura 12: Detalle de cimentación tipo pilotes

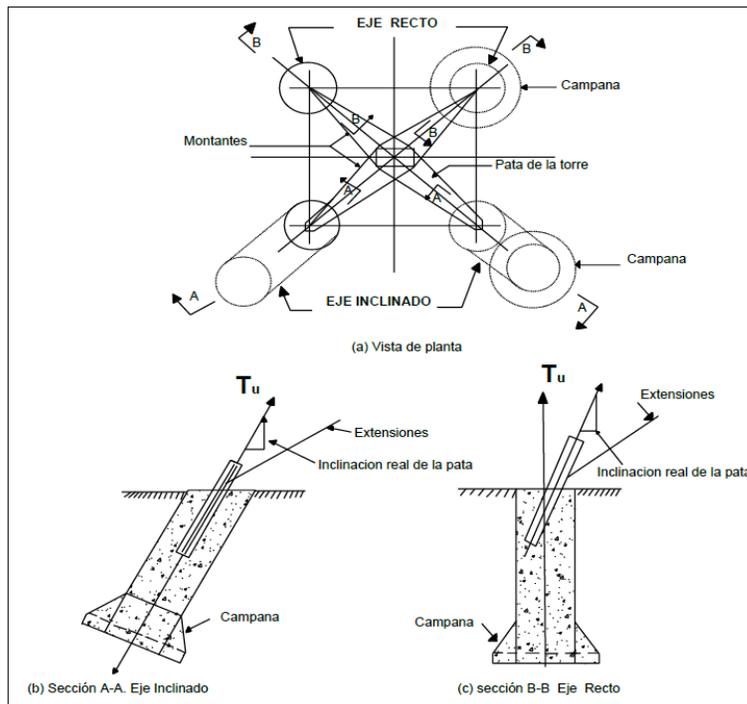


Fuente: Ruiz, 2018.

❖ Pilas acampanadas

Se utiliza el sistema de pilas acampanadas, como se muestra en la figura 13, para estructuras que presentan grandes momentos de vuelco. Este sistema traslada las cargas a estratos medianamente profundos con alta resistencia. La capacidad de una pila corta acampanada está asociada principalmente a la capacidad de soporte del suelo en la base, ya que se desprecia la fricción de los estratos que atraviesa o, en su caso, se utiliza únicamente para soportar su propio peso.

Figura 13: Sistema de pilas acampanadas



Fuente: Ruiz, 2018.

❖ Losa con cimentación

Chávez (2020), afirma que las patas de la torre se apoyan sobre una losa de cimentación sometida principalmente a esfuerzos de flexión. El espesor de la losa es proporcional a los momentos flectores actuantes sobre ella. Sin embargo, no se considera una opción viable debido a su alto costo de construcción. (p. 40)

2.1.4.6.2 Verificación de la estabilidad de la Cimentación.

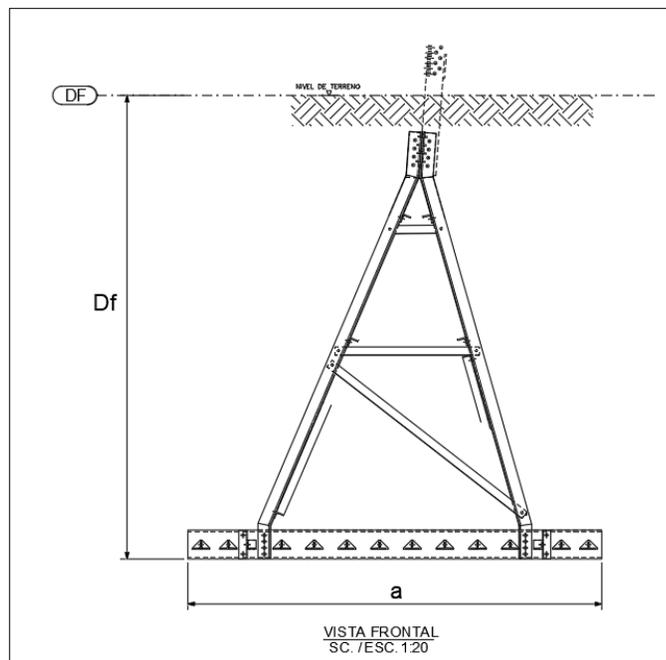
Para la presente investigación se revisarán los cálculos de la estabilidad de los cimientos tipo grilla y de zapata aislada.

CIMENTACIÓN TIPO GRILLA

❖ Verificación al volteo

En la comprobación por volteo, se determinará el momento de volteo resistente frente a las cargas que favorecen la estabilidad. Para los cálculos nos apoyaremos del detalle de la figura 14.

Figura 14: Cimentación tipo grilla



Fuente: Elaboración propia

Se tiene los siguientes datos:

- W_p : Peso aproximado de la parrilla
- a : Ancho
- b : Largo (En parrillas cuadradas $a=b$)
- d : Altura suelo-cemento
- D_f : Profundidad de la parrilla
- γ_{Suelo} : Peso específico del suelo

- $\gamma_{Suelocemento}$: Peso específico del suelo cemento
- M_{Suelo} : Momento del suelo
- M_{Parr} : Momento de la parrilla
- M_{Vol} : Momento de vuelco del cimiento
- F_s : Factor de seguridad debe ser mayor a 2

Del cual, calculamos el momento generado por el suelo.

$$M_{Suelo} = (a \cdot b \cdot (Df - d) \cdot \gamma_{Suelo} + a \cdot b \cdot d \cdot \gamma_{Suelocemento} - Wp) \cdot \frac{a}{2}$$

Así mismo, también calculamos el momento generado por el peso de la parrilla.

$$M_{Parr} = Wp \cdot \frac{a}{2}$$

Con ello verificamos el factor de seguridad el cual sería:

$$F_s = \frac{M_{Suelo} + M_{Parr} + \frac{W_{torre}}{4} \cdot \frac{a}{2}}{M_{Vol}}$$

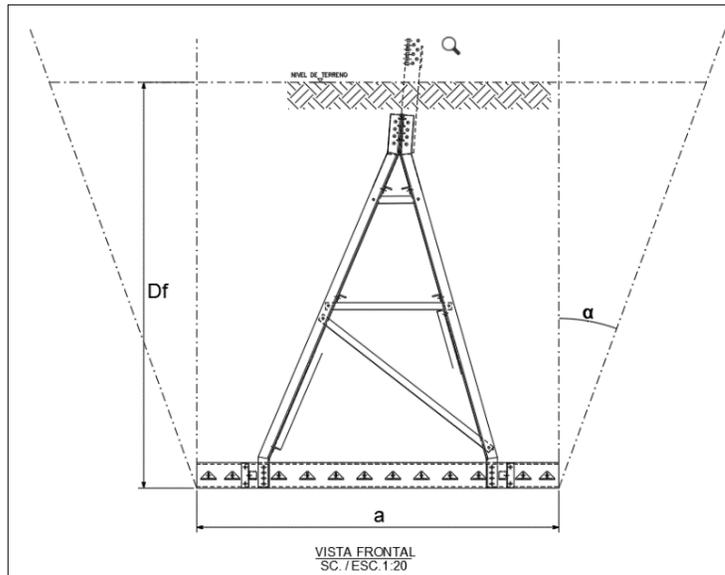
Este valor no debe ser menor a 2, para no presentar problemas de volteo.

❖ Verificación al arrancamiento

La verificación consiste en evaluar la relación entre las cargas resistentes al arrancamiento y la fuerza estabilizadora, dicha relación debe ser mayor que 1.5 que corresponde al factor de seguridad del arranque. Según lo especificado en la norma "ITC-LAT 07", en caso de no disponer de las características reales del terreno, se recomienda utilizar un ángulo de talud natural o de arranque de 30° para terreno normal y 20° para terreno flojo.

En la figura 15 se analizan los detalles para el cálculo:

Figura 15: Cimentación tipo grilla con el ángulo del talud



Fuente: Elaboración propia

Haciendo uso de los datos anteriores visto para la figura 15, se tiene la siguiente información adicional:

- A_1 : Área inferior del cono
- A_2 : Área superior del cono
- V_{cono} : Volumen del cono
- W_{cono} : Peso del cono
- W_{resist} : Peso resistente
- F_s : Factor de seguridad de arranque
- V_{tracc} : Carga de tracción

Con ello, realizamos los siguientes cálculos para el área inferior:

$$A_1 = a \cdot b$$

Y para el área superior,

$$A_2 = (b + 2 \cdot \tan(\alpha) \cdot (Df - d)) \cdot (a + 2 \cdot \tan(\alpha) \cdot (Df - d))$$

Luego el volumen del cono,

$$V_{cono} = \frac{Df-d}{3} \cdot (A1 + A2 + \sqrt{A1 \cdot A2})$$

Con ello el peso del cono será,

$$W_{cono} = V_{cono} \cdot \gamma_{suelo}$$

Y el peso del suelo cemento es,

$$W_{suelocemento} = a \cdot b \cdot d \cdot \gamma_{suelocemento} - W_p$$

Con ello tenemos el peso resistente

$$W_{resistente} = W_{cono} + W_{suelocemento}$$

Finalmente verificamos el factor de seguridad

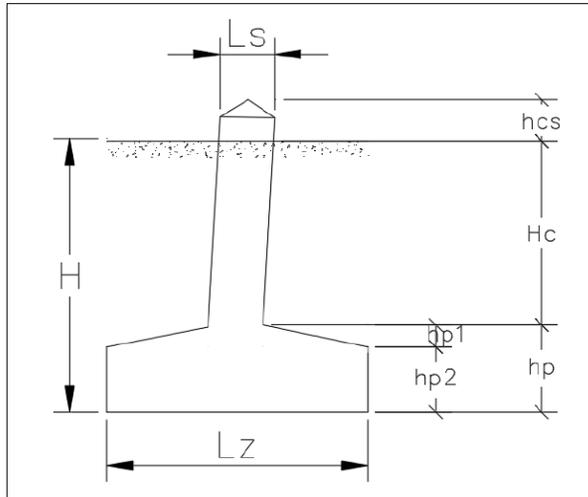
$$F_s = \frac{W_{resistente}}{V_{tracc}}$$

El resultado tiene que dar un valor mayor a 1.5, para ser considerado en condiciones óptimas de diseño.

CIMENTACIÓN TIPO ZAPATA AISLADA

En la figura 16, se observa la representación de una zapata aislada, para el cual se detallarán sus características:

Figura 16: Cimentación de una zapata aislada



Fuente: Deysi Álvarez, 2017

Donde se detallan las siguientes características:

- L_z : Ancho de la base
- L_s : Ancho del pedestal
- H_p : Altura del peralte del dado
- H : Altura de la zapata
- $W_{cimiento}$: Peso del cimiento
- $\rho_{concreto}$: Densidad del concreto
- γ_{suelo} : Peso específico del suelo
- W_{suelo} : Peso del suelo
- H_x : Fuerza cortante transversal en la base
- H_y : Fuerza cortante longitudinal en la base

❖ Verificación al arrancamiento

Para ello calculamos el peso del cimiento:

$$W_{\text{cimiento}} = \rho_{\text{concreto}} \cdot [Lz^2 \cdot h_{p2} + \frac{h_{p1}}{3} \cdot (Lz^2 + Ls^2 + Lz \cdot Ls) + Ls^2 \cdot (Hc + h_{cs})]$$

Luego el peso del suelo:

$$W_{\text{suelo}} = \gamma_{\text{suelo}} [H \cdot Lz^2 - \frac{W_{\text{cimiento}}}{\rho_{\text{concreto}}}]$$

Ahora el peso de las tierras arrancadas según el ángulo natural $\theta=22.8$,

$$W_{\theta} = \gamma_{\text{suelo}} \cdot \left[\frac{H}{3} \cdot [(A + 2HTan\theta)^2 + A \cdot (A + 2HTan\theta) + A^2] - H \cdot A^2 \right]$$

Para el cálculo del volumen de interferencia primero verificamos lo siguiente:

Si: $B > \frac{C}{2}$, existe interferencia, C es el valor de la separación entre los cimientos desde

su eje y para el valor de B se tiene lo siguiente:

$$B = \frac{Lz}{2} + H \cdot Tan\theta$$

Luego reemplazamos en:

$$V_{\text{int}} = \frac{B \cdot (C - 2B)^2}{4 \cdot Tan\theta}$$

Con ello calculamos la fuerza estabilizadora

$$W_{\text{est}} = W_{\text{cimiento}} + W_{\text{suelo}} + W_{\theta} - \gamma_{\text{suelo}} \cdot V_{\text{int}}$$

Para finalmente comprobar el arranque de acuerdo a la fuerza de tracción, según el siguiente cociente:

$$\frac{W_{\text{est}}}{F_{\text{tracción}}} > K$$

Este cociente tiene que ser mayor a 1.5, para que no exista arrancamiento

❖ Verificación a la compresión

Se comprobará que, para soportar el esfuerzo a la compresión, la carga admisible del terreno debe ser mayor que la presión que ejerce cada cimiento sobre el terreno y evitando el desplazamiento y/o asentamiento.

Para ello primero calculamos la presión del cimiento sobre el terreno

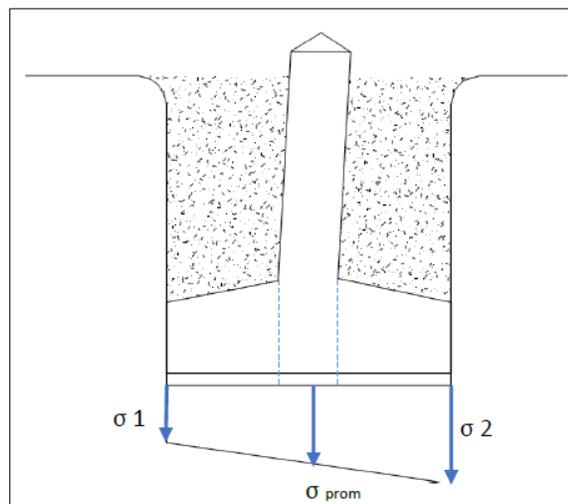
$$\sigma_t = \frac{F_{compresión} + W_{cimiento} + W_{Suelo}}{Area}$$

Donde:

- σ_t : Presión de compresión en el terreno
- $W_{cimiento}$: Peso del cimiento
- W_{Suelo} : Peso del suelo sobre el cimiento

Luego verificamos la presión sobre el suelo, tomando como referencia la figura 17.

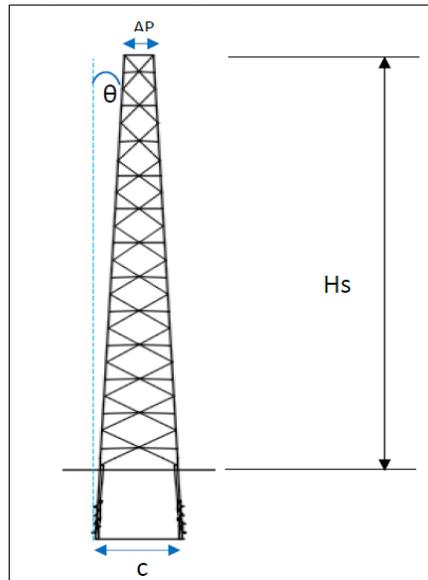
Figura 17: Diagrama de presiones



Fuente: Deysi Álvarez, 2017

Pero antes se debe tener en cuenta el ángulo de inclinación del stub, el cual lo vemos mediante la figura 18.

Figura 18: Angulo de inclinación del stub



Fuente: Deysi Álvarez, 2017

Y la siguiente formula:

$$\theta = \tan^{-1}\left(\frac{C - AP}{2H_s}\right)$$

Calculamos los momentos actuantes en la cimentación:

- Momento en dirección x:

$$M_x = H_x \cdot (H_c + h_{CS} + h_p) - F_{compresión} \cdot (H_c + h_{CS}) \cdot \tan \theta$$

- Momento en dirección y:

$$M_y = H_y \cdot (H_c + h_{CS} + h_p) - F_{compresión} \cdot (H_c + h_{CS}) \cdot \tan \theta$$

Peso estabilizante para el volteo

$$W_{ev} = F_{compresión} + W_{cimiento} + W_{suelo}$$

Ahora calculamos las presiones mínimas y máximas de la figura 18 mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma_{1,2} = \frac{Q}{LZ^2} \pm \frac{6M}{LZ^3}$$

Para que se cumpla la verificación a la compresión estos valores deben ser menor que la capacidad portante del suelo.

2.1.4.7 Sistema de puesta a tierra. En las líneas de transmisión de energía eléctrica, los sistemas de puesta a tierra están conformados por los cables de guarda, las estructuras de soporte (torres) y los cables, que dependerán del sistema de potencia, conexiones, aisladores y descargadores. El SPAT estará compuesto por electrodos (verticales, mallas, anillos, etc.) o, de ser el caso, por contrapesos horizontales enterrados a una profundidad mínima al pie de la torre.

2.1.4.7.1 Electrodo vertical.

La resistencia para este tipo de configuración se calcula mediante la siguiente formula:

$$R_p = \frac{\rho_a}{2\pi L} \ln \left[\frac{L}{a} \sqrt{\frac{3L + 4t}{L + 4t}} \right]$$

Donde:

R_p : Resistencia propia del pozo a tierra (Ω)

ρ_a : Resistividad aparente del suelo ($\Omega.m$)

L : Longitud del electrodo (m)

a : Radio del electrodo (m)

t : Profundidad de la varilla (m)

2.1.4.7.2 Contrapeso horizontal.

Para esta configuración la resistencia se calcula con la siguiente formula:

$$R_c = \frac{\rho_a}{2\pi L} \ln\left[\frac{L^2}{dxh}\right]$$

Donde:

R_c : Resistencia propia del contrapeso (Ω)

ρ_a : Resistividad aparente del suelo ($\Omega.m$)

L : Longitud del contrapeso (m)

d : Diámetro del contrapeso (m)

h : Profundidad de enterramiento (m)

2.1.4.7.3 Resistencia Equivalente de Puesta a Tierra.

La resistencia para el SPAT equivalente se calcula con la siguiente formula:

$$R_e = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i}}$$

Donde:

R_e : Resistencia equivalente (Ω)

R_i : Resistencias de electrodo y/o contrapesos horizontales (Ω)

n : Número de electrodos y/o contrapesos horizontales en paralelo

2.2 Marco Conceptual

A continuación, se describen los términos que teniendo diferentes interpretaciones permite comprender el presente trabajo de investigación:

- **Capacidad portante:** Es aquella carga que al ser aplicada no provoca falla o daños en la estructura soportada (Nij Patzan, 2009, p. 29).
- **Línea de Transmisión:** Consta de conductores aéreos por el cual se transporta la energía eléctrica hacia los consumidores.
- **Torres:** Estructuras en acero galvanizado, diseñados para soportar las cargas de los conductores, efecto del viento y hielo, etc.
- **Cimentación:** Son elaboradas con cierta profundidad en el lugar donde se realizará el montaje de la torre y tienen la función de anclar la estructura al terreno.
- **Nivel freático:** Es la distancia a la que se encuentra el agua desde la superficie del terreno.
- **Mecánica de suelos:** Es el comportamiento mecánico del suelo producto de las cargas o fuerzas en dicha superficie.
- **Operatividad de la línea de transmisión:** Capacidad para funcionar de manera continua, segura y eficiente, cumpliendo con los estándares técnicos y operativos requeridos para garantizar un suministro confiable de energía eléctrica.

2.3 Marco Normativo

Todos los cálculos de diseño y procedimientos están en base a la normativa nacional, adicionalmente a ello se hace uso de las normas internacionales debido a que nuestra normativa no muestra un diseño específico para los cimientos de torres de transmisión eléctrica, ni tampoco se hace referencia a las verificaciones que deben ser sometidas para asegurar su funcionamiento y su vida útil, como lo muestra el “Reglamento de Líneas de Alta Tensión con R.D. 223/2008”.

- Código Nacional de Electricidad Suministro-2011
- Reglamento Nacional de Edificaciones, Norma E.050, Suelos y Cimentaciones
- Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07
- American Society for Testing and Materials (ASTM)
- American National Standards Institute (ANSI)
- Reglamento de Líneas de Alta Tensión con R.D. 223/2008 (RLAT).
- Especificación Técnica ETS-LP 27
- IEEE Guide for Transmission Structure Foundation Design and Testing-691
- ASCE 10-97 “Design of Latticed Steel Transmission Structures”

Capítulo III

Desarrollo de la Investigación

3.1 Estado actual de la torre N.º 22

En base a la problemática planteada, la figura 19 muestra el deslizamiento ocurrido el 28 de abril de 2019, provocado por las intensas lluvias en la región. Este evento afectó directamente los cimientos de la torre N.º 22, especialmente en las bases A y D, dejando parcialmente expuesta la fundación.

La central hidroeléctrica “La Virgen”, a través de su área de mantenimiento, verificó el asentamiento del talud situado aguas arriba de la fundación de la torre, así como la persistencia de los deslizamientos de terreno. Estos hallazgos se confirman en el documento titulado “Estudio de reubicación de T-22 de la L.T. 138 kV La Virgen-Caripa”, incluido en el Anexo 5.

Figura 19: Zona de deslizamiento cercano a la torre N.º 22



Fuente: Imagen capturada desde Google Earth año 2019

3.2 Condición actual del terreno

Según el “Estudio de reubicación de la torre T-22 de la L.T. 138 kV La Virgen-Caripa”, realizado por la central hidroeléctrica, el tipo de suelo en la zona es SC-SM (arena arcillosa con limo), y la torre N. °22 actual se encuentra en una pendiente de 29,4°. Asimismo, de la memoria descriptiva de la línea de transmisión de 138 kV (Anexo 6), utilizada durante la construcción inicial de las torres, se ha determinado que el ángulo de arrancamiento considerado fue de 30° para las distintas áreas de carga.

Aunque el valor de la pendiente está por debajo del ángulo de arrancamiento, su proximidad a los 30° indica que cualquier movimiento o alteración del talud podría desestabilizarlo. Esta situación se agrava debido al tipo de suelo, que, al estar expuesto, sin cobertura vegetal y afectado por las lluvias, presenta un alto riesgo de deslizamientos o fallas del talud, tal como se menciona en el “Manual de protecciones de taludes” (1984).

3.3 Características de la Línea de Transmisión

La línea de transmisión S.E. La Virgen – S.E. Caripa, presenta las siguientes características:

- Potencia de transmisión : 144 MW
- Tensión : 138 kV
- Configuración : Triangular
- Numero de ternas : Simple terna
- Conductor : AAAC 507 mm²
- Cable de guarda : OPGW 97 mm² y EHS 74 mm²
- Longitud de la línea : 63.5 km

3.4 Características del Tramo en Estudio

El tramo en estudio de la línea de transmisión La Virgen – Caripa, se encuentra entre la torre 21 y torre 23 de aproximadamente 793 m, y consta de las siguientes características:

- Nivel de tensión : 138 kV
- Longitud del tramo : 793 m
- Configuración : Triangular
- Numero de ternas : Simple terna
- Conductor : AAAC 507 mm²
- Cable de guarda : OPGW 97 mm² y EHS 74 mm²
- Estructuras : Torres de celosía
- Torre 21 tipo : SA3-3 (Suspensión, ángulo de desvío de 0° a 3°)
- Torre 22 tipo : SA3-3 (Suspensión, ángulo de desvío de 0° a 3°)
- Torre 23 tipo : AA30-3 (Ángulo, ángulo de desvío de 3° a 30°)

3.5 Ubicación de la Zona de Estudio

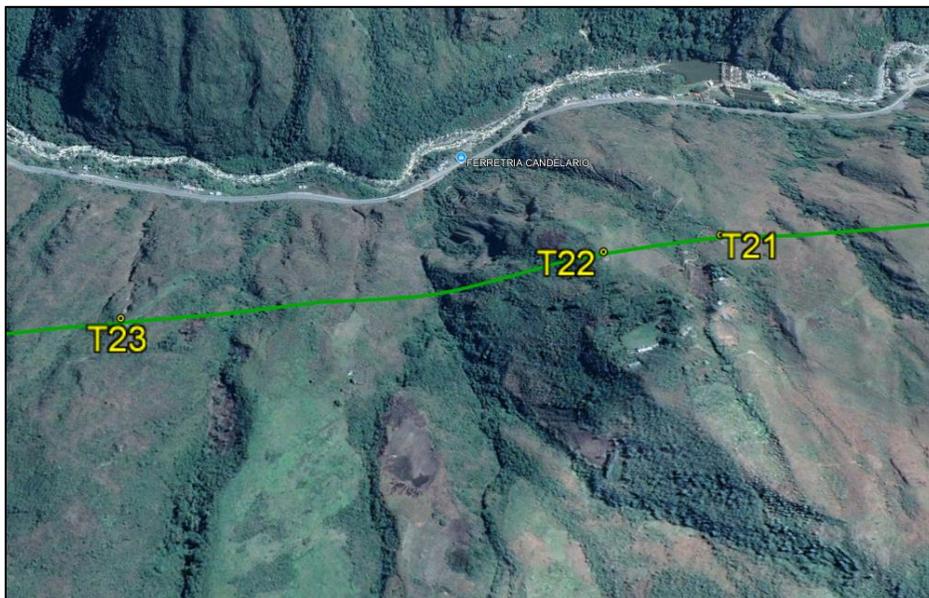
Nuestra unidad de análisis se encuentra ubicada en el departamento de Junín, provincia de Chanchamayo y distrito de San Ramon aproximadamente a unos 2080 m.s.n.m., la cual está definida por las torres adyacentes a la torre T-22, sus coordenadas se muestran en la tabla 7.

Tabla 7: Coordenadas de las estructuras – Sistema WGS 84, Zona 18

TORRE	ESTE	NORTE	ELEVACIÓN
T-21	445798.83	8759598.16	2052.85
T-22	445685.66	8759488.68	2054.67
T-23	445230.91	8759043.65	2066.49

Fuente: Datos proporcionados por la empresa la central hidroeléctrica

Figura 20: Ubicación de las estructuras antes del aluvión



Fuente: Google Earth, elaboración propia

3.6.1 Comunidades aledañas

El distrito de San Ramón cuenta con diversos centros poblados, y uno de los más próximos a la zona de influencia de nuestra unidad de análisis es el centro poblado de Chiquistambo, perteneciente a la comunidad campesina de Palca, que cuenta con 11 viviendas dedicadas a la agricultura. Si bien este centro poblado no es muy grande, una de sus viviendas fue afectada por el aluvión, que arrasó parte de sus tierras y cultivos.

Esta vivienda se encuentra cerca de la torre afectada y de sus caminos de acceso peatonal, por lo que existe un riesgo potencial de exposición de la vida humana y de bienes materiales en un posible escenario de deslizamiento o caída de la torre. Por ello, se hace necesaria la evaluación y aplicación de controles que minimicen el riesgo y salvaguarden la integridad de los moradores.

3.6.2 Historial de Fenómenos naturales

A continuación, se presenta en la Tabla 8 un historial de fenómenos naturales ocurridos a causa de intensas lluvias, deslizamientos de tierra y huaicos. Se puede señalar que la intensa deforestación en las márgenes de las quebradas y sus afluentes, así como en las laderas de las microcuencas de pendientes moderadas, los cauces colmatados con abundante material suelto y los cortes de carretera, han generado condiciones favorables para la ocurrencia de estos eventos.

El análisis de los distintos eventos revela que el principal factor desencadenante ha sido la constante precipitación en esta zona, acompañada por la deforestación de las laderas y la pronunciada pendiente del terreno, entre otros factores. Estas condiciones han provocado que los huaicos tengan consecuencias destructivas y, lamentablemente, ocasionen la pérdida de vidas humanas.

Tabla 8: Historial de eventos en San Ramon

Fecha	Evento
01/10/1964	<u>Deslizamiento flujo de la Virreina:</u> Ocurrió en la hacienda del mismo nombre, San Ramon, Chanchamayo, en la cabecera de la quebrada Chivis, donde el deslizamiento dejó una cicatriz irregular de 200 m de ancho y cuatro metros de altura, y el flujo de una masa de tierra de un volumen de 20 a 25,000 m ³ que se deslizó unos 500 m aguas abajo, a lo largo de una franja de 50m. El deslizamiento fue detenido por un recodo natural de la quebrada, provocando que la masa deslizada se elevara unos 100m para luego encausarse. El deslizamiento ocasionó la muerte de una persona y la destrucción de cultivos de café. El posible detonante de este evento fue las intensas precipitaciones pluviales.
01/10/1964	<u>Deslizamiento de Monterrico y flujo en la quebrada Toro:</u> Deslizamiento que afectó más de dos hectáreas de cultivos, cuyo material deslizado cayó hacia la quebrada Tamango, afluente de la quebrada Toro. Este deslizamiento en conjunto con otros derrumbes, tras fuertes lluvias ocurridas el 1 de octubre de 1964, produjeron embalses temporales, que al romperse generaron flujos de detritos a lo largo de la quebrada, alcanzando la parte inferior del rio Chanchamayo, produciendo depósitos en forma de abanico. El deslizamiento ocasionó siete muertes (una madre con sus seis hijos), destrucción de tierras de cultivo y de varios tramos de trocha de carretera a la hacienda Monterrico.
25/08/2003	<u>Huayco de pampa el Carmen:</u> Flujo de detritos que bajó por la quebrada Maria Pía y presenta un cono de 200m de longitud, antiguamente el sector se utilizaba como terrenos para cultivos de cocos. Afectó 200m de carretera, 300 viviendas, un colegio, un instituto superior, postes de luz y un parque.
2005	<u>Huayco en Yanango:</u> Afectó el puente Yanango, principal vía de comunicación entre San Ramon y Tarma. Actualmente reconstruido.
21/01/2007	<u>Huayco de quebrada Huacará:</u> Las lluvias excepcionales detonaron un flujo de detritos en la quebrada Huacará, esto se vio incrementado por la deforestación intensa, conglomerados de mala calidad, pendiente del terreno, materiales provenientes de las laderas por la ocurrencia de derrumbes y deslizamientos; ocasionando material removible. Este flujo de detritos, arrastró o transportó consigo bolones, gravas, arenas, limos, y restos de troncos de árboles, que al llegar al puente Huacará (Carretera Tarma-San Ramon) se represó, desbordándose por encima del puente.
28/03/2019	<u>Deslizamiento en Yanango:</u> Las intensas lluvias han provocado los deslizamientos y huaicos en el kilómetro 75 de la carretera central, a la altura del sector Yananguito, bloqueando la carretera San Ramón-Tarma y provocando la muerte de dos personas.
05/11/2014	<u>Tormenta Eléctrica San Ramon:</u> Las fuertes lluvias acompañadas de tormentas eléctricas, provocó que el flujo eléctrico se interrumpiera, esto por seguridad a mayores consecuencias.

Fuente: INGEMMET 2007

3.6 Características Climatológicas

La zona de estudio se encuentra alrededor de los 2080 m.s.n.m., y los principales valores de temperatura media, máxima y mínima se han obtenido de la información suministrada por el SENAMHI, los cuales se muestran en la tabla 9.

Tabla 9: Valores para las condiciones climatológicas

PARAMETROS	UNIDAD	VALORES
		AREA 0
Temperatura ambiente Mínima	°C	15,6
Temperatura ambiente promedio	°C	25,6
Temperatura ambiente máxima	°C	30
Velocidad de viento máximo (*)	km/h	94
Nivel isoceraunico	tormentas/año	60
Condiciones ambientales	-	Limpio

Fuente: CNE Suministro 2011

(*): Tabla 250-1B del CNE Suministro 2011

Si bien es cierto, la temperatura no es un factor determinante para la generación de aluviones o huaicos, pero si es un factor que interviene en los cálculos del replanteo de trazo de las líneas de transmisión y las fuerzas de tracción y compresión que tienen relación con el diseño de la cimentación de las torres de transmisión.

3.7.1 Condiciones climáticas

Nuestra zona de estudio pertenece al distrito de san Ramón – provincia de Chanchamayo, el cual se encuentra ubicado en la selva alta y presenta un clima del tipo lluvioso y semicálido, con abundante humedad todo el año, y bajas precipitaciones en los meses de mayo y septiembre.

Tabla 10: Clasificación climática

CLASIFICACIÓN CLIMÁTICA			
Precipitación efectiva	Distribución de la Precipitación en el Año	Eficiencia de la Temperatura	Humedad Atmosférica
Lluvioso	Precipitación abundante en todas las estaciones del año	Semicálido	Muy Húmedo

Fuente: SENAMHI

Esta característica de ser “Lluvioso”, está relacionado directamente con los deslizamientos y/o huaicos que vienen ocurriendo en toda esta región en la cual se ubica nuestra unidad de análisis.

3.7.2 Precipitación

Como se puede observar en la tabla 11, existen diferentes regímenes de precipitación en las estaciones meteorológicas en estudio. En las estaciones meteorológicas de San Ramón y Huasahuasi se puede apreciar un aumento de las precipitaciones en los meses de octubre a abril, mientras que los meses de mayo a septiembre las precipitaciones son bajas.

Por otro lado, la precipitación promedio anual de la estación San Ramón es 1918.9 mm con una máxima de 229 mm en el mes de febrero, y una mínima de 73.5 mm en el mes de Julio; asimismo en la estación Huasahuasi la precipitación promedio anual es 505.4 mm, observándose la máxima precipitación en el mes de enero de 100.7 mm y la mínima en el mes de agosto de 5 mm.

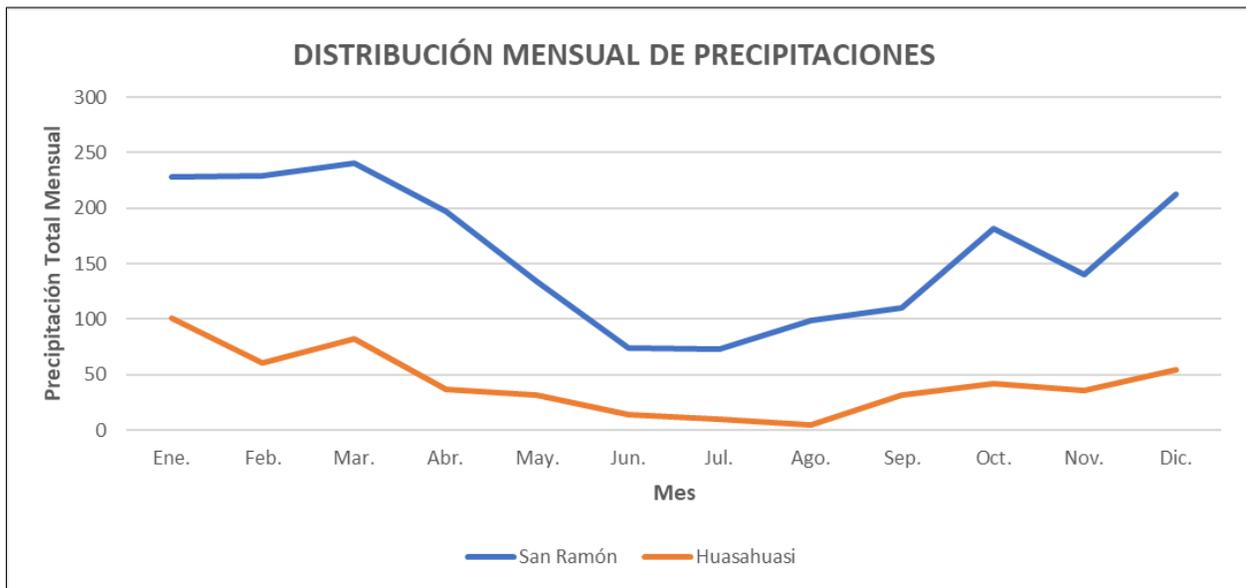
Tabla 11: Precipitación total mensual

Estación	Mes												Total
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	
San Ramón *	227.9	229	240.3	197.1	133.6	73.8	73.5	99.2	109.8	181.1	140.6	213	1918.9
Huasahuasi	100.7	60.7	82.2	37.3	31.7	13.9	10	5	31.2	41.9	36.1	54.9	505.4

Fuente: SENAMHI

*Estación actualmente sin funcionamiento

Figura 21: Distribución de la precipitación mensual



Fuente: Elaboración propia

Las altas precipitaciones que se generan en nuestra zona de estudio, han contribuido en la ocurrencia de deslizamientos o huaicos que han tenido graves consecuencias por la pérdida de vidas humanas y daños materiales.

3.7 Presión de Viento

La presión de viento que se aplica sobre las áreas proyectadas de los conductores, cables de guarda, estructuras de soporte y cadena de aisladores, se calcula mediante la expresión del Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011, Regla 250.C., que a continuación se muestra:

$$Pv = KxV^2xSfxA$$

Donde:

Pv = Carga en Newtons

K = Constante de presión, para niveles menores a 3 000 m.s.n.m.

($k=0,613$) y para niveles iguales o mayores a 3 000 m.s.n.m.

($k=0,455$).

V = Velocidad del viento en m/s

Sf = Factor de forma: 1,00 conductores y 3,20 para torres metálicas

A = Área proyectada en m^2

Para la velocidad horizontal del viento y la temperatura el CNE-Suministro 2011, a considerado los siguientes valores por zonas de carga, y se muestran en la tabla 12.

Tabla 12: Valores por Zonas de carga del Perú

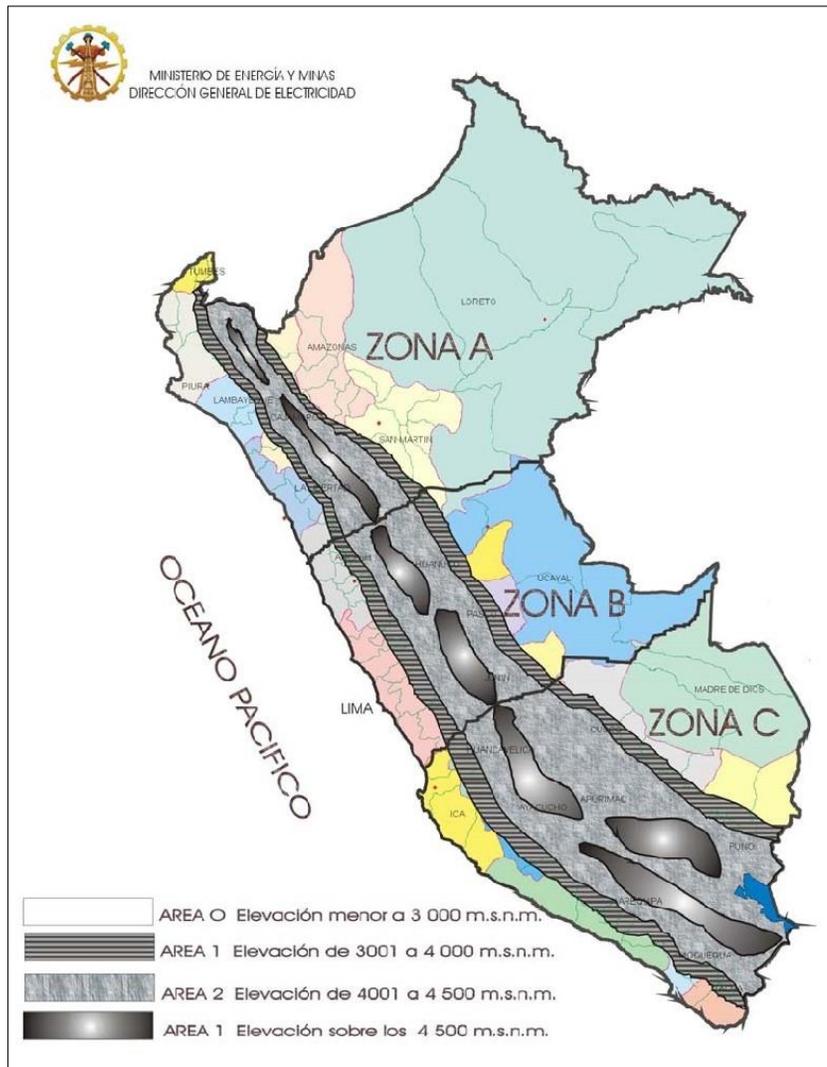
Tabla 250-1.A
Viento y temperatura para las zonas de carga A, B y C
(Para ser utilizado con la Regla 250.B)

Zona de Carga	A Ligera	B Regular	C Fuerte
Velocidad horizontal del viento	19,5 m/s (70 km/h)	22,2 m/s (80 km/h)	25 m/s (90 km/h)
Temperatura	20 °C	15 °C	10 °C

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, Regla 250.C

Las zonas de carga para las regiones del Perú se muestran en la figura 22, y a nuestra zona de estudio le corresponde la zona de carga B y Área 0.

Figura 22: Zonas de carga del Perú



Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, Regla 250.C

En la Tabla 13, se detallan los valores de la presión del viento para los distintos elementos de la línea de transmisión, para ello se ha considerado la máxima velocidad del viento de 94 km/h (26.11 m/s) con una temperatura ambiente de 10 °C y una altitud de 2080 m.s.n.m.

Tabla 13: Valores de presión de viento

ELEMENTOS DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN	PRESIÓN DE VIENTO (kg/m ²)
Estructuras de acero en celosía (Torres)	136,32
Conductor y cables de guarda	42,60
Cadena de aisladores	42,60

Fuente: Elaboración propia

3.8 Estudio preliminar de la ubicación de la torre N.º 22

La central hidroeléctrica, en su *Estudio de Reubicación de T-22 de la L.T. 138 kV La Virgen–Caripa* (Anexo 5), plantea trasladar la torre N.º 22 a 35,52 m en posición transversal al eje y respecto a su ubicación actual, situándola en un terreno con una pendiente menor, igual a $-28,36^\circ$, como se muestra en la Figura 23.

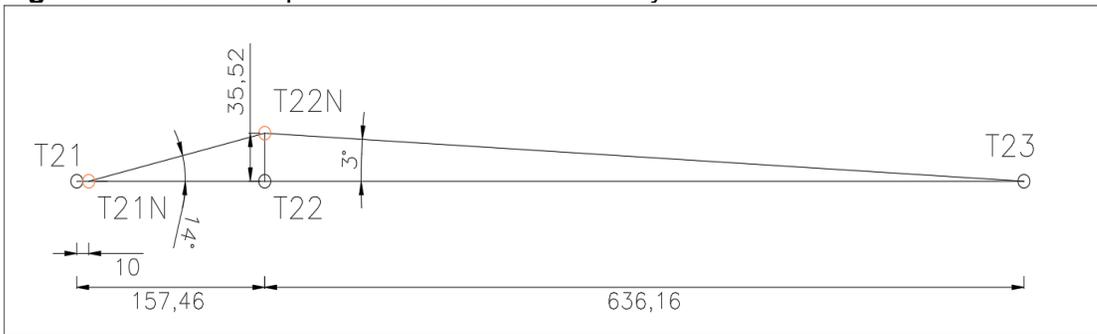
Además, propone desplazar la torre N.º 21 en el mismo eje de alineamiento unos 10 m desde su posición inicial en dirección hacia la estructura de la torre N.º 22 actual, tal como se observa en la Figura 24. Este ajuste tiene como objetivo facilitar el montaje electromecánico.

Figura 23: Ubicación preliminar de la torre N.º 22



Fuente: Elaboración propia

Figura 24: Ubicación preliminar de la torre N.º 21 y N.º 22



Fuente: Elaboración propia

3.9 Levantamiento Topográfico de la ubicación preliminar

El lugar propuesto para el replanteo es una extensión del punto inicial, por ello esta sigue siendo una zona accidentada y montañosa con un perfil desnivelado, pero de menor pendiente en la que no se considera un nivel freático para su estudio y esto en base a la información del "Estudio de Reubicación de T-22 de la L.T. 138 kV La virgen – Caripa" proporcionado por la central hidroeléctrica.

3.9.1 Condiciones del suelo

El estudio de suelos a considerado a la zona proyectada como un tipo de suelo (II) de arena arcillosa con limo (SC-SM), el cual está clasificado como un material semiblando. Los parámetros para este material son los que se muestran en la tabla 14.

Tabla 14: Parámetros geotécnicos

Parámetros	Valor	Unidad
Capacidad admisible del suelo	1.5	Kg/cm ²
Peso específico	1659	kg/m ³
Angulo de fricción	32	°
Angulo de arranque	15.88	°
Módulo de elasticidad (Estimado)	120	Kg/cm ²

Fuente: Datos del "Estudio de Reubicación de T-22 de la L.T. 138 kV La virgen – Caripa"

3.9.2 Sismicidad de la ubicación preliminar

Según la norma Técnica de estructuras E.030 “Diseño Sismorresistente”, Junín se encuentra ubicado en su mayor parte en la zona 2 (Z2) del mapa de zonificación sísmica del Perú, en la cual presenta una aceleración máxima horizontal del suelo de 0.25g y un perfil del suelo tipo S2, las cuales son consideradas moderadas; las aceleraciones nos ayudan a determinar la probabilidad de que ocurra un movimiento sísmico sin tomar en cuenta la intensidad o magnitud; mientras mayor sean las aceleraciones sísmicas mayor será la probabilidad de ocurrencia de un sismo.

Las mismas consideraciones de sismicidad tomadas en el punto inicial y respecto a la zona proyectada, son bastante similares por la proximidad de ambos puntos, los cuales no exceden a 100 m, es por ello que ante un posible desplazamiento se tomaran los mismos valores.

3.10 Resistividad del terreno

La resistividad eléctrica del terreno realizado por la central hidroeléctrica en el "Estudio de Reubicación de T-22 de la L.T. 138 kV La virgen – Caripa”, nos da la tabla 15 como resultado para la nueva ubicación:

Tabla 15: Resistividad eléctrica equivalente

PROFUNDIDAD TOTAL DE ENTERRAMIENTO (m)	0.60				
UBICACIÓN	L1 (m)	L2 (m)	ρ_1 ($\Omega.m$)	ρ_2 ($\Omega.m$)	ρ_a ($\Omega.m$)
Punto T-22N Alternativa	0.144	2.606	3748.29	6777.67	5676.59

Fuente: Datos del “Estudio de Reubicación de T-22 de la L.T. 138 kV La virgen – Caripa”

3.11 Propuesta de ubicación de la Torre N. °22

Tomando en consideración la ubicación preliminar de la torre N.º 22 planteada por la central hidroeléctrica “La Virgen”, como se muestra en la Figura N.º 24, consideramos que dicha ubicación se encuentra demasiado próxima a la zona de deslizamiento. La inestabilidad del terreno, causada por el tipo de suelo (arena arcillosa con limo), continuará agravándose debido a la escasa vegetación y a la alta capacidad de retención de líquidos que este presenta ante las fuertes lluvias características de la zona.

Por lo tanto, proponemos un mayor distanciamiento, sugiriendo que la torre N. °22 se ubique a 80 m hacia el sureste, en un terreno con menor pendiente, igual a -12° , basándonos en las siguientes premisas:

- **Mayor distanciamiento**

Al ubicar la torre N. °22 a una mayor distancia de la zona de deslizamiento, como se muestra en la Figura 25, se evita que un nuevo deslizamiento afecte la estructura y comprometa la operatividad de la línea de transmisión.

Figura 25: Propuesta de ubicación de la torre N.º 22

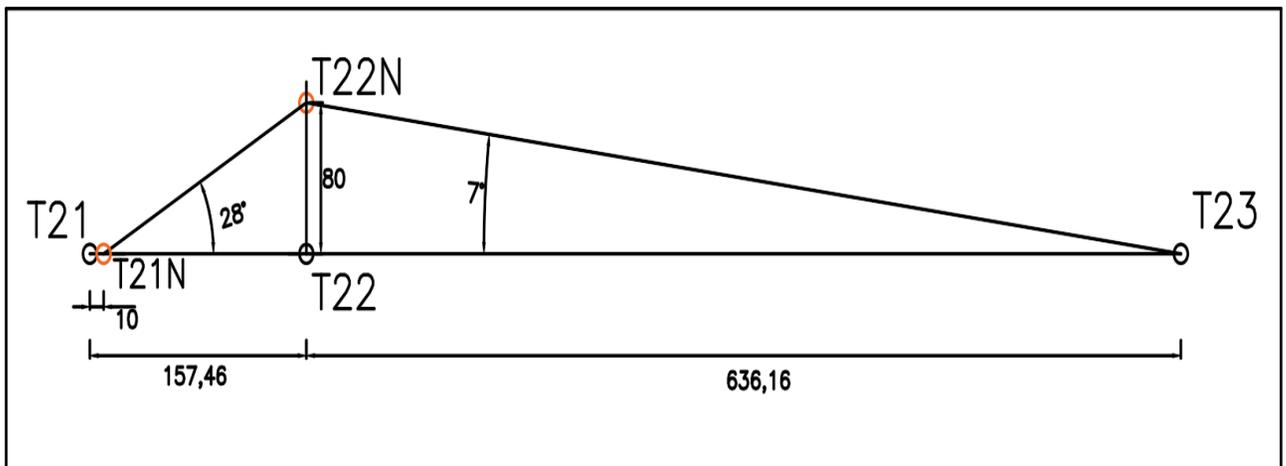


Fuente: Elaboración propia

- **Angulo de las estructuras**

La propuesta de la central hidroeléctrica “La Virgen” de trasladar la torre N.º 22 a 35 m, como se observa en la Figura 23, implica un cambio de estructuras de suspensión a estructuras de ángulo debido a los vértices generados tanto para la torre N.º 21 como para la torre N.º 22, tal como se muestra en la Figura 24. Este cambio permite aumentar el ángulo en las torres N.º 21 y N.º 23, lo que resulta en un mayor distanciamiento de la torre N.º 22 respecto a su posición original y a la zona de deslizamiento, alcanzando aproximadamente 80 m, como se aprecia en la Figura 26.

Figura 26: Desplazamiento angular del tramo de línea en estudio



Fuente: Elaboración propia

- **Propiedades del suelo**

Partimos del estudio de suelo realizado por la central hidroeléctrica en su “Estudio de reubicación de la T-22 de la L.T. 138 kV La Virgen-Caripa” y de la memoria descriptiva para el diseño inicial de las líneas. De dicho estudio, se obtuvo que el tipo de suelo es arena arcillosa con limo, y para el cual se estiman los siguientes valores para la condición más desfavorable:

- Peso específico : 1650 kg/m³
- Cohesión : 0 kg/cm²
- Ángulo de fricción : 25°

Luego mediante la fórmula de Terzaghi, del ítem 2.1.2.2, tenemos:

- Capacidad portante : 2.42 kg/cm²
- Angulo de arranque : 20°

En resumiendo, tenemos la tabla 16:

Tabla 16: Propiedades geotécnicas

Tipo de suelo	SC-SM (Arena arcillosa con limo)
Peso específico	1650 kg/m ³
Cohesión	0 kg/cm ²
Ángulo de fricción	25°
Capacidad portante	2.42 kg/cm ²
Angulo de arranque	20°

Fuente: Elaboración propia

Bajo estas condiciones se desarrollarán los cálculos eléctricos del tramo de la línea, la determinación de los conductores, del tipo de estructura, la cantidad de aisladores y el tipo de aislador, el tipo de cimentación y la puesta a tierra.

3.12 Características del Tramo Propuesto

Tomando en cuenta el ítem anterior nuestro tramo presentaría las siguientes características:

- Nivel de tensión : 138 kV
- Frecuencia : 60 Hz
- Capacidad de transmisión : 144 MW
- Configuración : Triangular
- Numero de ternas : Simple terna
- Conductor : AAAC 507 mm²
- Cable de guarda : OPGW 97 mm² y EHS 74 mm²
- Tipo de Estructuras : Torres de acero en celosía
- Longitud aproximada : 810 m
- Torre 21N : AA30 (Ángulo, ángulo de desvío de 3° a 30°)
- Torre 22N : AA30 (Ángulo, ángulo de desvío de 3° a 30°)
- Torre 23 : AA30 (Mantiene sus características-Anexo 5)

El trazado de la nueva ruta de la línea de transmisión presenta nuevas coordenadas de ubicación para las torres 21 y 22, mientras que la torre 23 mantiene su ubicación inicial.

Esto se muestra en la tabla 17:

Tabla 17: Vértices de la variante– Sistema WGS 84, Zona 18.

TORRE	ESTE	NORTE	VANO ADELANTE (m)
T21N	445791.64	8759590.21	169.1
T22N	445742.00	8759429.00	640.5
T23	445230.91	8759043.65	-

Fuente: Elaboración propia

3.12.1 Características del Conductor de Fase

Las principales características del conductor de fase tipo AAAC serán:

Tabla 18: Características del Conductor de fase.

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Tipo		AAAC
Sección del conductor	mm ²	507,74
Diámetro exterior	mm	29,26
N° x Diámetro hilos	N°/mm	37x4,18
Peso unitario	kg/m	1,397
Carga de rotura (CR)	kg	14944
Módulo de elasticidad	kg/mm ²	5810
Coefficiente de expansión lineal	1/°C	0,000023
Resistencia eléctrica 20°C a DC	ohm/km	0,06597
Resistencia eléctrica 75°C a AC	ohm/km	0,07860

Fuente: Datos proporcionados por la empresa Central Hidroeléctrica (Anexo 5)

3.12.2 Características del Cable de Guarda Tipo EHS

Las principales características del cable de guarda de acero galvanizado tipo EHS, se muestran en la tabla 19.

Tabla 19: Características del cable de guarda tipo EHS

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Tipo		EHS
Sección del conductor	mm ²	51.0967
Numero de hilos x diámetro	N°/mm	7x3,68
Diámetro exterior	mm	9.144
Peso unitario	kg/m	0.4061
Carga de rotura (CR)	kg	6982.94
Módulo de elasticidad	kg/mm ²	18771.96
Coefficiente de expansión lineal	1/°C	0,0000115

Fuente: Datos proporcionados por la empresa Central Hidroeléctrica

3.12.3 Características del Cable de Guarda Tipo OPGW

El cable de guarda de fibra tipo OPGW presenta las siguientes características eléctricas y mecánicas, descritas en la tabla 20.

Tabla 20: Características del cable de guarda tipo OPGW

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Tipo		OPGW
Sección del conductor	mm ²	88
Diámetro exterior	mm	12.5
Peso unitario	kg/m	0,375
Carga de rotura (CR)	kg	5463.81
Módulo de elasticidad	kg/mm ²	9717.63
Coefficiente de expansión lineal	1/°C	0,0000173
Capacidad de corriente de cortocircuito	KA ² s	63.7
Resistencia eléctrica 20°C	ohm/km	0,4674

Fuente: Datos proporcionados por la empresa Central Hidroeléctrica

3.13 Cálculos Eléctricos

Calcularemos los parámetros longitudinales

3.12.4 Resistencia eléctrica

$$R_k = R_{20^\circ C} [1 + \alpha(t - 20^\circ C)]$$

Donde:

$$R_{20^\circ C} : 0.06597 (\Omega/\text{km})$$

$$\alpha : 0.000023 (1/^\circ\text{C})$$

$$t : 60^\circ\text{C}$$

Por lo tanto:

$$R_k = 0.06603 \Omega/\text{km}$$

3.12.5 Reactancia autoinductancia

$$X_k = \left[0.5 + 4.6 \log \frac{D}{r} \right] w 10^{-4}$$

De donde:

$$D = \sqrt[3]{5600 * 6130 * 8302.82} = 6580.99 \text{ mm (Distribución geométrica del conductor)}$$

$$r = \frac{29.26}{2} = 14.63 \text{ mm (Radio del conductor)}$$

$$w = 2\pi f = 2 * \pi * 60 = 376.99 \text{ (Pulsación de corriente)}$$

Por lo tanto:

$$X_k = 0.478 \Omega/\text{km}$$

3.12.6 Impedancia

Con los valores anteriores tenemos la siguiente ecuación:

$$Z_k = 0.06603 + j0.478 \Omega/\text{km}$$

3.12.7 Capacidad

Se calculará mediante la siguiente ecuación:

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

Por lo tanto:

$$C_k = 9.126 \times 10^{-9} \text{ F/km}$$

3.12.8 Susceptancia

Lo calculamos mediante la siguiente ecuación:

$$B_k = C_k W$$

Por lo tanto:

$$B_k = 3438.75 \times 10^{-9} \text{ S/km}$$

3.12.9 Admitancia

Lo determinamos de la siguiente manera:

$$Y_k = G_k + jB_k$$

De donde:

$$G_k = 0 \text{ (Se va a considerar despreciable)}$$

Por lo tanto:

$$Y_k = j3438.75 \times 10^{-9} \text{ S/km}$$

3.12.10 Caída de tensión

Calcularemos el impacto que tiene el incremento de la línea en la caída de tensión, utilizando las constantes auxiliares de la línea.

Calculamos el incremento de longitud de la línea en el tramo correspondiente

$$L_{1tramo} = 0.793 \text{ km (Longitud inicial del tramo de línea)}$$

$$L_{2tramo} = 0.810 \text{ km (Longitud final del tramo de línea)}$$

$$\Delta L_{tramo} = 0.017 \text{ km (Incremento de longitud del tramo de línea)}$$

Las constantes kilométricas para el incremento de tramo serán:

$$R = 0.00112 \Omega$$

$$X = 0.008141812 \Omega$$

$$B = 5.84589 \times 10^{-8} S$$

$$Z = 0.00112 + 0.008141812 j$$

$$Y = 5.84589 \times 10^{-8} j$$

En base a lo planteado por Checa (3era edición), cuando la longitud de la línea es pequeña los valores de las constantes auxiliares lo podemos aproximar de la siguiente manera:

$$\bar{A} = 1 = \bar{D}$$

$$\bar{B} = Z = 0.00112 + 0.008141812 j$$

$$\bar{C} = Y = 5.84589 \times 10^{-8} j$$

Ahora, considerando que el extremo del tramo está a plena carga de 144 MW, con un factor de potencia de 0.85 y una tensión nominal de 138 kV, obtenemos lo siguiente:

$$P_2 = 144 MW$$

$$\cos \varphi = 0.85$$

$$U_2 = 138 kV$$

$$v_2 = 79.674 kV$$

$$I_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3}U_2 \cos \varphi} = 708.768 amp$$

Con ello tenemos el valor complejo de la corriente:

$$I_2 = I_2 \cos \varphi - jI_2 \sin \varphi = 708.76 * 0.85 - j708.76 * 0.526 = 602.453 - 372.812j$$

Y en base a la siguiente ecuación:

$$V_1 = AV_2 + BI_2$$

Tenemos lo siguiente

$$V_1 = 1 * 79.674 * 10^3 + (0.00112 + 0.008141812j) * (602.453 - 372.812j)$$

$$V_1 = 79677.7101 + 4.4875j$$

$$V_1 = 79677.710 \angle 0.0032$$

De donde:

$$U_1 = \sqrt{3} * 79677.710 \angle 0.00323$$

$$U_1 = 138005.842 \angle 0.00323$$

Por lo tanto, tenemos que la caída de tensión es:

$$u\% = \frac{U_1 - U_2}{U_1} * 100\% = \frac{138005.842 - 138000}{138005.842} * 100\% = 0.0042\%$$

3.12.11 *Perdida de potencia*

Haciendo uso de los valores anteriores en la caída de tensión, calcularemos la corriente al inicio:

$$I_1 = CV_2 + DI_2$$

De ahí tenemos:

$$I_1 = 5.84589x 10^{-8}j * 79.674 * 10^3 + 602.453 - 372.812j$$

$$I_1 = 602.453 - 372.807j = 708.473 \angle -31.749$$

Ahora el ángulo de desfase del V1 y I1, será:

$$\phi_1 = \beta_{v1} - \beta_{i1} = 0.0032^\circ - (-31.749^\circ) = 31.752^\circ$$

Y, por tanto,

$$\cos\phi_1 = 0.85033$$

De donde tenemos

$$P_1 = \sqrt{3} * U_1 * I_1 * \cos\phi_1 = 144.00213MW$$

Por lo tanto, la pérdida de potencia será

$$P\% = \frac{p_1 - p_2}{p_1} * 100\% = \frac{144.00213 - 144}{144.00213} * 100\% = 0.00148\%$$

3.14 Cálculo Mecánico Del Conductor

Para el cálculo de los valores de tensión y flecha del conductor, del cable de guarda OPGW y el cable de acero EHS, se han valorado hasta cinco grupos de hipótesis diferentes de acuerdo a las reglas 250, 251 y 252 del CNE Suministro 2011, así como también del apartado 3.2 de la ITC-LAT-07 del RLAT 2008.

3.13.1 Hipótesis de carga para el conductor

7.4.1.1 Hipótesis 1: Tensión de Cada Día (EDS). Para la zona de carga Área 0, se utiliza es esfuerzo unitario EDS en condiciones finales equivalente al 18% del esfuerzo de rotura del conductor, en temperatura media y sin presencia de carga de viento:

- ❖ Presión de viento promedio de 0 kg/m²
- ❖ Temperatura media de 25.6 °C.
- ❖ Esfuerzo unitario final EDS, 18% de la CR del conductor

7.4.1.2 Hipótesis 2: Estado de mínima temperatura (Solo Hielo). Mediante esta hipótesis se verifica la resistencia de las estructuras en caso de rotura de conductor.

- ❖ Presión de viento promedio de 0 kg/m²
- ❖ Temperatura mínima de 0 °C.
- ❖ Esfuerzo final, 60% de la CR (Regla 261.H.1.a., CNES 2011)

7.4.1.3 Hipótesis 3: Estado de máxima carga mecánica. De acuerdo a los parámetros de la Tabla 250.1.B. del CNES 2011, se tiene lo siguiente.

- ❖ Presión de viento máximo de 42.24 kg/m² (a 26 m/s)
- ❖ Temperatura mínima de 10 °C.
- ❖ Esfuerzo final, 60% de la CR (Regla 261.H.1.a., CNES 2011)

7.4.1.4 Hipótesis 4: Estado combinado (Viento + Hielo). Para la presente hipótesis la Tabla 250.1.B. del CNES 2011, recomienda lo siguiente.

- ❖ Presión de viento máximo de 12.25 kg/m² (a 14 m/s)
- ❖ Temperatura mínima de 5 °C.
- ❖ Esfuerzo final, 60% de la CR (Regla 261.H.1.a., CNES 2011)

7.4.1.5 Hipótesis 5: Estado de máxima temperatura o máxima flecha. Esta hipótesis verificará la distancia de seguridad del conductor al suelo.

- ❖ Presión de viento máximo de 0 kg/m²
- ❖ Temperatura máxima de 65 °C.
- ❖ Esfuerzo final, 18% de la CR

En la tabla 21, se muestra de manera resumida las hipótesis planteadas:

Tabla 21: Cuadro resumen de las hipótesis de carga del conductor

ITEM	HIPOTESIS	TEMPERATURA (°C)	PRESIÓN VIENTO (kg/m ²)	ESPESOR HIELO (mm)	UTS (%) FINAL
1	EDS	25,6	0	0	18
2	Solo Hielo	0	0	0	60
3	Solo Viento	10	42.24	0	60
4	Viento + Hielo	5	12.25	0	60
5	T Max	65	0	0	18

Fuente: Elaboración propia

3.13.2 Cargas del conductor

El cálculo mecánico del conductor se efectúa bajo la influencia de dos cargas meteorológicas, como son las cargas de hielo y viento, y estas se aplicarán tomando en cuenta la Regla 250.A.1 del CNES 2011.

3.13.2.1 Carga debida al Viento. En base a las hipótesis consideradas en el apartado 6.3, esto solo se aplicará para las hipótesis III y IV, y se calculará como sigue:

Para la hipótesis III:

$$P_v = \frac{0.613 \times 26^2 \times 1}{9.81} = 42.241 \text{ kg/m}^2$$

$$W_v = 42.241 * \frac{29.26}{1000} = 1.236 \text{ kg/m}$$

Para la hipótesis IV:

$$P_v = \frac{0.613 \times 14^2 \times 1}{9.81} = 12.248 \text{ kg/m}^2$$

$$W_v = 12.248 * \frac{29.26}{1000} = 0.358 \text{ kg/m}$$

3.13.2.2 Carga de hielo. Nuestra zona de estudio se encuentra aproximadamente en los 2060 m.s.n.m., y en base a la Regla 250.B. del CNES 2011 le corresponde el "Área 0", en la que se considera nulo los efectos por carga de hielo para el conductor.

3.13.2.3 Carga resultante. La carga resultante se genera debido a la interacción por parte de las cargas de hielo y viento según el área de estudio, para nuestro caso la estaremos desarrollando para las hipótesis III y IV.

Para la hipótesis III:

Peso unitario del conductor: $W_c = 1.397 \text{ kg/m}$

Carga por viento: $W_v = 1.236 \text{ kg/m}$

Carga resultante: $W_r = 1.865 \text{ kg/m}$

Para la hipótesis IV:

Peso unitario del conductor: $W_c = 1.397 \text{ kg/m}$

Carga por viento: $W_v = 0.358 \text{ kg/m}$

Carga resultante: $W_r = 1.442 \text{ kg/m}$

3.15 Esfuerzos y Flechas del Conductor AAAC1000

Los resultados para el conductor se muestran en las tablas 22, 23 y 24.

Tabla 22: Cálculo de esfuerzos y flechas para el conductor AAAC1000

HIPOTESIS	I		II		III		IV		V	
	EDS		SOLO HIELO		SOLO VIENTO		VIENTO Y HIELO		MAXIMA TEMPERATURA	
Temperatura (°C)	25,6		0		10		5		65	
Presión Viento (kg/m2)	0		0		42,24		12,25		0	
Espesor Hielo (mm)	0		0		0		0		0	
UTS (%) FINAL	18		60		60		60		18	
Peso resultante (kg/m)	1,397		1,397		1,865		1,442		1,397	
Vano	Tiro	Flecha	Tiro	Flecha	Tiro	Flecha	Tiro	Flecha	Tiro	Flecha
m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m
150	2689,92	1,46	4015,64	0,98	3703,84	1,42	3750,61	1,08	1541,66	2,55
175	2689,92	1,99	3895,64	1,37	3693,25	1,93	3657,59	1,51	1661,75	3,22
200	2689,92	2,60	3774,32	1,85	3683,21	2,53	3565,81	2,02	1766,27	3,95
225	2689,92	3,29	3656,71	2,42	3673,96	3,21	3478,77	2,62	1857,61	4,76
250	2689,92	4,06	3546,69	3,08	3665,57	3,97	3398,82	3,31	1937,69	5,63
275	2689,92	4,91	3446,72	3,83	3658,07	4,82	3327,10	4,10	2008,13	6,58
300	2689,92	5,84	3357,87	4,68	3651,41	5,75	3263,87	4,97	2070,24	7,59
325	2689,92	6,86	3280,10	5,62	3645,52	6,75	3208,73	5,93	2125,16	8,68
350	2689,92	7,95	3212,70	6,66	3640,33	7,84	3118,37	7,08	2173,84	9,84
375	2689,92	9,13	3154,58	7,78	3635,76	9,02	3119,68	8,13	2217,11	11,08
400	2689,92	10,39	3104,56	9,00	3631,74	10,27	3084,04	9,35	2255,66	12,39
425	2689,92	11,73	3061,49	10,30	3628,18	11,61	3053,21	10,66	2290,10	13,77
450	2689,92	13,15	3024,32	11,69	3625,04	13,02	3026,48	12,06	2320,94	15,24
475	2689,92	14,65	2992,14	13,17	3622,25	14,52	3003,22	13,54	2348,62	16,78
500	2689,92	16,23	2964,16	14,73	3619,78	16,10	2982,91	15,11	2373,53	18,39
525	2689,92	17,89	2939,75	16,37	3617,57	17,76	2965,10	16,76	2396,00	20,09
550	2689,92	19,64	2918,35	18,10	3615,60	19,50	2949,42	18,49	2416,32	21,86
575	2689,92	21,46	2899,51	19,91	3613,83	21,33	2935,56	20,30	2434,74	23,71
600	2689,92	23,37	2882,85	21,81	3612,25	23,23	2923,27	22,20	2451,46	25,64
625	2689,92	25,36	2868,06	23,78	3610,82	25,22	2912,31	24,18	2466,69	27,65
650	2689,92	27,43	2854,88	25,84	3609,52	27,29	2902,51	26,24	2480,58	29,74
675	2689,92	29,58	2843,09	27,98	3608,35	29,44	2893,72	28,38	2493,28	31,91
700	2689,92	31,81	2832,51	30,21	3607,29	31,67	2885,81	30,61	2504,91	34,16
725	2689,92	34,12	2822,97	32,51	3606,32	33,98	2878,66	32,91	2515,59	36,49
750	2689,92	36,52	2814,35	34,90	3605,43	36,37	2872,19	35,30	2525,41	38,90

Fuente: Elaboración propia

Tabla 23: Tabla de flechado entre la Torre 21 y Torre 22

Vano (m)	169,1	
Peso resultante (kg/m)	1,397	
Temperatura	Tiro	Flecha
°C	kg	m
8	3496,99	1,43
10	3395,37	1,47
12	3296,06	1,51
14	3199,18	1,56
16	3104,83	1,61
18	3013,11	1,66
20	2924,11	1,71
22	2837,89	1,76
24	2754,53	1,81
26	2674,06	1,87
28	2596,51	1,92
30	2521,91	1,98
32	2450,23	2,04
34	2381,47	2,10
36	2315,58	2,16

Fuente: Elaboración propia

Tabla 24: Tabla de flechado entre la Torre 22 y Torre 23

Vano (m)	640,5	
Peso resultante (kg/m)	1,397	
Temperatura	Tiro	Flecha
°C	kg	m
8	2803,59	25,55
10	2790,01	25,68
12	2776,62	25,80
14	2763,39	25,92
16	2750,33	26,05
18	2737,44	26,17
20	2724,72	26,29
22	2712,15	26,41
24	2699,74	26,54
26	2687,48	26,66
28	2675,37	26,78
30	2663,42	26,90
32	2651,60	27,02
34	2639,93	27,14
36	2628,40	27,26

Fuente: Elaboración propia

3.16 Coordinación Conductor De Fase Y Cable Guarda

Con la finalidad de determinar en forma adecuada la separación entre los conductores de las fases superiores y los cables de guarda a lo largo de los vanos de la línea, se efectúa la coordinación de tensiones mecánicas, que implica necesariamente una coordinación de flechas entre conductor de fase y cables de guarda. Para esto la practica establece que la flecha del cable de guarda será igual al 90% de la flecha del conductor, calculado en condiciones EDS final.

En la línea de transmisión, se ha previsto para el conductor un esfuerzo unitario EDS en condición final igual al 18% de su tiro de rotura (UTS).

Con las condiciones descritas y las características físicas del conductor y de los cables de guarda tipo OPGW y EHS se efectúa la coordinación de flechas y tensiones.

Tabla 25: Características del conductor de fase

Tipo	AAAC1000
Sección Total (Sc)	507,74
Peso Unitario (Wc)	1,397
Tiro de Rotura (Tc)	14944
Tiro EDS final (Toc)	2689,92

Fuente: Elaboración propia

Tabla 26: Características de los cables de guarda

Tipo	OPGW	EHS
Sección Total (Scg)	88	51,097
Peso Unitario (Wcg)	0,375	0,4061
Tiro de Rotura (Tcg)	5463,81	6982,94
Tiro EDS final (Tocg)	-	-

Fuente: Elaboración propia

Las flechas del conductor de fase y cables de guarda se determinan mediante las siguientes expresiones.

Flecha del conductor (f_c) y del cable de guarda (f_{cg}):

$$f_c = \frac{a^2 * W_c}{8 * T_{oc}} ; f_{cg} = \frac{a^2 * W_{cg}}{8 * T_{ocg}}$$

Donde:

- a : Vano en metros
- f_c : Flecha del conductor
- f_{cg} : Flecha del cable de guarda

La relación entre ambas flechas debe ser:

$$f_{cg} = 0.9 * f_c$$

Reemplazando tenemos:

$$\frac{a^2 * W_{cg}}{8 * T_{ocg}} = 0.9 * \frac{a^2 * W_c}{8 * T_{oc}}$$

De donde el tiro EDS del cable de guarda es igual a:

$$T_{ocg} = T_{oc} * \frac{W_{cg}}{0.90 * W_c}$$

De donde tenemos que:

OPGW: $T_{ocg} = 802.29 \text{ kg}$ (14.68%)

EHS: $T_{ocg} = 868.83 \text{ kg}$ (12.44%)

De la coordinación con el conductor de la línea de transmisión con el cable de guarda, resultan los siguientes tensados:

Tabla 27: Resultados coordinación cable de guarda

Tipo	EDS final
AAAC1000	18%
OPGW	14,68%
EHS	12,44%

Fuente: Elaboración propia

3.17 Hipótesis de Carga Para el Cable EHS

Las hipótesis de carga para el cable de guarda tipo EHS, son las siguientes:

3.16.1 Hipótesis 1: Tensión de cada día (EDS)

- ❖ Presión de viento promedio de 0 kg/m²
- ❖ Temperatura media de 25.6 °C.
- ❖ Esfuerzo unitario final EDS, 12.44% de la CR del cable

3.16.2 Hipótesis 2: Estado de mínima temperatura (Solo Hielo)

Esta verifica la resistencia de las estructuras en caso de rotura del cable de guarda.

- ❖ Presión de viento promedio de 0 kg/m²
- ❖ Temperatura mínima de 0 °C.
- ❖ Esfuerzo final, 23% de la CR

3.16.3 Hipótesis 3: Estado de máxima carga mecánica (Solo Viento)

- ❖ Presión de viento máximo de 42.24 kg/m² (a 26 m/s)
- ❖ Temperatura mínima de 10 °C.
- ❖ Esfuerzo final, 23% de la CR.

3.16.4 Hipótesis 4: Estado combinado (Viento + Hielo)

- ❖ Presión de viento máximo de 12.25 kg/m² (a 14 m/s)
- ❖ Temperatura mínima de 5 °C.
- ❖ Esfuerzo final, 23% de la CR

3.16.5 Hipótesis 5: Estado de máxima temperatura o máxima flecha

- ❖ Presión de viento máximo de 0 kg/m²
- ❖ Temperatura máxima de 30 °C.
- ❖ Esfuerzo final, 12.44% de la CR

En la Tabla 28, se muestra de manera resumida las hipótesis planteadas:

Tabla 28: Cuadro resumen de las hipótesis del cable EHS

ITEM	HIPOTESIS	TEMPERATURA (°C)	PRESIÓN VIENTO (kg/m ²)	ESPESOR HIELO (mm)	UTS (%) FINAL
1	EDS	25,6	0	0	12.44
2	Solo Hielo	0	0	0	23
3	Solo Viento	10	42.24	0	23
4	Viento + Hielo	5	12.25	0	23
5	T Max	30	0	0	12.44

Fuente: Elaboración propia

3.18 Cargas del Cable EHS

El cable EHS, también se encuentra bajo la influencia de dos cargas meteorológicas, como son las cargas de hielo y viento, y estas se aplicarán tomando en cuenta la Regla 250.A.1 del CNES 2011.

3.17.1 Carga debida al Viento

En base a las hipótesis consideradas en el apartado 6.7, esto solo se aplicará para las hipótesis III y IV, y se calculará como sigue:

Para la hipótesis III:

$$P_v = \frac{0.613 \times 26^2 \times 1}{9.81} = 42.241 \text{ kg/m}^2$$

$$W_v = 42.241 * \frac{9.144}{1000} = 0.386 \text{ kg/m}$$

Para la hipótesis IV:

$$Pv = \frac{0.613 \times 14^2 \times 1}{9.81} = 12.248 \text{ kg/m}^2$$

$$Wv = 12.248 * \frac{9.144}{1000} = 0.112 \text{ kg/m}$$

3.17.2 Carga de hielo

Tomando como referencia lo indicado en el ítem 3.13.2.2, se considerará nulo los efectos por carga de hielo para el cable EHS.

3.17.3 Carga resultante

La carga resultante se genera debido a la interacción por parte de las cargas de hielo y viento según el área de estudio, para nuestro caso la estaremos desarrollando para las hipótesis III y IV.

Para la hipótesis III:

Peso unitario del cable: $Wc = 0.4061 \text{ kg/m}$

Carga por viento: $Wv = 0.386 \text{ kg/m}$

Carga resultante: $Wr = 0.560 \text{ kg/m}$

Para la hipótesis IV:

Peso unitario del cable: $Wc = 0.4061 \text{ kg/m}$

Carga por viento: $Wv = 0.112 \text{ kg/m}$

Carga resultante: $Wr = 0.421 \text{ kg/m}$

3.19 Esfuerzos y Flechas del Cable EHS

Los resultados para el cable EHS, se muestran en la tabla 29.

Tabla 29: Cálculo de esfuerzos y flechas del cable EHS

Hipótesis	I		II		III		IV		V	
	EDS		Solo Hielo		Solo Viento		Viento Y Hielo		Máxima Temperatura	
Temperatura (°C)	25.6		0		10		5		30	
Presión Viento (kg/m ²)	0		0		42.24		12.25		0	
Espesor Hielo (mm)	0		0		0		0		0	
UTS (%) FINAL	12.44		23		23		23		12.44	
Peso resultante (kg/m)	0.4061		0.4061		0.560		0.421		0.4061	
Vano	Tiro	Flecha	Tiro	Flecha	Tiro	Flecha	Tiro	Flecha	Tiro	Flecha
m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m
150	868.68	1.31	1081.36	1.06	1084.42	1.45	1045.40	1.13	835.87	1.37
175	868.68	1.79	1062.40	1.46	1094.31	1.96	1032.25	1.56	839.24	1.85
200	868.68	2.34	1043.71	1.95	1103.64	2.54	1019.48	2.07	842.34	2.41
225	868.68	2.96	1025.91	2.50	1112.28	3.19	1007.47	2.65	845.13	3.04
250	868.68	3.65	1009.43	3.14	1120.16	3.91	996.44	3.30	847.61	3.74
275	868.68	4.42	994.50	3.86	1127.29	4.70	986.50	4.04	849.81	4.52
300	868.68	5.26	981.16	4.66	1133.70	5.56	977.64	4.85	851.73	5.36
325	868.68	6.17	969.36	5.53	1139.45	6.49	969.81	5.74	853.42	6.28
350	868.68	7.16	959.00	6.48	1144.58	7.50	962.91	6.70	854.90	7.27
375	868.68	8.22	949.93	7.51	1149.20	8.57	956.88	7.74	856.20	8.34
400	868.68	9.35	941.99	8.62	1153.31	9.72	951.58	8.85	857.34	9.47
425	868.68	10.56	935.05	9.81	1156.99	10.94	946.92	10.04	858.35	10.68
450	868.68	11.83	928.96	11.07	1160.29	12.23	942.83	11.31	859.23	11.96
475	868.68	13.18	923.61	12.40	1163.25	13.59	939.22	12.65	860.02	13.32
500	868.68	14.61	918.90	13.81	1165.91	15.02	936.02	14.06	860.72	14.74
525	868.68	16.11	914.73	15.30	1168.31	16.53	933.19	15.55	861.34	16.24
550	868.68	17.68	911.04	16.86	1170.47	18.11	930.67	17.12	861.89	17.82
575	868.68	19.32	907.76	18.49	1172.43	19.76	928.43	18.75	862.39	19.46
600	868.68	21.04	904.83	20.20	1174.20	21.48	926.42	20.46	862.84	21.18
625	868.68	22.83	902.20	21.98	1175.81	23.27	924.61	22.25	863.24	22.97
650	868.68	24.69	899.85	23.83	1177.28	25.14	922.99	24.10	863.61	24.83
675	868.68	26.63	897.72	25.76	1178.62	27.08	921.52	26.04	863.94	26.77
700	868.68	28.63	895.80	27.77	1179.84	29.10	920.19	28.04	864.24	28.78
725	868.68	30.72	894.06	29.84	1180.96	31.18	918.99	30.12	864.51	30.86
750	868.68	32.87	892.48	31.99	1181.99	33.34	917.89	32.27	864.76	33.02

Fuente: Elaboración propia

Tabla 30: Tabla de flechado del cable EHS, entre la Torre 21 y Torre 22.

Vano (m)	169.1	
Peso resultante (kg/m)	0.406	
Temperatura	Tiro	Flecha
°C	kg	m
8	1001.11	1.45
10	985.18	1.47
12	969.46	1.50
14	953.97	1.52
16	938.70	1.55
18	923.66	1.57
20	908.86	1.60
22	894.29	1.62
24	879.96	1.65
26	865.88	1.68
28	852.05	1.70
30	838.47	1.73
32	825.14	1.76
34	812.06	1.79
36	799.24	1.82

Fuente: Elaboración propia

Tabla 31: Tabla de flechado del cable EHS, entre la Torre 22 y Torre 23.

Vano (m)	640.5	
Peso resultante (kg/m)	0.406	
Temperatura	Tiro	Flecha
°C	kg	m
8	890.37	23.39
10	887.83	23.46
12	885.31	23.52
14	882.81	23.59
16	880.33	23.66
18	877.87	23.72
20	875.43	23.79
22	873.00	23.85
24	870.59	23.92
26	868.20	23.99
28	865.83	24.05
30	863.47	24.12
32	861.13	24.18
34	858.81	24.25
36	856.51	24.31

Fuente: Elaboración propia

3.20 Hipótesis de Carga Para el Cable OPGW

Las hipótesis de carga para el cable OPGW, son las siguientes:

3.19.1 Hipótesis 1: Tensión de cada día (EDS)

- ❖ Presión de viento promedio de 0 kg/m²
- ❖ Temperatura media de 25.6 °C.
- ❖ Esfuerzo unitario final EDS, 14.68% de la CR del cable

3.19.2 Hipótesis 2: Estado de mínima temperatura (Solo Hielo)

Esta verifica la resistencia de las estructuras en caso de rotura del cable de guarda.

- ❖ Presión de viento promedio de 0 kg/m²
- ❖ Temperatura mínima de 0 °C.
- ❖ Esfuerzo final, 25% de la CR

3.19.3 Hipótesis 3: Estado de máxima carga mecánica (Solo Viento)

- ❖ Presión de viento máximo de 42.24 kg/m² (a 26 m/s)
- ❖ Temperatura mínima de 10 °C.
- ❖ Esfuerzo final, 25% de la CR.

3.19.4 Hipótesis 4: Estado combinado (Viento + Hielo)

- ❖ Presión de viento máximo de 12.25 kg/m² (a 14 m/s)
- ❖ Temperatura mínima de 5 °C.
- ❖ Esfuerzo final, 25% de la CR

3.19.5 Hipótesis 5: Estado de máxima temperatura o máxima flecha

- ❖ Presión de viento máximo de 0 kg/m²
- ❖ Temperatura máxima de 30 °C.

- ❖ Esfuerzo final, 12.44% de la CR

En la tabla 32, se muestra de manera resumida las hipótesis planteadas:

Tabla 32: Cuadro resumen de las hipótesis del cable OPGW

Ítem	Hipótesis	Temperatura (°C)	Presión Viento (Kg/M2)	Espesor Hielo (Mm)	UTS (%) Final
1	EDS	25,6	0	0	14.68
2	Solo Hielo	0	0	0	25
3	Solo Viento	10	42.24	0	25
4	Viento + Hielo	5	12.25	0	25
5	T Max	30	0	0	14.68

Fuente: Elaboración propia

3.21 Cargas del Cable OPGW

El cable OPGW, se encuentra bajo la influencia de dos cargas meteorológicas, como son las cargas de hielo y viento, y estas se aplicarán tomando en cuenta la Regla 250.A.1 del CNES 2011.

3.20.1 Carga debida al Viento

En base a las hipótesis consideradas en el apartado 6.10, esto solo se aplicará para las hipótesis III y IV, y se calculará como sigue:

Para la hipótesis III:

$$P_v = \frac{0.613 \times 26^2 \times 1}{9.81} = 42.241 \text{ kg/m}^2$$

$$W_v = 42.241 * \frac{12.5}{1000} = 0.528 \text{ kg/m}$$

Para la hipótesis IV:

$$P_v = \frac{0.613 \times 14^2 \times 1}{9.81} = 12.248 \text{ kg/m}^2$$

$$W_v = 12.248 * \frac{12.5}{1000} = 0.153 \text{ kg/m}$$

3.20.2 Carga de hielo

Tomando como referencia lo indicado en el ítem 3.13.2.2, se considerará nulo los efectos por carga de hielo para el cable OPGW.

3.20.3 Carga resultante

La carga resultante se genera debido a la interacción por parte de las cargas de hielo y viento según el área de estudio, para nuestro caso la estaremos desarrollando para las hipótesis III y IV.

Para la hipótesis III:

Peso unitario del cable: $W_c = 0.375 \text{ kg/m}$

Carga por viento: $W_v = 0.528 \text{ kg/m}$

Carga resultante: $W_r = 0.648 \text{ kg/m}$

Para la hipótesis IV:

Peso unitario del cable: $W_c = 0.375 \text{ kg/m}$

Carga por viento: $W_v = 0.153 \text{ kg/m}$

Carga resultante: $W_r = 0.405 \text{ kg/m}$

3.22 Esfuerzos y Flechas del Cable OPGW

Los resultados para el cable OPGW, se muestran en la tabla 33.

Tabla 33: Cálculo de esfuerzos y flechas del cable OPGW

Hipótesis	I		II		III		IV		V	
	EDS		Solo Hielo		Solo Viento		Viento Y Hielo		Máxima Temperatura	
Temperatura (°C)	25.6		0		10		5		30	
Presión Viento (kg/m ²)	0		0		42.24		12.25		0	
Espesor Hielo (mm)	0		0		0		0		0	
UTS (%) FINAL	14.68		25		25		25		14.68	
Peso resultante (kg/m)	0.375		0.375		0.648		0.405		0.375	
Vano	Tiro	Flecha	Tiro	Flecha	Tiro	Flecha	Tiro	Flecha	Tiro	Flecha
m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m
150	802.09	1.31	1098.93	0.96	1123.86	1.62	1050.74	1.08	757.98	1.39
175	802.09	1.79	1075.07	1.34	1144.04	2.17	1035.34	1.50	762.44	1.88
200	802.09	2.34	1050.80	1.78	1163.17	2.78	1020.04	1.99	766.55	2.45
225	802.09	2.96	1027.02	2.31	1181.01	3.47	1005.35	2.55	770.26	3.08
250	802.09	3.65	1004.44	2.92	1197.48	4.23	991.63	3.19	773.56	3.79
275	802.09	4.42	983.54	3.60	1212.56	5.05	979.05	3.91	776.48	4.57
300	802.09	5.26	964.56	4.37	1226.31	5.94	967.71	4.71	779.05	5.42
325	802.09	6.17	947.58	5.23	1238.81	6.90	957.58	5.58	781.32	6.34
350	802.09	7.16	932.55	6.16	1250.16	7.93	948.59	6.54	783.30	7.33
375	802.09	8.22	919.31	7.17	1260.45	9.03	938.34	7.59	785.05	8.40
400	802.09	9.35	907.70	8.26	1269.77	10.20	933.66	8.68	786.59	9.53
425	802.09	10.56	897.53	9.43	1278.23	11.44	927.49	9.86	787.95	10.75
450	802.09	11.83	888.62	10.68	1285.90	12.75	922.05	11.12	789.15	12.03
475	802.09	13.19	880.79	12.01	1292.87	14.13	917.25	12.45	790.21	13.38
500	802.09	14.61	873.91	13.41	1299.21	15.58	912.99	13.86	791.16	14.81
525	802.09	16.11	867.84	14.89	1304.98	17.10	909.22	15.35	792.00	16.31
550	802.09	17.68	862.47	16.44	1310.24	18.69	905.85	16.91	792.76	17.89
575	802.09	19.32	857.70	18.07	1315.04	20.35	902.85	18.54	793.44	19.53
600	802.09	21.04	853.46	19.77	1319.44	22.09	900.17	20.25	794.05	21.25
625	802.09	22.83	849.66	21.55	1323.46	23.89	897.75	22.03	794.60	23.04
650	802.09	24.69	846.26	23.40	1327.15	25.77	895.58	23.89	795.10	24.91
675	802.09	26.63	843.20	25.33	1330.54	27.72	893.62	25.81	795.55	26.85
700	802.09	28.64	840.44	27.33	1333.66	29.74	891.84	27.82	795.96	28.86
725	802.09	30.72	837.95	29.40	1336.54	31.84	890.23	29.89	796.34	30.94
750	802.09	32.87	835.68	31.55	1339.19	34.00	888.76	32.04	796.68	33.10

Fuente: Elaboración propia

Tabla 34: Tabla de flechado del cable OPGW, entre la Torre 21 y Torre 22.

Vano (m)	169.1	
Peso resultante (kg/m)	0.375	
Temperatura	Tiro	Flecha
°C	kg	m
8	986.87	1.36
10	964.26	1.39
12	942.03	1.42
14	920.20	1.46
16	898.77	1.49
18	877.77	1.53
20	857.21	1.56
22	837.10	1.60
24	817.46	1.64
26	798.29	1.68
28	779.61	1.72
30	761.42	1.76
32	743.73	1.80
34	726.54	1.84
36	709.86	1.89

Fuente: Elaboración propia

Tabla 35: Tabla de flechado del cable OPGW, entre la Torre 22 y Torre 23.

Vano (m)	640.5	
Peso resultante (kg/m)	0.375	
Temperatura	Tiro	Flecha
°C	kg	m
8	832.60	23.10
10	828.97	23.20
12	825.39	23.30
14	821.85	23.40
16	818.35	23.50
18	814.89	23.60
20	811.47	23.70
22	808.09	23.80
24	804.74	23.90
26	801.43	23.99
28	798.15	24.09
30	794.91	24.19
32	791.71	24.29
34	788.54	24.39
36	785.40	24.48

Fuente: Elaboración propia

3.23 Cálculo de aisladores

Se determinará la cantidad de aisladores y la carga de ruptura mediante el cálculo mecánico y eléctrico para la selección del aislador.

3.20.4 Cálculo mecánico

Tomando en cuenta la máxima carga del conductor para un vano de 650m, tenemos un valor de 3609.52 kg como se observa en la tabla 22, y para un factor de seguridad de 2 tenemos lo siguiente:

$$T_{ruptura_ais} = f \cdot s \cdot W_{total_cond}$$

$$T_{ruptura_ais} = 2.5 \cdot 3609.52 \cdot 0.01 \text{ kN}$$

$$T_{ruptura_ais} = 90.2 \text{ kN}$$

A partir de ello, consideramos que la carga de falla mecánica del aislador debe ser mucho mayor, por ello seleccionamos uno de 120 kN, de acuerdo al estándar presentado en el anexo 2.

3.20.5 Cálculo eléctrico

Para el cálculo de la cantidad de aisladores tenemos la siguiente formula:

$$n = \frac{U_{max} \cdot l_e}{l_{fu}}$$

De donde consideramos lo siguiente:

$$U_{max} = 145 \text{ kV}$$

$$l_e = 25 \text{ mm/kV (Línea de fuga unitaria por la zona)}$$

$$l_{fu} = 450 \text{ mm (Distancia de fuga nominal -Anexo 2)}$$

Por lo tanto, tenemos:

$$n = 8.06$$

De donde consideraremos el valor entero:

$$n = 9$$

Por lo tanto, de los cálculos desarrollado se muestra la tabla 36:

Tabla 36: Características del aislador.

Tipo	Carga de Rotura (kN)	Diámetro nominal (mm)	Distancia de fuga (mm)	Longitud del aislador (mm)	Numero de aisladores	Distancia de fuga total de la cadena (mm)
Anclaje	120	280	450	146	9	4050

Nota: Los datos se han considerado del anexo 1.

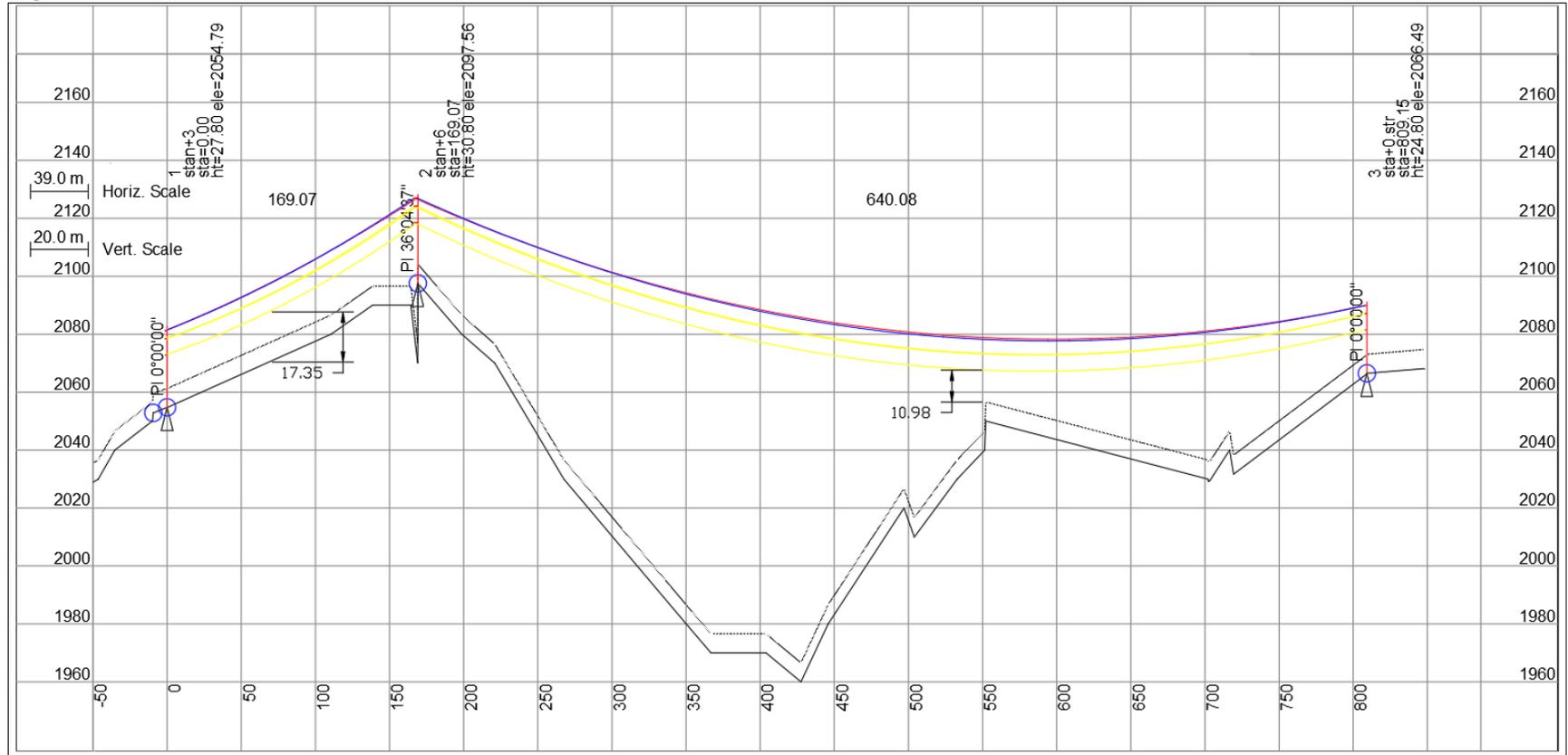
Fuente: Elaboración propia

3.24 Perfil del tramo de línea propuesto

La ubicación de las estructuras a lo largo de la variante de la línea de transmisión de 138 kV *La Virgen – Caripa* se presenta en la figura 27. Este diseño fue realizado utilizando el programa especializado PLS-CADD, que posiciona las catenarias de acuerdo con los parámetros de ubicación de cada vano regulador. Dichos parámetros se calculan considerando el comportamiento del conductor en el escenario de temperatura máxima de operación, para el cual se ingresaron los siguientes datos:

- Características del conductor de fase AAAC 1000 MCM 507mm².
- Características de los cables de guarda y de fibra óptica tipo OPGW y tipo EHS.
- Hipótesis de carga para los conductores y cables de guarda.
- Distancias de seguridad del terreno 6.6 m (tabla 232-1a, CNES-2011)

Figura 27: Perfil del tramo de línea para la ubicación propuesta de la torre N.º 22



Fuente: Elaboración propia

3.23.2.3 Hipótesis C: Máxima temperatura

- Presión de viento nulo, 0 kg/m².
- Temperatura, 65°C.

3.23.2.4 Hipótesis D: Viento máximo transversal

- Presión de viento máximo transversal al eje de la línea, sobre conductores, cables de guarda y aisladores, 42,24 kg/m².
- Temperatura, 20°C.

3.23.2.5 Hipótesis E: Rotura del conductor

- Se considera una reducción de tiro longitudinal remanente en el conductor por efecto del desplazamiento de la cadena de aisladores del 100%.
- Temperatura media.
- Presión de viento nulo, 0 kg/m²

3.23.2.6 Hipótesis F: Sobrecarga vertical

- Temperatura media, 25,6°C.
- Presión de viento nulo, 0 kg/m².
- La carga vertical será igual a la componente vertical del tiro de montaje a un ángulo de 60°, más el vano peso reducido al 75%, más el peso de aisladores y herrajes, más 255 kg por peso de operarios más herramientas.
- La carga transversal debido a la tensión del conductor se incrementará en un 15% debido al jalado del winche por un lado al pasar el conductor por la roldana.
- La carga longitudinal se reducirá al 15% del tiro remanente debido a la diferencia de tiros.

3.23.2.7 Hipótesis G: Rotura del cable guarda OPGW

- Rotura del cable de guarda de fibra óptica; en donde no se considera reducción de tiro longitudinal remanente en el cable de fibra óptica.
- Conductores de fase y cable de guarda de OPGW.
- Temperatura media.
- Presión de viento nulo, 0 kg/m².

El diagrama de cargas para las estructuras que se presentan está en relación a las prestaciones de las torres, la configuración de la estructura y los factores de sobrecarga de la sección 25 del CNES-2011.

Tabla 37: Cargas de las estructuras sin factorar.

Cargas en Kg para Estructuras de Anclaje Tipo Aa30 sin Factor de Sobrecarga																
HIPOTESIS		CABLES DE GUARDA						CONDUCTOR AAAC (Kg)								
		EHS (Kg)			OPGW (Kg)			V3			V4			V5		
N°	CONDICIÓN	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4	V5	T5	L5
A	MÍNIMA TEMPERATURA	465	560	140	410	515	115	1810	2015,2	890	1810	2020	890	1810	2015,2	890
B	MÍNIMA TEMPERATURA Y VIENTO	440	600	100	406,67	580	60	1760	2110	665	1760	2115	665	1760	2110	665
C	MÁXIMA TEMPERATURA	356,67	430,3	145	326,67	390,91	130,3	1296,7	1280	720	1296,7	1285	720	1296,7	1280	720
D	VIENTO MÁXIMO	463,33	795	60	440	860	190	1786,7	2685	60	1790	2690	60	1786,7	2685	60
E	ROTURA DE CONDUCTOR	413,33	515	35	380	470	30	930	900	2760	1603,3	1730	220	1603,3	1725	220
F	SOBRECARGA VERTICAL	553,33	515	35	510	470	30	2076,7	1725	220	2076,7	1730	220	2076,7	1725	220
G	ROTURA OPGW	413,33	515	35	156,67	230	710	1603,3	1725	220	1603,3	1730	220	1603,3	1725	220

Fuente: Elaboración propia

Tabla 38: Cargas de las estructuras factoradas.

Cargas en Kg para Estructuras de Anclaje Tipo Aa30 con Factor de Sobrecarga																
Hipótesis		Cables De Guarda						Conductor AAAC								
		EHS			OPGW											
N°	Condición	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4	V5	T5	L5
A	MÍNIMA TEMPERATURA	670	925	235	615	850	185	2715	3325	1470	2720	3330	1470	2715	3325	1470
B	MÍNIMA TEMPERATURA Y VIENTO	660	1030	175	610	1010	110	2640	3615	1115	2640	3620	1115	2640	3615	1115
C	MÁXIMA TEMPERATURA	535	710	235	490	645	215	1945	2115	1190	1945	2120	1190	1945	2115	1190
D	VIENTO MÁXIMO	695	1445	75	660	1590	280	2680	4875	180	2685	4880	180	2680	4875	180
E	ROTURA DE CONDUCTOR	620	515	35	570	470	30	1395	900	2760	2405	1730	220	2405	1725	220
F	SOBRECARGA VERTICAL	830	850	60	765	780	50	3115	2850	365	3115	2855	365	3115	2850	365
G	ROTURA OPGW	620	515	35	235	230	710	2405	1725	220	2405	1730	220	2405	1725	220

Fuente: Elaboración propia

En el anexo 3, se muestra el árbol de cargas factoradas consideradas para el diseño de las torres, así como también la simulación de esfuerzos y el reporte de cargas del PLSCADD.

3.26 Sistema de Puesta a Tierra

Las líneas eléctricas de transmisión se encuentran expuestas a descargas atmosféricas debido a los lugares en los que se encuentran emplazadas y para evitar que estas ocasionen sobre voltajes que superen los niveles de aislamiento es necesario que este tipo de perturbaciones sean descargadas a tierra por medio de estructuras metálicas de acero y las conexiones de puesta a tierra de las mismas.

3.24.1 Tipo de sistema de puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra a utilizar serán del tipo contrapeso horizontal; los contrapesos serán enterrados a una profundidad de 0,60 m en terrenos propicios para su instalación y estarán conformados por conductores de copperweld 7 N° 10 AWG de 36.83 mm² de sección, la información se obtiene del Anexo 5.

Las características de este conductor son las siguientes:

- Sección total : 36,83 mm²
- Diámetro exterior : 7,77 mm
- Peso unitario : 0,3031 kg/m
- Carga de rotura mínima : 31,68 kN (3 230 kg)
- Conductividad : 40 % IACS

3.24.2 Configuración PAT-4C

Esta configuración estará compuesta por dos contrapesos horizontales, con longitud de conductor variable de 30 hasta 140 metros, y se utilizará en zonas rurales no transitadas.

La resistencia de puesta a tierra para estas estructuras es igual a 25 Ω.

3.24.2.1 Resistencia de PAT de un contrapeso horizontal. La resistencia de puesta a tierra de un contrapeso enterrado horizontalmente una profundidad “p”, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$R_l = \frac{\rho}{\pi L} \left[\ln \left(\frac{2L}{\sqrt{4rp}} \right) - 1 \right]$$

Donde:

- R= Resistencia en ohmios.
- ρ = Resistividad del terreno (1 Ω-m)
- L=30, 40, 60, 90, 100 y 140m, longitud total del conductor.
- r=0.00389 m, radio del conductor
- p=0.60 m, profundidad de enterramiento del conductor

Reemplazando, para las diferentes longitudes de contrapeso, se obtiene los valores de la tabla 39:

Tabla 39: Resistencia de puesta a tierra

Longitud (m)	Resistencia del contrapeso horizontal $R_L(\Omega)$
30	0,0576
40	0,0455
60	0,0325
90	0,0231
100	0,0211
140	0,0159

Fuente: Elaboración propia

3.24.2.2 Resistencia de PAT configuración “PAT-4C”. La resistividad del suelo para la configuración de puesta a tierra tipo “PAT-4C”, se muestra en la tabla 40:

Tabla 40: Resistencia de puesta a tierra de un contrapeso horizontal

Tipo de Puesta a Tierra	Resistencia de SPAT (Ω)	Longitud del contrapeso (m)	Disposición (m)	Resistividad del Suelo (Ω -m)
R4C100	25	100	4X25	[0-1184.83]

Fuente: Proporcionado por la empresa central hidroeléctrica

La configuración de puesta a tierra, se podrá utilizar para resistividades del suelo hasta a 1184,83 Ω -m, para obtener una resistencia de puesta a tierra igual a 25 Ω , tal como se muestra en la tabla 40, donde se presenten resistividades del terreno mayores, se deben adicionar tierra superficial (Cemento Conductivo) para lograr la resistencia de puesta a tierra solicitada.

3.27 Diseño de la Cimentación propuesta

El tipo de cimentación considerado es la cimentación tipo grilla, debido a la poca cantidad de materiales necesarios para su instalación, así como al bajo costo y la facilidad de montaje, de acuerdo con las recomendaciones del “IEEE Guide for Transmission Structure Foundation Design and Testing-691”.

Primero, se determinarán las reacciones y momentos transmitidos en cada pata de la torre como un problema estáticamente determinado, tanto en la dirección longitudinal como en la transversal. De ambos análisis se considerará el que produzca mayores efectos, obteniendo así las cargas axiales en cada dirección por pata y el momento desestabilizador para la torre. A continuación, se detalla el cuadro de cálculo de dichos valores:

Tabla 41: Cálculo de esfuerzos para el diseño de cimentación.

CALCULO DE LOS ESFUERZOS PARA DISEÑO DE CIMENTACIONES DE TORRES																		
PROYECTO L/ST :	VARIANTE T22					TORRE TIPO:	AA30											
OBRA:	CIMENTACION DE TORRES					TORRE NUMERO:												
SECTOR:	SAN RAMON																	
ANALISIS DE HIPOTESIS DE CARGA																		
DATOS DE LA TORRE Y CARGAS																		
Cuerpo torre	12,00	m	Dist cruceta alta - punta torre	2,80	m	Peso torre (Aproximado)	6.000,0										kg	
Extensión de cuerpo	0,00	m	Altura de la torre	26,40	m	Peso Tot Conductor (Carga vert)	6.360										kg	
Pata	6,00	m	Dist entre patas en base de la Torre	4,35	m	Carga Vertical Total	12.360										kg	
Dist cruceta mas baja	18,00	m	Peso Hilo Guardia (Carg vert)	2	465	kg	Coeff de área de acción del viento	0,40										m ² /m de torre
Dist entre crucetas	5,60	m	Peso cond (Carg vert)	2	1.810	kg	Area equival de acción del viento	10,56										m ²
Dist cable guarda-punta torre	1,40	m	Peso cond (Carg vert)	1	1.810	kg												
FUERZAS																		
HIPOTESIS DE CARGA																		
	1ra	2da	3ra	4ta	HG	LONGITUDINAL			TRANSVERSAL									
						Viento	Cor Vx	1ra	2da	3ra	4ta	HG	Viento	Cor Vy				
						Presion	Carga						Presion	Carga				
1. MINIMA TEMPERATURA	890	1.780	0	0	255	0	0	2.925	2.015	4.035	0	0	1.075	0	0	7.125		
2. MIN TEMP+VIENTO MAX.	665	1.330	0	0	160	0	0	2.155	2.110	4.225	0	0	1.180	40	634	8.149		
3. MAX TEMPERATURA	720	1.440	0	0	275	0	0	2.435	1.280	2.565	0	0	821	0	0	4.666		
4. VIENTO MAX	60	120	0	0	250	0	0	430	2.685	5.375	0	0	1.655	40	634	10.349		
5. ROTURA DE CONDUCTOR	220	2.980	0	0	65	0	0	3.265	1.725	2.630	0	0	985	0	0	5.340		
6. SOBRECARGA VERTICAL	220	440	0	0	65	0	0	725	1.725	3.455	0	0	985	0	0	6.165		
7. ROTURA DE C. GUARDA	220	440	0	0	745	0	0	1.405	1.725	3.455	0	0	745	0	0	5.925		
ALTURA DE AMARRE	18,00	23,60	0,00	0,00	26,40	d=	11,88		18,00	23,60	0,00	0,00	26,40	d=	11,88			
MOMENTOS																		
						LONGITUDINAL Mx			TRANSVERSAL My									
						Mcar	Mvie	Mx					Mcar	Mvie	My			
1. MINIMA TEMPERATURA	16.020	42.008	0	0	6.732	64.760	0	64.760	36.273	95.230	0	0	28.380	159.882	0	159.882		
2. MIN TEMP+VIENTO MAX.	11.970	31.388	0	0	4.224	47.582	0	47.582	37.980	99.710	0	0	31.152	168.842	7.527	176.369		
3. MAX TEMPERATURA	12.960	33.984	0	0	7.268	54.212	0	54.212	23.040	60.534	0	0	21.680	105.254	0	105.254		
4. VIENTO MAX	1.080	2.832	0	0	6.600	10.512	0	10.512	48.330	126.850	0	0	43.692	218.872	7.527	226.399		
5. ROTURA DE CONDUCTOR	3.960	70.328	0	0	1.716	76.004	0	76.004	31.050	62.068	0	0	26.004	119.122	0	119.122		
6. SOBRECARGA VERTICAL	3.960	10.384	0	0	1.716	16.060	0	16.060	31.050	81.538	0	0	26.004	138.592	0	138.592		
7. ROTURA DE C. GUARDA	3.960	10.384	0	0	19.668	34.012	0	34.012	31.050	81.538	0	0	19.668	132.256	0	132.256		
HIPOTESIS CRITICA:	1A.- CARGA VERTICAL Y TRANSVERSAL MOMENTO MAXIMO =						226.399	kg - m	CORTANTE MAXIM							10.349	kg	
VALORES DE DISEÑO POR PATA																		
POR TORRE:						POR PATA:												
PESO DE LA TORRE	6.000					kg	NUMERO DE PATAS					4						
MOMENTO DE DISEÑO	226.399					kg-m	SEPARACION ENTRE PATAS TORRE					4,350						m
CARGAS VERTICALES DE DISEÑO	12.360					kg	CARGA VERTICAL POR PATA, (PAR DEL MOMENTO)					26,02						t
CORTANTE DE DISEÑO	10.349					kg	CARGA VERTICAL POR PATA					3,09						t
											CARGA DE COMPRES. POR PATA						29,11	t
											CARGA DE TRACCION POR PATA						22,93	t
											CORTANTE DE DISEÑO POR PATA						2,59	t
											PESO DE LA TORRE						6,00	t

Fuente: Elaboración propia

3.25.1 Verificación de la estabilidad

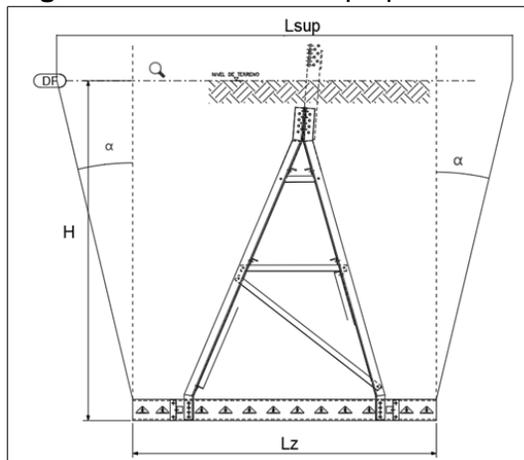
Dentro de los requerimientos mecánicos para el correcto funcionamiento de sus cimientos es verificar la estabilidad, esto lo realizaremos mediante la estabilidad de volteo y arrancamiento partiendo de los siguientes datos.

3.25.1.1 Características de la cimentación.

Datos de la figura 28:

- LZ = 2.5 m (Base cuadrada)
- H = 2.8 m
- D = 0.4 m (Altura suelo-cemento)
- WP = 500 kg (Peso aproximado)
- δ_s = 1.650 Tn/m³ (Peso específico del suelo)
- δ_{sc} = 1.750 Tn/ m³ (Peso específico del suelo-cemento)
- α = 22° (Angulo de arranque)

Figura 28: Cimentación tipo parrilla



Fuente: Elaboración propia

3.25.1.2 Verificación de volteo. Tenemos que verificar que se cumpla lo siguiente:

$$F_{sv} > 2$$

De donde:

- Fsv: factor de seguridad de volteo

Para ello calculamos, el momento del relleno del suelo:

$$M_{suelo} = (L_z^2 * (H - d) * \delta s + L_z^2 * d * \delta sc - w_p) * \frac{Lz}{2}$$

$$M_{suelo} = (2.5^2 * (2.8 - 0.4) * 1.65 + 2.5^2 * 0.4 * 1.75 - 0.5) * \frac{2.5}{2}$$

$$M_{suelo} = 35.46 \text{ Tn.m}$$

Ahora, calcularemos el momento generado por el peso de la parrilla

$$M_{parr} = W_p * \frac{Lz}{2} = 0.5 * \frac{2.5}{2}$$

$$M_{parr} = 0.625 \text{ Tn.m}$$

Ahora el momento de vuelco para el cimiento:

$$M_{vuel} = F_{ct} * H$$

$$M_{vuel} = 2.59 * 2.8$$

$$M_{vuel} = 7.244 \text{ Tn.m}$$

Finalmente calculamos el factor de seguridad de vuelco

$$F_{sv} = \frac{M_{suelo} + M_{parr} + \frac{Wt}{4} * \frac{Lz}{2}}{M_{vuel}} = 5.24$$

Como vemos es mayor que 2, por lo tanto, no presenta vuelco.

3.25.1.3 Verificación de arrancamiento. Se tiene que verificar que se cumpla lo siguiente:

$$F_{sarra} > 1.5$$

De donde:

- F_{sarra} : factor de seguridad de arrancamiento

Para ello calculamos las área superior e inferior de la cimentación.

$$A_1 = L_z^2 = 2.5^2 = 6.25 \text{ m}^2; \text{Área inferior}$$

$$A_2 = (L_z + 2 * (H - d) * \tan \alpha)^2 = 19.708 \text{ m}^2; \text{Área superior del cono}$$

$$V_c = \frac{(H-d)}{3} * (A_1 + A_2 + \sqrt{A_1 * A_2}) = 29.645 \text{ m}^3; \text{Volumen del cono}$$

$$W_c = V_c * \delta_s = 48.914 \text{ Tn}; \text{Peso del cono}$$

$$W_{sc} = L_z^2 * d * \delta_{sc} - W_p = 3.875 \text{ Tn}; \text{Peso del suelo cemento}$$

$$W_{rres} = W_c + W_{sc} = 52.789 \text{ Tn}$$

Ahora el factor de seguridad quedaría de la siguiente manera:

$$F_{sarra} = \frac{W_{rres}}{V_{trac}} = \frac{53.056}{19.40} = 2.3$$

No existiría arrancamiento en las condiciones dadas.

El diseño de cimentación se realiza en el anexo 4, mostrando los perfiles y el esfuerzo ultimo de las estructuras.

3.25.1.4 Verificación de la presión de contacto. Se realiza mediante la ecuación de VESIC:

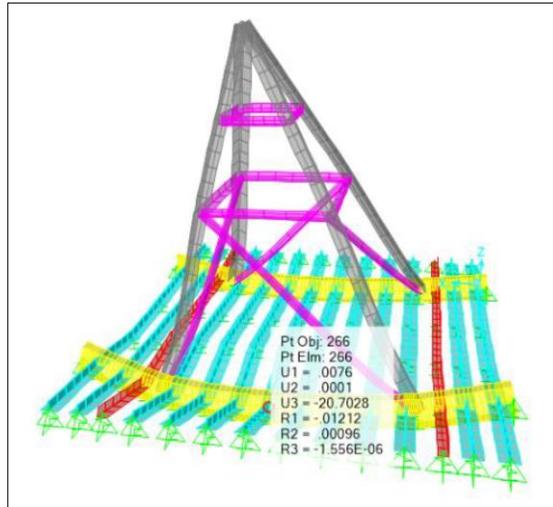
$$k = \frac{E}{b * (1 - \mu^2)} = \frac{120}{2.5 * (1 - 0.25^2)} = 0.512 \text{ kg/cm}^3$$

Los valores de E (120 kg/cm²) y μ (0.25) son valores estimados. Los módulos de reacción se aplican a las siguientes áreas de la figura 32:

$$k_{50 \times 10} = k * 50 \text{ cm} * 10 \text{ cm} = 256 \text{ kg/cm}$$

$$k_{25 \times 10} = k * 25 \text{ cm} * 10 \text{ cm} = 128 \text{ kg/cm}$$

Figura 29: Deformación de cimentación



Fuente: Elaboración propia

Tenemos que la deformación es 20.70 mm, por lo tanto, de la presión de contacto resulta:

$$q = \frac{k_{50 \times 10} * \delta_{max}}{50 \text{ cm} * 10 \text{ cm}} = \frac{256 * 20.7}{50 \text{ cm} * 10 \text{ cm}} = 10.598 \frac{\text{Tn}}{\text{m}^2} = 1.06 \text{ kg/cm}^2$$

Vemos que la presión de contacto es menor que la capacidad admisible de 2.42 kg/cm² (Tabla 16), por lo tanto, se verifica su estabilidad.

3.28 Presupuesto de diseño

A continuación, se presenta el metrado y presupuesto del nuevo diseño del tramo de la línea de transmisión de 138 kV de la central hidroeléctrica “La Virgen”, comprendido entre las torres N.º 21 y N.º 23. Este diseño incluye los cambios en el tipo de estructura, el aumento en la distancia del conductor y de los cables de guarda, así como la implementación de la cimentación tipo parrilla, tal como se detalla en la tabla 42.

Tabla 42: Presupuesto para el nuevo tramo

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	METRADO	PRECIO	
				UNITARIO	TOTAL
SECCIÓN I: SUMINISTRO DE MATERIALES					
1	ESTRUCTURAS METÁLICAS DE CELOSIA				
1,1	Torre Tipo Aa30+3 de 26,8m de altura y peso calculado de 3172,53 kg	und	1	\$5.742,28	\$5.742,28
1,2	Torre Tipo Aa30+6 de 29,8m de altura y peso calculado de 4.079,66 kg	und	1	\$7.384,18	\$7.384,18
	Total, Estructuras de Celosía (US\$)				\$13.126,46
2	CONDUCTOR DE ALEACIÓN DE ALUMINIO				
2,1	Conductor de Aleación de Aluminio AAAC de 507 mm ²	km	5,58	\$5.475,60	\$30.553,85
2,2	Amortiguadores tipo Stockbridge para conductor AAAC 240 mm ²	und	12	\$30,00	\$360,00
	Total (US\$)				\$30.913,85
3	CABLE DE GUARDA				
3,1	Cable de Guarda OPGW 97mm ²	km	1,86	\$2.616,38	\$4.866,47
3,2	Cable de Guarda EHS 74mm ²	km	1,86	\$900,00	\$1.674,00
3,3	Amortiguadores tipo Stockbridge	und	8	\$25,00	\$200,00
	Total, Cable de Guarda (US\$)				\$6.740,47
4	ACCESORIOS DE CADENA DE AISLADORES				
4,1	Cadena de aisladores y accesorios	und	9,00	\$180,00	\$1.620,00
	Total, Accesorios de Cadena de Aisladores (US\$)				\$1.620,00
5	EMSAMBLE PARA CABLE DE GUARDA				
5,1	Ensamble de Anclaje OPGW	und	2	\$112,80	\$225,60
5,2	Ensamble de Anclaje EHS	und	2	\$90,00	\$180,00
					\$405,60
6	PUESTA A TIERRA				
6,1	Tipo PAT R4C100	und	1	\$22.884,00	\$22.884,00
					\$22.884,00
COSTO SUMINISTRO (US\$)					\$75.690,38
SECCIÓN II: CIMENTACIÓN					
1	CIMENTACIÓN TIPO PARRILLA				
1,1	Excavación	m3	140	\$16,27	\$2.277,80
1,2	Relleno compactado con material propio	m3	140	\$8,88	\$1.243,20
1,3	Eliminación de material excedente	m3	70	\$9,46	\$662,20
1,4	Estructuras tipo parrilla	kg	2028,44	\$1,81	\$3.671,48
1,5	Montaje de estructura tipo parrilla	kg	2028,44	\$0,50	\$1.014,22
					\$8.868,90
COSTO DE INSTALACIÓN					\$8.868,90
TOTAL, DE COSTO					\$84.559,27

Fuente: Elaboración propia

Capítulo IV

Discusión De Resultados Y Contrastación De Hipótesis

4.1 Discusión de resultados

4.1.1 *Ubicación actual de la torre N. °22*

El aluvión ocurrido el 28 de marzo, en el kilómetro 75 de la carretera Tarma-San Ramón (Anexo 6), afectó los cimientos y parte de las bases de la torre N. °22. *El Estudio de Reubicación de la Torre N.º 22* (Anexo 5), presentado por la central hidroeléctrica “La Virgen”, confirma la posibilidad de que la torre N. °22 pueda generar una falla en la línea de transmisión L-1710. Además, mientras no se proceda con su reubicación, se mantendrá una situación de inseguridad en la operatividad de la línea.

4.1.2 *Propuesta de ubicación de la torre N. °22*

Se ha propuesto que la nueva ubicación de la torre N.º 22 sea a 80 m, en lugar de los 35.52 m inicialmente planteados por la central hidroeléctrica. Asimismo, en esta ubicación, la torre contará con una pendiente de -12.95° , significativamente menos pronunciada en comparación con los -28.4° propuestos preliminarmente. Esto permite un mayor distanciamiento respecto a su ubicación actual, como se observa en la figura 25, y también se verifica visualmente el sitio propuesto para la torre N.º 22 en la figura 29.

La propuesta se adecúa a la capacidad requerida para las nuevas torres angulares (N.º 21 y N.º 23), como se detalla en la figura 26, y al tipo de suelo (limo-arcilloso) identificado en el estudio de la central hidroeléctrica (Anexo 5). Este terreno, al contar con una pendiente menor, presenta una mayor estabilidad y una mayor capacidad de carga, estimada en 2.4 kg/cm².

Por estas razones, se establece una cimentación del tipo parrilla, que no solo cumple con todas las exigencias de carga, sino que también es más económica y requiere un menor tiempo de instalación en comparación con la cimentación de zapata aislada propuesta inicialmente por la central hidroeléctrica.

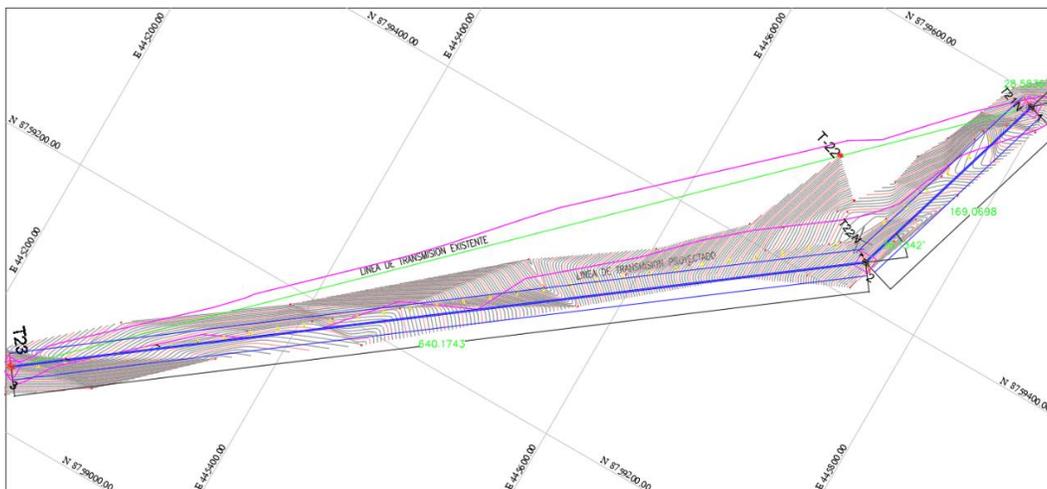
Figura 30: Inspección visual de la zona propuesta a reubicación



Fuente: Elaboración propia

Con los datos de la tabla 16, y los resultados del cálculo de conductor, cable EHS y OPGW, se desarrolla el recorrido del tramo de la línea entre las torres N. °21 y N. °23, como se muestra en la figura 30.

Figura 31: Nueva ruta de la línea de transmisión



Fuente: Elaboración propia

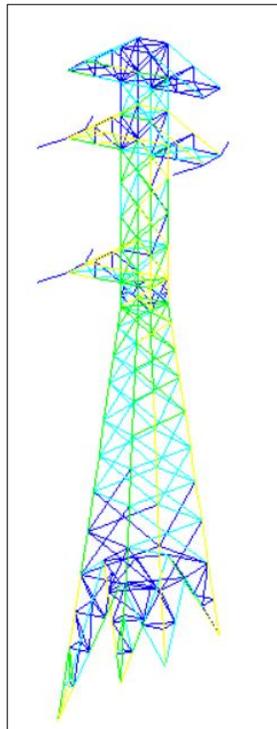
4.1.3 Cálculos eléctricos para el nuevo tramo

Los cálculos eléctricos desarrollados en el ítem 4.3, debido al incremento longitudinal de los conductores en el nuevo tramo de la línea entre las torres N. °21 y N. °23, arrojan como resultado una caída de tensión de 0.0042% y una pérdida de potencia de 0.00148%. Estos valores no generan un impacto significativo en la caída de tensión, la cual debe mantenerse por debajo del 5%, según las recomendaciones del CNES-2011.

4.1.4 Diseño de estructuras

La estructura propuesta es una torre angular con un ángulo de deflexión de 3° hasta 37° como se muestra en la figura 31, con una altura entre 26.8m (3172,53 kg) y 29.8 m (4.079,66 kg). El diseño soporta las cargas del conductor y cables de guarda determinados en la tabla 22, tabla 29 y tabla 23 y las recomendaciones de resistencia del CNES-20211.

Figura 32: Torre de transmisión tipo AA30

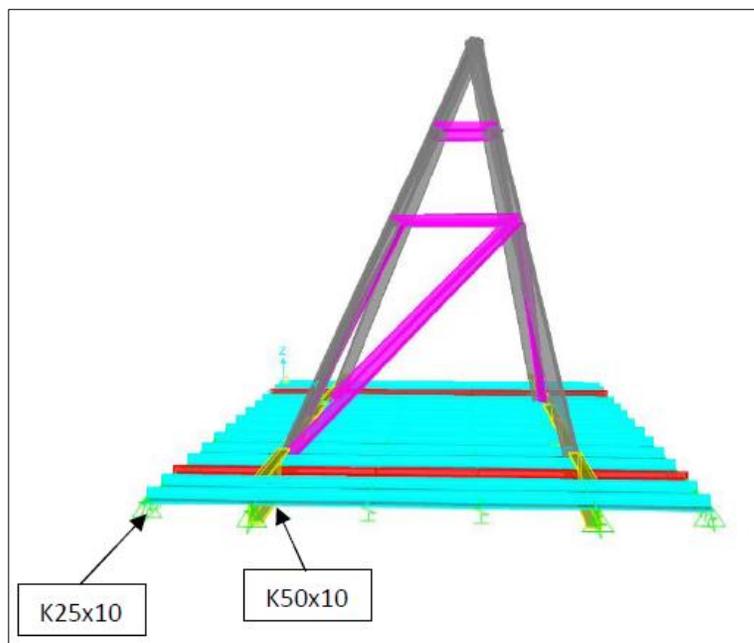


Fuente: Elaboración propia

4.1.5 Diseño de cimentación

El modelo de diseño de cimentación presentado se basa en su rápida construcción y en la baja resistencia que ofrece frente a agentes químicos presentes en el suelo, como se menciona en la investigación de Caycho (2020). Asimismo, está es considera de acuerdo a la capacidad de carga de 2.42 kg/cm² calculada para la nueva ubicación, como a su bajo costo y facilidad de montaje, en concordancia con las especificaciones del IEEE Guide for Transmission Structure Foundation Design and Testing-691.

Figura 33: Cimentación tipo parrilla



Fuente: Elaboración propia

4.1.6 Presupuesto

Del detalle del presupuesto (Anexo 5) estimado por la central hidroeléctrica, se tiene que el costo para la administración de materiales asciende a 69,773.45 dólares, mientras que la construcción de los cimientos representa un monto de 14,223.94 dólares, sumando un total de 83,997.39 dólares. Por su parte, nuestra propuesta considera un costo de 75,690.38 dólares para la administración de materiales y 8,868.90 dólares para la construcción de los cimientos, lo que hace un total de 84,559.27 dólares.

El incremento en el costo de la administración de materiales era de esperarse, debido al mayor metrado asociado al mayor distanciamiento de la torre N.º 22 desde su posición inicial. Sin embargo, este incremento se compensa parcialmente con el menor costo en la construcción de los cimientos. En total, la propuesta presupuestal representa un incremento del 0.67 % con respecto al presupuesto inicial.

Este aumento debe considerarse no solo por el menor tiempo requerido para la construcción de los cimientos, sino también por la mayor seguridad que ofrece en la operatividad de la línea de transmisión L-1710.

4.2 Contratación de Hipótesis

La hipótesis H1: "Con la nueva ubicación de la torre de transmisión eléctrica N.º 22, se prevendrá la falla de la línea de transmisión" queda contrastada al ubicar la torre N.º 22 a una mayor distancia de la zona afectada por el aluvión, como se muestra en la figura 25. Esta reubicación previene que la línea de transmisión falle o sea afectada nuevamente por un evento similar. Esto debido a que el tipo de suelo II (arena limo-arcillosa), según Braja M. Das (4.ª Edición), presenta una alta capacidad de retención de líquidos. Ante fuertes lluvias, y a la ausencia de vegetación y rocas, este suelo tiende a desestabilizarse y desplazarse por la pendiente que lo caracteriza.

La hipótesis H2: “Determinando el tipo de torre se garantizará la seguridad para el nuevo tramo de la línea de transmisión” se contrasta mediante el árbol de cargas factoradas presentada en la tabla 38. Este análisis permite desarrollar la simulación de la estructura de la torre, asegurando que esté diseñado pueda soportar cargas tolerables que generen una deformación mínima o nula.

Quedando contrastadas las hipótesis H1 y H2, también queda contrastada la hipótesis general:” Reubicando la torre de transmisión eléctrica N.º 22, se garantizará la operatividad de la línea de transmisión L-1710”.

Conclusiones

1. Se logró garantizar la operatividad de la línea L-1710 mediante la reubicación de la torre N. °22, simulando la reubicación a 80m de su posición inicial, en un terreno estable tipo II (limo-arcilloso), con una capacidad de carga de 2.4 kg/cm² y de una pendiente reducida de -12.95°. Bajo estas condiciones se llevaron a cabo los cálculos eléctricos y mecánicos para el conductor tipo AAAC, los cables de guarda EHS y OPGW, así como para el diseño de las torres de anclaje tipo AA30 y la cimentación tipo grilla.
2. De los cálculos eléctricos realizados para la línea L-1710, se determinó una caída de tensión de 0.0042 % para el incremento del tramo de la línea. Este valor no representa un impacto significativo y se encuentra por debajo del límite del 5 % establecido por el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 (CNES-2011).
3. De acuerdo con la propuesta de reubicación de la torre N. °22, los ángulos de desviación generados para esta nueva ubicación, determinan que las torres de anclaje serán diseñadas para soportar ángulos entre 3° y 37°, con un vano de diseño entre 450m y 700m como máximo. El diseño está considerando la torre N. °21 y N. °22.
4. De acuerdo con la capacidad de carga del terreno, igual a 2.42 kg/cm², se determinó que la cimentación tipo grilla cumple con las exigencias de carga y las verificaciones de estabilidad ante el volteo, alcanzando un factor de seguridad de 5.24. Asimismo, cumple con las verificaciones de arrancamiento, obteniendo un factor de seguridad de 2.3.

Recomendaciones

1. Construcción de un muro de contención para protección de los cimientos de la torre N.º22.
2. Se recomienda no depredar la vegetación que rodea los cimientos de las torres de cimentación, debido a que este tipo de suelo limo-arcilloso absorbe bastante líquido y se desestabiliza el suelo.
3. Realizar inspecciones geotécnicas en especial para las torres que se ubican en zonas con eventos climáticos extremos.
4. Diseñar e implementar un plan de emergencia para la línea de transmisión, considerando posibles fallas en las torres debido a fenómenos naturales como lluvias intensas, aluviones o sismos.
5. Capacitar al personal en el uso de herramientas de monitoreo de estabilidad estructural y geotécnicas.
6. Extender la evaluación a otras torres de la línea de transmisión para identificar posibles vulnerabilidades estructurales o geotécnicas, y evitar futuras reubicaciones o fallas que pongan en riesgo la operatividad de la línea de transmisión.

Referencias

- Enríquez Harper, G. (1978). *Lineas de transmisión y redes de Distribución de potencia eléctrica*. Mexico: Limusa.
- Canchumanya Acosta, E. S. (2019). Reubicación de torre N°T35 de la Línea de Transmisión 72.5 kV S.E. Carpapata I - S.E. Condorcocha L-6725. [Tesis de Pregrado]. Universidad Nacional del Centro del Perú, Huancayo.
- Chávez Valdiviezo, F. F., & Paz Solano, A. M. (2020). Metodología del diseño geotécnico de las cimentaciones en Lineas de Transmisión. [Tesis de Pregrado]. Universidad de Piura, Piura.
- Crespo Villalaz, C. (2004). *Mecánica de Suelos y Cimentaciones*. México: Limusa Noriega Editores.
- Cruz Huaman, M. D. (2018). Impactos socio ambientales producto del cambio de trazo de la Línea de Transmisión Eléctrica 138 kV Sub Estación La Virgen – Sub Estación Caripa. [Tesis de Maestría]. Universidad Nacional Daniel Alcides Carrión, Cerro de Pasco.
- Enríquez Harper, G. (1978). *Lineas de transmisión y redes de Distribución de potencia eléctrica*. Mexico: Limusa.
- INDECI. (Diciembre de 2007). *Sistema de Información para la Gestión de Desastres*.
Obtenido de <https://sigrid.cenepred.gob.pe/sigridv3/documento/4470>
- Jimenez Meza, O. R., Cantu Gutierrez, V., & Conde Enriquez, A. (2006). *Lineas de Transmisión y Distribución de Energia Eléctrica*. Monterrey.
- López Falcón, R. (2002). *Degradación del Suelo Causas, Procesos Evaluación e Investigación*. Mérida.
- Manuel de Villena, I. (2001). *Topografía de Obras*. Barcelona: Ediciones UPC.
- Montoya, G., Hernández, R., & Ramirez, I. (2011). Nuevas Tecnicas de Mantenimiento en Lineas de Transmisión. 6. México: Instituto de Investigaciones Eléctricas.

- Morales Ninamango, E. J. (2020). Diseño y Montaje de Reubicación de la Línea Primaria 22,9 kV Animon - Islay de la Compañía Minera Chungar S.A.C. *[Tesis de Pregrado]*. Universidad Nacional del Centro del Perú, Huancayo.
- Neira Cutipa, O. L. (2020). Gestión de Mantenimiento del Sistema de Transmisión de la Línea Eléctrica Charcani - Yura 138 kV. *[Tesis de Maestría]*. Universidad Nacional del Altiplano, Puno.
- Neira Cutipa, O. L. (2020). Gestión de Mantenimiento del Sistema de Transmisión de la Línea Eléctrica Charcani-Yura 138KV . Puno: Universidad Nacional del Altiplano .
- Nij Patzán, J. E. (2009). Guía Práctica para el Cálculo de Capacidad de Carga en Cimentaciones Superficiales, Losas de Cimentación, Pilotes y Pilas Perforadas. *[Tesis de Pregrado]*. Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.
- Ñaupas Paitán, H., Mejía Mejía , E., Novoa Ramírez, E., & Villagómez Paucar, A. (2014). *Metodología de la Investigación*. Colombia.
- Otiniano Sialas, C. A., Minaya Manrique, L. J., & Risco Jayo, L. A. (2018). Reforma de Líneas de Alta Tensión, 6544/L- 655 y 6544/6040 en 60kV que Interfieren Con la Construcción del Proyecto Vías Nuevas de Lima, Ampliación de la Av. Ramiro Prialé, Distrito ATE-Lima, Perú. *[Tesis de Pregrado]*. Universidad Nacional del Callao, Callao.
- Quezada Quezada, J. (2005). Metodología de Construcción de Líneas de Transmisión Eléctrica. *[Tesis de Pregrado]*. Universidad Austral de Chile, Valdivia.
- Rodríguez Serquén, W. (2023). Fundamentos de Ingeniería Geotécnica Suelos y Cimientos.
- Rodríguez Gaviria, J. J. (2017). Medición de Riesgos en Proyectos de Transmisión de Energía Eléctrica. *[Tesis de Maestría]*. Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín.
- Rojas Molineros, L. F. (2017). Comportamiento del Sistema de Transmisión Eléctrica de Líneas Aéreas de Alta Tensión Conformado Por Torres Metálicas en Celosía ante Solicitaciones Sísmicas y de Viento. *[Tesis de Maestría]*. Universidad de los Andes, Bogotá.

- Ruiz de Abarca, M. S. (2018). Soluciones para el diseño y Construcción de Cimentaciones de Torres de Transmisión Eléctrica de Alta Tensión. *[Tesis de Pregrado]*. Universidad de el Salvador, San Salvador.
- SENAMHI. (24 de Mayo de 2024). *Servicio Nacional de Metereología e Hidrología del Perú*.
Obtenido de <https://www.senamhi.gob.pe/site/descarga-datos/>
- Serrano Duran, J. M. (2011). Análisis y Gestión de Riesgos en el Mantenimiento de un Sistema Eléctrico, Caso de: Una Subestación de Alta Tensión. *[Tesis de Maestría]*. Instituto Politécnico Nacional, Mexico.
- Sistema, C. d. (2020). *Informe de la Operación Anual del SEIN*. Lima: COES.
- Velezmoro Abanto, L. N., & Cabrejos Linares, G. A. (2020). Análisis de la Probabilidad de Falla de las Cimentaciones Superficiales de los Puentes de la Carretera Huanuco-Conococha. *[Tesis de Pregrado]*. Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas, Lima.

Anexos

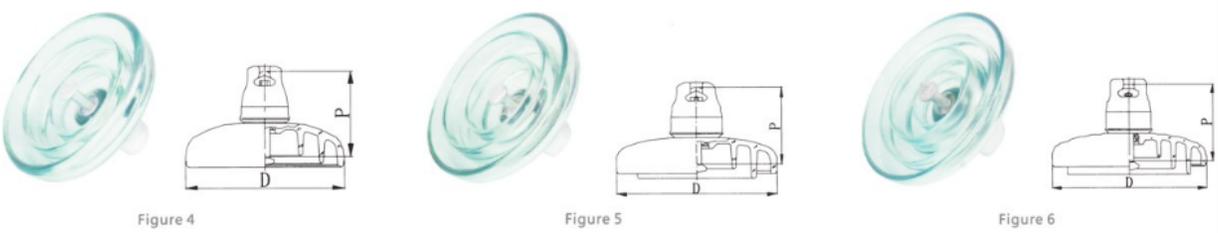
Anexo 1: Matriz de Consistencia lógica

Título: Diseño de un tramo de la línea de transmisión L-1710 en 138 kV para garantizar su operatividad				
PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPOTESIS	VARIABLES	METODOLOGÍA
<p><u>Problema General</u></p> <p>¿De qué manera la ubicación de la torre de transmisión N.º 22, situada entre las torres N.º 21 y N.º 23, podría estar ocasionando riesgo de inoperatividad en la línea de transmisión L-1710?</p>	<p><u>Objetivo General</u></p> <p>Diseñar el tramo de la línea de transmisión L-1710, comprendido entre las torres N.º 21 y N.º 23, reubicando la torre de transmisión eléctrica N.º 22 para garantizar la operatividad de la línea</p>	<p><u>Hipotesis General</u></p> <p>Reubicando la torre de transmisión eléctrica N.º 22, se garantizará la operatividad de la línea de transmisión L-1710.</p>	<p>VI: Diseñar el tramo de línea de transmisión</p> <p>VD: Operatividad de la Línea de Transmisión</p>	<p><u>Tipo de investigación:</u> Aplicada</p> <p><u>Nivel de investigación:</u> Descriptivo-Explicativo</p> <p><u>Metodo:</u> Cuantitativo-Cualitativo</p> <p><u>Diseño:</u> Experimental</p>
<p><u>Problemas específicos:</u></p> <p>1. ¿Cómo la torre de transmisión eléctrica N.º 22 podría contribuir a una falla en la línea de transmisión?</p> <p>2. ¿De qué manera la torre de transmisión eléctrica N.º 22 genera inseguridad en la línea de transmisión?</p>	<p><u>Objetivos específicos:</u></p> <p>1. Determinar la nueva ubicación de la torre de transmisión eléctrica N.º 22.</p> <p>2. Determinar el tipo de torre para el nuevo tramo de la línea de transmisión eléctrica L-1710.</p>	<p><u>Hipótesis específicas:</u></p> <p>1. Con la nueva ubicación de la torre de transmisión eléctrica N.º 22, se prevendrá la falla de la línea de transmisión.</p> <p>2. Determinando el tipo de torre se garantizará la seguridad para el nuevo tramo de la línea de transmisión.</p>		<p><u>Unidad de análisis:</u> Torre N.º 22 de la línea de transmisión L-1710</p> <p><u>Técnicas e instrumento de recolección de datos:</u> Reportes e informes técnicos, normas y reglamentos nacionales</p> <p><u>Técnicas e instrumento de análisis y procesamiento de datos:</u> Excel, Autocad, Google Earth y Pls-Cadd</p>

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 2: Especificación Técnica del Aislador

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL ASILADOR



Tipo básico	Figura no.	Carga que falla mecánica mínima (kn)	Diámetro nominal d(mm)	Espaciado nominal p(mm)	Distancia de fuga nominal (mm)	Acoplamiento estándar	Voltaje de resistencia de frecuencia de potencia húmeda (kv)	Impulso seco del relámpago soportar voltaje (kv)	Tensión de punción de frecuencia de potencia (kv)	Voltaje de interferencia de radio (μ v) 10kv 1mhz	Prueba visual p/c kv de la corona	Voltaje de arco eléctrico de la frecuencia del poder	Voltaje de la punción del impulso (p.u)
Ug70b146/450h (u70b1p)	4-6	70	280	146	450	16	50	125	130	50	18/22	0,12 s/20ka	2,8.
Ug70b146/550h (u70b1p1)	4-6	70	320	146	550	16	55	140	130	50	18/22	0,12 s/20ka	2,8.
Ug100b146/450h (u100b1p)	4-6	100	280	146	450	16	50	125	130	50	18/22	0,12 s/20ka	2,8.
Ug100b146/550h (u100b1p1)	4-6	100	320	146	550	16	55	140	130	50	18/22	0,12 s/20ka	2,8.
Ug120b146/450h (u120b1p)	4-6	120	280	146	450	16	50	125	130	50	18/22	0,12 s/20ka	2,8.
Ug120b146/550h (u120b1p1)	4-6	120	320	146	550	16	55	140	130	50	18/22	0,12 s/20ka	2,8.

Nota: Se muestra resaltado los datos técnicos del aislador considerado

Fuente: <https://www.nooaelectric.com/es/products/120kn-disc-suspension-toughened-glass-insulator.html>

Anexo 3: Reportes del diseño de la línea y de los cálculos de las torres

REPORTES DEL USO DE CABLES

Section Usage Report

Sec Cable No. Name	From Str.	To Str.	Percent Usage	OK/NG
1 conductor a0	1	2	100.0	OK
2 conductor a0	2	3	100.0	OK
3 ehs a0	1	2	100.0	OK
4 ehs a0	2	3	100.0	OK
5 opgw a0	1	2	99.9	OK
6 opgw a0	2	3	100.0	OK

0 section violations OK

Check Section Summary

* designates highest percent of allowable capacity.

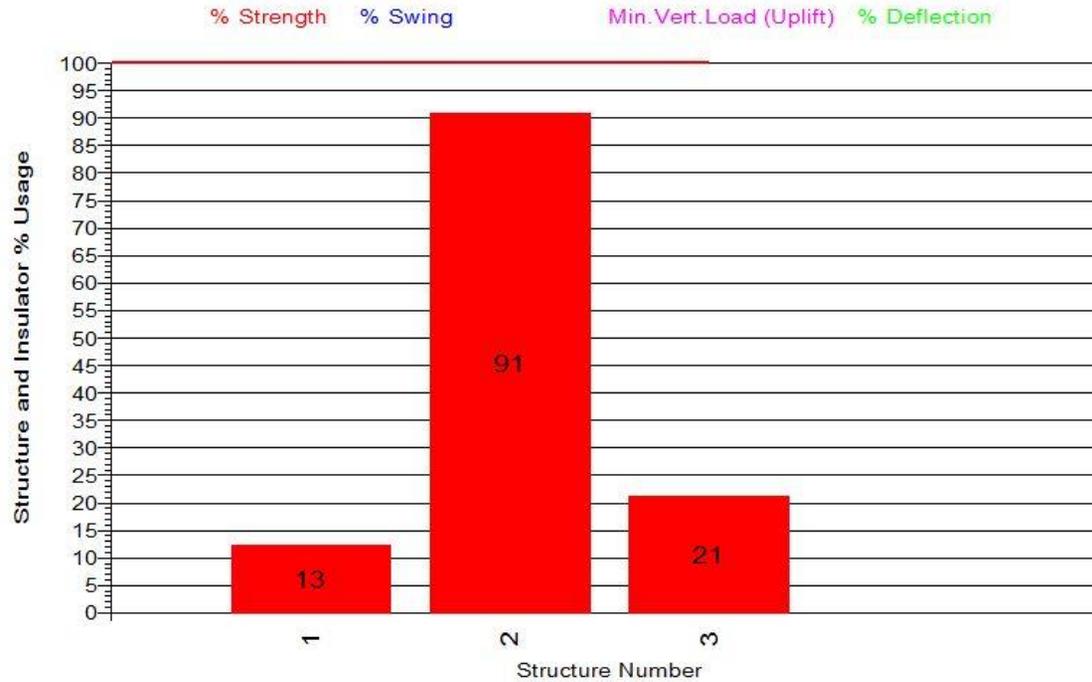
Sec Cable No. Name	From Str. No.	To Str. No.	WC No.	Weather Description	Case Condition	Allowable % of Ultimate	Actual % of Ultimate	Allowable Tension (daN)	Actual Tension (daN)	Allowable Catenary (m)	Actual Catenary (m)	% of Allowable Capacity	OK or NG.
1 conductor a0	1	2	1	EDS A0	Initial RS	20.0	20.0		2931.0		2040.8	100.0	OK *
				EDS A0	Creep RS	18.0	13.9		2036.0		1409.6	77.2	OK
				V Max A0	Creep RS	60.0	17.8		2616.4		1382.9	29.7	OK
				V Med A0	Creep RS	60.0	16.8		2460.4		1659.0	28.0	OK
				Hielo A0	Creep RS	60.0	17.8		2611.2		1815.4	29.7	OK
				T Max A0	Creep RS	18.0	9.2		1350.8		925.7	51.2	OK
2 conductor a0	2	3	6	T Min A0	Creep RS	60.0	17.8		2611.2		1815.4	29.7	OK
				EDS A0	Initial RS	20.0	19.5		2859.8		2039.5	97.5	OK
				EDS A0	Creep RS	18.0	18.0		2638.6		1876.2	100.0	OK *
				V Max A0	Creep RS	60.0	23.7		3476.4		1856.5	39.5	OK
				V Med A0	Creep RS	60.0	19.0		2792.4		1925.9	31.7	OK
				Hielo A0	Creep RS	60.0	18.7		2744.5		1954.4	31.2	OK
3 ehs a0	1	2	5	T Max A0	Creep RS	18.0	16.6		2431.6		1722.9	92.1	OK
				T Min A0	Creep RS	60.0	18.7		2744.5		1954.4	31.2	OK
				EDS A0	Initial RS	16.0	12.0		821.9		1970.1	75.0	OK
4	2	3	1	EDS A0	Creep RS	12.0	12.0		821.9		1970.1	100.0	OK *
				T Max A0	Creep RS	12.4	8.8		600.8		1433.0	70.5	OK
				EDS A0	Initial RS	16.0	12.0		822.0		2017.8	75.0	OK
5 opgw a0	1	2	5	T Max A0	Creep RS	12.4	11.4		783.0		1918.8	91.9	OK
				EDS A0	Initial RS	16.0	16.0		856.8		2223.1	99.9	OK *
				EDS A0	Creep RS	14.0	13.4		718.8		1860.9	95.8	OK
6	2	3	5	T Max A0	Creep RS	14.7	8.7		468.9		1204.5	59.6	OK
				EDS A0	Initial RS	16.0	14.4		769.9		2045.2	89.8	OK
				EDS A0	Creep RS	14.0	14.0		750.3		1991.1	100.0	OK *
				T Max A0	Creep RS	14.7	13.1		699.6		1851.7	88.9	OK

REPORTE DEL USO DE ESTRUCTURAS

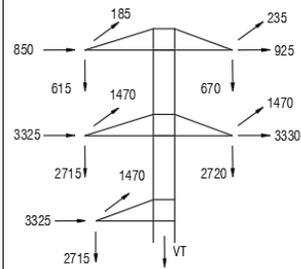
Structure Locations and Usage Report

Structure Number	Structure Name	Station (m)	Line Angle (deg)	--Constraints--			Structure Strength Usage (%)	Insulator Swing Usage (%)	Minimum Required Vertical Load (Uplift)	Pole Tip Deflection Usage (%)	OK or NG
				Prohib Zone	Req Pos	Extra Cost					
1	stan+3	0.00	0.00			0	12.5	0.0	OK	OK	
2	stan+6	169.07	36.08		Y	0	91.0	0.0	OK	OK	
3	sta+0.str	809.15	0.00			0	21.4	0.0	OK	OK	

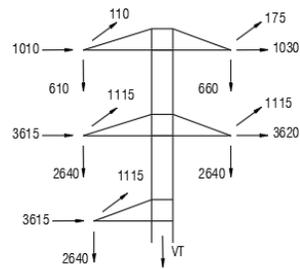
0 structure violations, 0 structure warnings OK



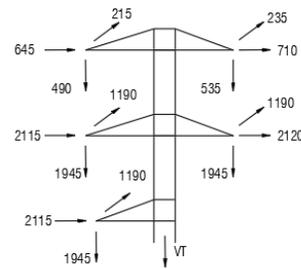
ARBOL DE CARGAS PARA LAS DISTINTAS HIPOTESIS



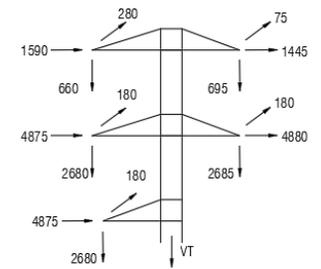
HIPÓTESIS 1
MÍNIMA TEMPERATURA



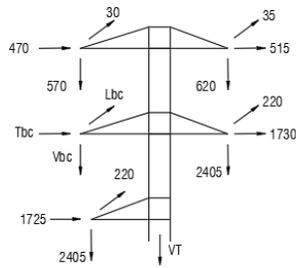
HIPÓTESIS 2
COMBINADO
MÍNIMA TEMPERATURA Y VIENTO MÁXIMO



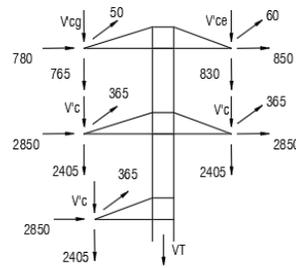
HIPÓTESIS 3
MÁXIMA TEMPERATURA



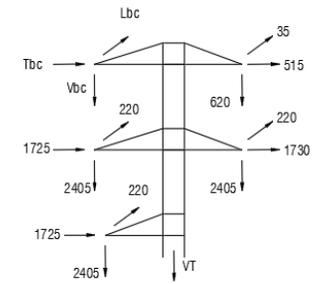
HIPÓTESIS 4
VIENTO MÁXIMO



HIPÓTESIS 5
ROTURA DEL CONDUCTOR
DESBALANCE LONGITUDINAL
ROTURA DEL CONDUCTOR Lbc APLICADOS SOBRE CUALQUIER CRUCETA
Vbc= 1395 kg Tbc= 900 kg Lbc= 2760 kg



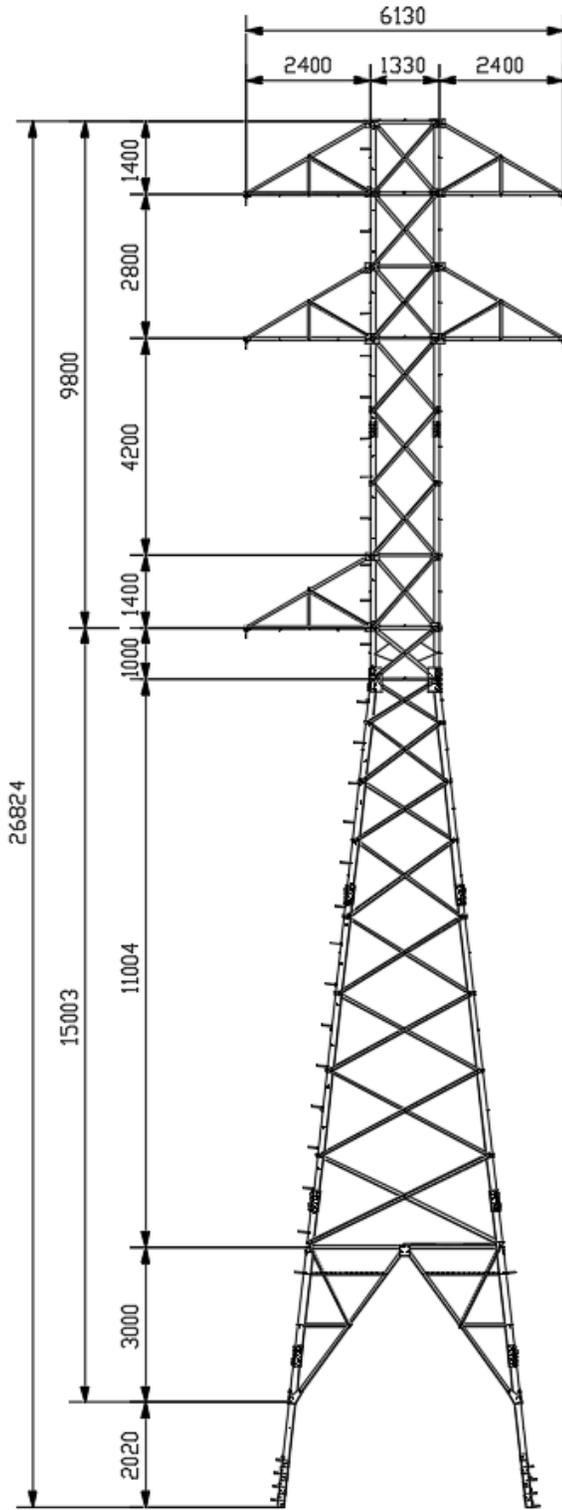
HIPÓTESIS 6
SOBRECARGA VERTICAL
APLICADOS SOBRE UN CONDUCTOR O
SOBRE EL CABLE DE GUARDA OPGW O EHS
Vcg= 710 kg Vcg= 765 kg Vce= 830 kg



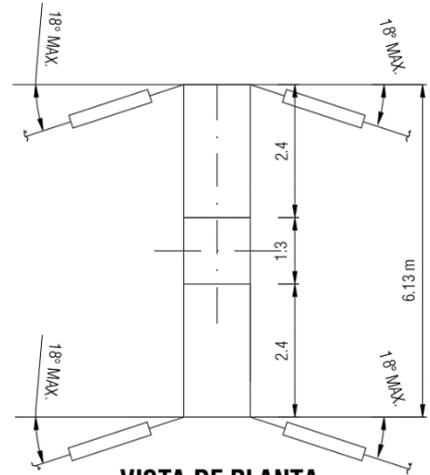
HIPÓTESIS 7
ROTURA DEL CABLE DE GUARDA OPGW
DESBALANCE LONGITUDINAL
ROTURA DEL OPGW Lbc APLICADOS SOBRE LA CRUCETA
Vbc= 235 kg Tbc= 230 kg Lbc= 710 kg

Nota: Los valores están en kilogramos
Fuente: Elaboración propia

ARMADO DE TORRE TIPO AA30



VISTA GENERAL
ESC.: 1:150



VISTA DE PLANTA
Und: m

REPORTE DE SIMULACIÓN

Successfully performed nonlinear analysis

The model has 0 warnings.

Member check option: ASCE 10
 Connection rupture check: ASCE 10
 Crossing diagonal check: ASCE 10 [Alternate Unsupported RLOUT = 1]

Loads from file: d:\universidad nacional de ingenieria\cursos de posgrado\tower\practicando\st.lca

*** Analysis Results:

Maximum element usage is 99.31% for Angle "g150X" in load case "H4: Viento Maximo"
 Maximum insulator usage is 22.78% for Strain "FASE RP" in load case "H4: Viento Maximo"

Summary of Joint Support Reactions For All Load Cases:

	Load Case	Joint Label	Long. Force (kN)	Tran. Force (kN)	Vert. Force (kN)	Shear Force (kN)	Tran. Moment (kN-m)	Long. Moment (kN-m)	Vert. Moment (kN-m)	Bending Moment (kN-m)	Found. Usage %
	H1: Minima Temperatura	P2S	-18.82	-16.63	162.71	25.11	-0.88	0.93	0.03	1.28	0.00
	H1: Minima Temperatura	P1S	35.55	-32.61	-314.15	48.24	-4.25	-3.46	-0.06	5.48	0.00
	H1: Minima Temperatura	P2Y	41.44	-49.38	407.71	64.47	-1.74	-2.79	-0.02	3.29	0.00
	H1: Minima Temperatura	P1Y	-10.79	-16.69	-127.77	19.88	-0.91	2.66	-0.10	2.81	0.00
	H2: Minima Temperatura y Viento Máximo	P2S	-25.18	-25.34	227.08	35.73	-1.03	1.38	0.02	1.72	0.00
	H2: Minima Temperatura y Viento Máximo	P1S	36.13	-35.32	-325.77	50.53	-4.06	-3.75	0.08	5.52	0.00
	H2: Minima Temperatura y Viento Máximo	P2Y	42.15	-49.73	410.50	65.18	-1.70	-2.78	-0.02	3.26	0.00
	H2: Minima Temperatura y Viento Máximo	P1Y	-17.49	-23.26	-185.66	29.10	-1.59	3.18	-0.20	3.56	0.00
	H3: Máxima Temperatura	P2S	-9.03	-8.09	79.51	12.12	-0.39	0.49	0.01	0.63	0.00
	H3: Máxima Temperatura	P1S	24.91	-23.27	-224.06	34.09	-3.12	-2.66	-0.04	4.10	0.00
	H3: Máxima Temperatura	P2Y	31.51	-36.23	303.90	48.01	-1.39	-2.00	-0.01	2.44	0.00
	H3: Máxima Temperatura	P1Y	-4.45	-7.99	-56.07	9.15	-0.21	1.29	-0.05	1.31	0.00
	H4: Viento Maximo	P2S	-44.01	-46.19	407.72	63.80	-1.95	2.59	0.02	3.24	0.00
	H4: Viento Maximo	P1S	40.61	-41.92	-379.12	58.36	-4.46	-4.77	0.12	6.53	0.00
	H4: Viento Maximo	P2Y	46.21	-52.58	447.18	70.01	-1.96	-3.04	-0.02	3.62	0.00
	H4: Viento Maximo	P1Y	-35.51	-39.79	-347.59	53.33	-3.79	4.92	-0.16	6.21	0.00
H5: Rotura del conductor de fase, Desbalance Longitudinal	P2S	-9.93	-0.49	50.44	9.94	-0.80	-0.07	-0.00		0.81	0.00
H5: Rotura del conductor de fase, Desbalance Longitudinal	P1S	20.12	-13.58	-153.40	24.28	-2.77	-0.91	-0.13		2.92	0.00
H5: Rotura del conductor de fase, Desbalance Longitudinal	P2Y	19.81	-32.30	230.20	37.89	-0.47	-1.89	-0.02		1.94	0.00
H5: Rotura del conductor de fase, Desbalance Longitudinal	P1Y	2.02	-6.02	-18.71	6.35	0.83	1.55	-0.14		1.76	0.00
H6: Sobrecarga Vertical, Aplicados Sobre un conductor	P2S	-23.91	-25.42	222.45	34.90	-1.04	1.41	0.03		1.75	0.00
H6: Sobrecarga Vertical, Aplicados Sobre un conductor	P1S	22.07	-22.42	-204.69	31.47	-2.54	-2.65	-0.00		3.67	0.00
H6: Sobrecarga Vertical, Aplicados Sobre un conductor	P2Y	29.56	-33.62	283.73	44.77	-1.25	-1.87	-0.03		2.25	0.00
H6: Sobrecarga Vertical, Aplicados Sobre un conductor	P1Y	-15.90	-18.45	-158.18	24.36	-1.69	2.44	-0.04		2.97	0.00
H7: Rotura de cable guarda OPGW, desbalance longitudinal	P2S	-13.55	-11.75	112.70	17.94	-0.65	0.58	0.00		0.87	0.00
H7: Rotura de cable guarda OPGW, desbalance longitudinal	P1S	14.24	-12.99	-125.09	19.28	-1.78	-1.42	-0.03		2.27	0.00
H7: Rotura de cable guarda OPGW, desbalance longitudinal	P2Y	18.79	-24.47	192.90	30.85	-0.68	-1.38	-0.01		1.54	0.00
H7: Rotura de cable guarda OPGW, desbalance longitudinal	P1Y	-5.70	-8.91	-65.35	10.58	-0.36	1.30	-0.05		1.35	0.00

Summary of Joint Support Reactions For All Load Cases in Direction of Leg:

	Load Case	Support Joint	Origin Joint	Leg Member	Force In Leg Dir.	Residual Perpendicular	Shear To Leg (kN)	Residual Horizontal	Shear To Leg (kN)	Total Force (kN)	Total Long. (kN)	Total Tran. (kN)	Total Vert. (kN)
	H1: Minima Temperatura	P2S	OT1PF0.50S	Fg613P	164.629		1.647	1.650	-18.82	-16.63	162.71		
	H1: Minima Temperatura	P1S	TI1XF0.75S	Fg722P	-317.820		2.265	2.269	35.55	-32.61	-314.15		
	H1: Minima Temperatura	P2Y	OT1PF0.50Y	Fg613Y	412.728		6.284	6.298	41.44	-49.38	407.71		
	H1: Minima Temperatura	P1Y	TI1XF0.75Y	Fg722Y	-129.244		4.176	4.176	-10.79	-16.69	-127.77		
	H2: Minima Temperatura y Viento Máximo	P2S	OT1PF0.50S	Fg613P	229.865		1.542	1.559	-25.18	-25.34	227.08		
	H2: Minima Temperatura y Viento Máximo	P1S	TI1XF0.75S	Fg722P	-329.663		1.589	1.605	36.13	-35.32	-325.77		
	H2: Minima Temperatura y Viento Máximo	P2Y	OT1PF0.50Y	Fg613Y	415.599		6.216	6.234	42.15	-49.73	410.50		
	H2: Minima Temperatura y Viento Máximo	P1Y	TI1XF0.75Y	Fg722Y	-187.882		4.174	4.176	-17.49	-23.26	-185.66		
	H3: Máxima Temperatura	P2S	OT1PF0.50S	Fg613P	80.428		0.676	0.677	-9.03	-8.09	79.51		
	H3: Máxima Temperatura	P1S	TI1XF0.75S	Fg722P	-226.631		1.205	1.206	24.91	-23.27	-224.06		
	H3: Máxima Temperatura	P2Y	OT1PF0.50Y	Fg613Y	307.648		3.962	3.975	31.51	-36.23	303.90		
	H3: Máxima Temperatura	P1Y	TI1XF0.75Y	Fg722Y	-56.759		2.529	2.529	-4.45	-7.99	-56.07		
	H4: Viento Maximo	P2S	OT1PF0.50S	Fg613P	412.677		2.850	2.873	-44.01	-46.19	407.72		
	H4: Viento Maximo	P1S	TI1XF0.75S	Fg722P	-383.580		1.585	1.596	40.61	-41.92	-379.12		
	H4: Viento Maximo	P2Y	OT1PF0.50Y	Fg613Y	452.600		5.168	5.182	46.21	-52.58	447.18		
	H4: Viento Maximo	P1Y	TI1XF0.75Y	Fg722Y	-351.642		3.167	3.170	-35.51	-39.79	-347.59		
H5: Rotura del conductor de fase, Desbalance Longitudinal	P2S	OT1PF0.50S	Fg613P	50.972		6.682	6.682	-9.93	-0.49	50.44			
H5: Rotura del conductor de fase, Desbalance Longitudinal	P1S	TI1XF0.75S	Fg722P	-155.236		4.684	4.686	20.12	-13.58	-153.40			
H5: Rotura del conductor de fase, Desbalance Longitudinal	P2Y	OT1PF0.50Y	Fg613Y	233.124		9.096	9.102	19.81	-32.30	230.20			
H5: Rotura del conductor de fase, Desbalance Longitudinal	P1Y	TI1XF0.75Y	Fg722Y	-18.921		5.686	5.686	2.02	-6.02	-18.71			
H6: Sobrecarga Vertical, Aplicados Sobre un conductor	P2S	OT1PF0.50S	Fg613P	225.163		1.754	1.767	-23.91	-25.42	222.45			
H6: Sobrecarga Vertical, Aplicados Sobre un conductor	P1S	TI1XF0.75S	Fg722P	-207.093		0.699	0.706	22.07	-22.42	-204.69			
H6: Sobrecarga Vertical, Aplicados Sobre un conductor	P2Y	OT1PF0.50Y	Fg613Y	287.223		3.469	3.481	29.56	-33.62	283.73			
H6: Sobrecarga Vertical, Aplicados Sobre un conductor	P1Y	TI1XF0.75Y	Fg722Y	-160.033		1.864	1.865	-15.90	-18.45	-158.18			
H7: Rotura de cable guarda OPGW, desbalance longitudinal	P2S	OT1PF0.50S	Fg613P	114.106		1.571	1.577	-13.55	-11.75	112.70			
H7: Rotura de cable guarda OPGW, desbalance longitudinal	P1S	TI1XF0.75S	Fg722P	-126.558		0.980	0.982	14.24	-12.99	-125.09			
H7: Rotura de cable guarda OPGW, desbalance longitudinal	P2Y	OT1PF0.50Y	Fg613Y	195.305		4.301	4.307	18.79	-24.47	192.90			
H7: Rotura de cable guarda OPGW, desbalance longitudinal	P1Y	TI1XF0.75Y	Fg722Y	-66.164		2.327	2.329	-5.70	-8.91	-65.35			

Overturning Moment Summary For All Load Cases:

	Load Case Transverse Longitudinal Resultant		
	Moment (kN-m)	Moment (kN-m)	Moment (kN-m)
H1: Minima Temperatura	2797.087	-1067.426	2993.843
H2: Minima Temperatura y Viento Máximo	3174.710	-800.587	3274.099
H3: Máxima Temperatura	1833.369	-970.929	2074.595
H4: Viento Maximo	4369.978	-175.655	4373.507
H5: Rotura del conductor de fase, Desbalance Longitudinal	1250.937	-778.116	1473.197
H6: Sobrecarga Vertical, Aplicados Sobre un conductor	2401.178	-266.739	2415.949
H7: Rotura de cable guarda OFWG, desbalance longitudinal	1370.550	-346.263	1413.615

*** Overall summary for all load cases - Usage = Maximum Stress / Allowable Stress
Printed capacities do not include the strength factor entered for each loadcase.

Group Summary (Compression Portion):

Group Label	Group Desc.	Angle Type	Steel Size	Max Strength (MPa)	Max Usage %	Max Use In Comp. %	Comp. Control Member	Comp. Force (kN)	Comp. Control Load Case	L/R Capacity (kN)	Conn. Shear Capacity (kN)	Conn. Bearing Capacity (kN)	RLX	RLY	RLZ	L/R Member	Length (m)	Curve No.	No. Bolts	Of Comp.
C1	Cuadro 1	AI	30x30x4	248.2	22.95	13.68	g153X	-1.752H6: Sobrec	12.805	123.710	60.944	1.000	1.000	1.000	226.99	1.330	6	2		
C1a	Cuadro 1a	AI	30x30x4	248.2	64.32	64.32	g160Y	-8.23EH7: Rotura	12.805	123.710	60.944	1.000	1.000	1.000	226.99	1.330	6	2		
N1a	Mensula 1a	AI	35x35x4	344.7	86.73	86.73	Fg156169Y	-17.234H4: Viento	19.870	30.928	34.150	1.000	1.000	1.000	174.96	1.200	5	1		
N1b	Mensula 1b	AI	30x30x4	248.2	2.01	0.00	g159P	0.000	12.805	30.928	30.472	1.000	1.000	1.000	226.99	1.330	6	1		
H1	Horizontal 1	AI	50x50x4	248.2	20.91	20.91	g174P	-4.823H7: Rotura	23.064	30.928	30.472	1.000	1.000	1.000	181.26	1.791	4	1		
T1	Tirante 1	AI	35x35x4	248.2	39.41	0.00	Fg163163Y	0.000	15.566	123.710	60.944	1.000	1.000	1.000	202.56	1.389	5	1		
T1a	Tirante 1a	AI	35x35x4	248.2	0.00	0.00	g167P	-0.000H6: Sobrec	13.854	30.928	30.472	1.000	1.000	1.000	193.92	1.330	4	1		
R1	Redundante 1	AI	30x30x4	248.2	2.43	2.43	g184P	-0.191H2: Minima	7.863	30.928	30.472	1.000	1.000	1.000	237.10	1.389	4	1		
D1	Diagonal 1	AI	35x35x4	248.2	72.49	49.56	g189Y	-12.950H4: Viento	26.131	30.928	30.472	0.500	0.500	0.500	141.20	1.937	4	1		
M1	Montante 1	AI	50x50x4	344.7	31.28	31.28	Fg9898Y	-11.679H4: Viento	37.333	198.391	85.374	1.000	1.000	1.000	142.47	1.408	4	2		
C2	Cuadro 2	AI	30x30x4	248.2	79.47	57.43	g193X	-7.354H4: Viento	12.805	123.710	60.944	1.000	1.000	1.000	226.99	1.330	6	2		
C2a	Cuadro 2a	AI	50x50x4	248.2	78.68	78.68	g200Y	-35.850H1: Minima	45.561	123.710	60.944	1.000	1.000	1.000	134.58	1.330	6	2		
N2a	Mensula 2a	AI	55x55x4	344.7	95.53	95.53	g204Y	-59.089H1: Minima	63.191	61.855	68.299	1.000	1.000	1.000	110.14	1.200	3	2		
N2b	Mensula 2b	AI	30x30x4	248.2	6.50	1.31	g207P	-0.168H4: Viento	12.805	30.928	30.472	1.000	1.000	1.000	226.99	1.330	6	1		
H2	Horizontal 2	AI	50x50x4	248.2	79.48	79.48	g223P	-18.332H5: Rotura	23.064	30.928	30.472	1.000	1.000	1.000	181.26	1.791	4	1		
T2	Tirante 2	AI	35x35x4	248.2	84.20	0.00	Fg209209Y	0.000	15.547	123.710	60.944	1.000	1.000	1.000	202.70	1.390	5	2		
T2a	Tirante 2a	AI	35x35x4	248.2	0.01	0.01	g213P	-0.002H4: Viento	13.854	30.928	30.472	1.000	1.000	1.000	193.92	1.330	4	1		
R2	Redundante 2	AI	30x30x4	248.2	4.06	4.06	g224P	-0.322H2: Minima	7.920	30.928	30.472	1.000	1.000	1.000	236.25	1.384	4	1		
D2	Diagonal 2	AI	50x50x6	248.2	85.09	85.09	g230Y	-52.631H4: Viento	87.378	61.855	91.416	0.500	0.500	0.500	98.65	1.931	3	2		
M2	Montante 2	AI	65x65x4	344.7	89.36	89.36	Fg98100Y	-75.278H4: Viento	84.241	198.391	85.374	1.000	1.000	1.000	108.32	1.400	1	2		
C3	Cuadro 3	AI	40x40x5	248.2	99.31	99.31	g150X	-32.335H4: Viento	32.559	123.710	76.180	1.000	1.000	1.000	170.02	1.330	6	2		
C3a	Cuadro 3a	AI	55x55x4	248.2	81.79	81.79	g129Y	-46.269H4: Viento	56.571	123.710	60.944	1.000	1.000	1.000	122.07	1.330	6	2		
N3a	Mensula 3a	AI	55x55x4	344.7	92.78	92.78	g133Y	-57.392H1: Minima	63.192	61.855	68.299	1.000	1.000	1.000	110.14	1.200	3	2		
N3b	Mensula 3b	AI	30x30x4	248.2	17.20	17.20	g134P	-2.202H4: Viento	12.805	30.928	30.472	1.000	1.000	1.000	226.99	1.330	6	1		
H3	Horizontal 3	AI	55x55x4	248.2	90.50	90.50	g131P	-25.408H1: Minima	28.076	30.928	30.472	1.000	1.000	1.000	172.63	1.881	4	1		
H3a	Horizontal 3a	AI	40x40x4	248.2	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.000	0	0			
T3	Tirante 3	AI	35x35x4	248.2	83.60	0.00	Fg135135Y	0.000	15.566	123.710	60.944	1.000	1.000	1.000	202.56	1.389	5	2		
T3a	Tirante 3a	AI	35x35x4	248.2	0.04	0.04	g137P	-0.006H4: Viento	13.854	30.928	30.472	1.000	1.000	1.000	193.92	1.330	4	1		
R3	Redundante 3	AI	30x30x4	248.2	4.58	4.58	g139Y	-0.360H6: Sobrec	7.863	30.928	30.472	1.000	1.000	1.000	237.10	1.389	4	1		
D3	Diagonal 3	AI	50x50x6	248.2	84.40	83.64	g240Y	-51.734H4: Viento	87.378	61.855	91.416	0.500	0.500	0.500	98.65	1.931	3	2		
D3a	Diagonal 3a	AI	70x70x6	248.2	92.82	27.07	Fg104P9Y	-33.488H6: Sobrec	164.209	123.710	182.832	1.000	1.000	1.000	30.12	0.416	3	4		
M3	Montante 3	AI	90x90x7	344.7	94.08	94.08	FFg98102105Y	-379.229H4: Viento	403.091	595.172	448.214	1.000	1.000	1.000	28.09	0.500	1	6		
M4	Montante 4	AI	120x120x8	344.7	95.74	95.74	Fg161Y	-439.285H4: Viento	458.818	595.172	512.245	1.000	1.000	1.000	75.69	1.803	1	6		
D4	Diagonal 4	AI	45x45x4	248.2	90.95	90.95	g64Y	-27.715H5: Rotura	54.942	30.928	30.472	0.750	0.500	0.500	92.96	1.650	3	1		
D4a	Diagonal 4a	AI	50x50x4	248.2	38.94	32.74	g88Y	-9.167H5: Rotura	28.002	30.928	30.472	0.750	0.500	0.500	178.35	3.525	5	1		
D4b	Diagonal 4b	AI	55x55x4	344.7	30.74	30.74	g93Y	-9.391H5: Rotura	30.552	30.928	34.150	0.750	0.500	0.500	179.65	3.915	5	1		
C4	Cuadro 4	AI	50x50x4	344.7	34.29	34.29	g2Y	-7.529H5: Rotura	21.956	30.928	34.150	1.000	1.000	1.000	185.78	1.836	4	1		
H4	Horizontal 4	AI	40x40x4	248.2	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.000	0	0			
M5	Montante 5	AI	110x110x8	344.7	94.99	94.99	gEY	-437.858H4: Viento	460.938	595.172	512.245	1.000	1.000	1.000	69.61	1.517	1	6		
R5	Redundante 5	AI	50x50x4	248.2	81.49	81.49	g13Y	-17.549H5: Rotura	21.535	30.928	30.472	1.000	1.000	1.000	187.59	1.854	4	1		
R5a	Redundante 5a	AI	50x50x4	248.2	56.50	28.40	g32P	-8.654H4: Viento	74.555	30.928	30.472	1.000	1.000	1.000	46.46	0.459	3	1		
R5b	Redundante 5b	AI	40x40x4	344.7	97.48	97.48	Fg1025Y	-13.604H5: Rotura	13.955	30.928	34.150	1.000	1.000	1.000	207.34	1.630	4	1		

Group Summary (Tension Portion):

Group Label	Group Desc.	Angle Type	Angle Size	Steel Strength (MPa)	Max Usage %	Max Use In Tens. %	Tension Control Member	Tension Force (kN)	Tension Control Load Case	Net Section Capacity (kN)	Tens. Shear Capacity (kN)	Tens. Conn. Bearing Capacity (kN)	Tens. Conn. Rupture Capacity (kN)	Length Member (m)	No. Of Bolts	No. Of Holes	Hole Diameter (cm)
C1	Cuadro 1	AI	30x30x4	248.2	22.95	22.95	g152Y	5.526H6:	Sobrec	24.076	123.710	60.944	47.046	1.330	2	2.000	1.587
C1a	Cuadro 1a	AI	30x30x4	248.2	64.32	14.28	g161P	3.438H6:	Sobrec	24.076	123.710	60.944	47.046	1.330	2	2.000	1.587
N1a	Mensula 1a	AI	35x35x4	344.7	86.73	23.50	Fg156169P	6.148H7:	Rotura	62.208	30.928	34.150	26.160	1.200	1	1.000	1.587
N1b	Mensula 1b	AI	30x30x4	248.2	2.01	2.01	g158P	0.374H6:	Sobrec	35.854	30.928	30.472	18.589	1.330	1	1.000	1.587
H1	Horizontal 1	AI	50x50x4	248.2	20.91	18.06	g173P	4.815H7:	Rotura	71.596	30.928	30.472	26.660	1.791	1	1.000	1.587
T1	Tirante 1	AI	35x35x4	248.2	39.41	39.41	g163P	8.304H6:	Sobrec	44.790	61.855	30.472	21.071	1.389	1	1.000	1.587
T1a	Tirante 1a	AI	35x35x4	248.2	0.00	0.00	g167P	0.000		44.790	30.928	30.472	21.071	1.330	1	1.000	1.587
R1	Redundante 1	AI	30x30x4	248.2	2.43	0.56	g185Y	0.103H7:	Rotura	35.854	30.928	30.472	18.589	0.700	1	1.000	1.587
D1	Diagonal 1	AI	35x35x4	248.2	72.49	72.49	g180Y	15.275H4:	Viento	44.790	30.928	30.472	21.071	1.937	1	1.000	1.587
M1	Montante 1	AI	50x50x4	344.7	31.28	5.23	Fg9898X	4.179H4:	Viento	79.841	198.391	85.374	85.374	1.408	2	2.000	1.905
C2	Cuadro 2	AI	30x30x4	248.2	79.47	79.47	g192Y	19.135H1:	Minima	24.076	123.710	60.944	47.046	1.330	2	2.000	1.587
C2a	Cuadro 2a	AI	50x50x4	248.2	78.68	32.96	g201P	17.573H4:	Viento	63.790	123.710	60.944	53.319	1.330	2	2.000	1.587
N2a	Mensula 2a	AI	55x55x4	344.7	95.53	36.02	g204P	20.635H5:	Rotura	111.850	61.855	68.299	57.294	1.200	2	1.000	1.587
N2b	Mensula 2b	AI	30x30x4	248.2	6.50	6.50	g206P	1.208H4:	Viento	35.854	30.928	30.472	18.589	1.330	1	1.000	1.587
H2	Horizontal 2	AI	50x50x4	248.2	79.48	68.72	g222P	18.321H5:	Rotura	71.596	30.928	30.472	26.660	1.791	1	1.000	1.587
T2	Tirante 2	AI	35x35x4	248.2	84.20	84.20	g208P	30.773H6:	Sobrec	44.790	123.710	60.944	36.547	1.390	2	1.000	1.587
T2a	Tirante 2a	AI	35x35x4	248.2	0.01	0.00	g212P	0.001H4:	Viento	44.790	30.928	30.472	21.071	1.330	1	1.000	1.587
R2	Redundante 2	AI	30x30x4	248.2	4.06	0.94	g225P	0.175H1:	Minima	35.854	30.928	30.472	18.589	0.696	1	1.000	1.587
D2	Diagonal 2	AI	50x50x6	248.2	85.09	73.36	g231Y	45.379H4:	Viento	104.714	61.855	91.416	65.990	1.931	2	1.000	1.587
M2	Montante 2	AI	65x65x4	344.7	89.36	54.95	Fg98100X	46.912H4:	Viento	121.210	198.391	85.374	85.374	1.400	2	2.000	1.905
C3	Cuadro 3	AI	40x40x5	248.2	99.31	54.16	g150P	29.072H4:	Viento	53.676	123.710	76.180	66.649	1.330	2	2.000	1.587
C3a	Cuadro 3a	AI	55x55x4	248.2	81.79	70.98	g130P	37.847H4:	Viento	73.719	123.710	60.944	53.319	1.330	2	2.000	1.587
N3a	Mensula 3a	AI	55x55x4	344.7	92.78	0.00	Fg133137Y	0.000		111.850	61.855	68.299	57.294	1.200	2	1.000	1.587
N3b	Mensula 3b	AI	30x30x4	248.2	17.20	0.00	g134P	0.000		35.854	30.928	30.472	18.589	1.330	1	1.000	1.587
H3	Horizontal 3	AI	55x55x4	248.2	90.50	44.43	g144P	11.844H1:	Minima	80.632	30.928	30.472	26.660	1.791	1	1.000	1.587
H3a	Horizontal 3a	AI	40x40x4	248.2	0.00	0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
T3	Tirante 3	AI	35x35x4	248.2	83.60	83.60	Fg135135P	30.553H6:	Sobrec	44.790	123.710	60.944	36.547	1.389	2	1.000	1.587
T3a	Tirante 3a	AI	35x35x4	248.2	0.04	0.00	g137P	0.000		44.790	30.928	30.472	21.071	1.330	1	1.000	1.587
R3	Redundante 3	AI	30x30x4	248.2	4.58	1.21	g140P	0.225H1:	Minima	35.854	30.928	30.472	18.589	0.700	1	1.000	1.587
D3	Diagonal 3	AI	50x50x6	248.2	84.40	84.40	g235Y	52.207H4:	Viento	104.714	61.855	91.416	65.990	1.931	2	1.000	1.587
D3a	Diagonal 3a	AI	70x70x6	248.2	92.82	92.82	g105Y	114.828H4:	Viento	158.328	123.710	182.832	127.310	0.416	4	1.000	1.587
M3	Montante 3	AI	90x90x7	344.7	94.08	74.67	Fg98102X	243.073H4:	Viento	325.535	595.172	448.214	448.214	0.500	6	2.000	1.905
M4	Montante 4	AI	120x120x8	344.7	95.74	73.78	Fg162X	377.924H4:	Viento	534.756	595.172	512.245	512.245	0.111	6	2.000	1.905
D4	Diagonal 4	AI	45x45x4	248.2	90.95	86.52	g68Y	22.527H5:	Rotura	62.661	30.928	30.472	26.035	1.995	1	1.000	1.587
D4a	Diagonal 4a	AI	50x50x4	248.2	38.94	38.94	g89Y	10.383H5:	Rotura	71.596	30.928	30.472	26.660	3.525	1	1.000	1.587
D4b	Diagonal 4b	AI	55x55x4	344.7	30.74	28.04	g52Y	8.377H5:	Rotura	111.850	30.928	34.150	29.877	3.915	1	1.000	1.587
C4	Cuadro 4	AI	50x50x4	344.7	34.29	23.78	Fg210Y	7.106H5:	Rotura	99.439	30.928	34.150	29.877	1.836	1	1.000	1.587
H4	Horizontal 4	AI	40x40x4	248.2	0.00	0.00		0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0
M5	Montante 5	AI	110x110x8	344.7	94.99	77.36	g7P	371.000H4:	Viento	479.598	595.172	512.245	512.245	0.117	6	2.000	1.905
R5	Redundante 5	AI	50x50x4	248.2	81.49	35.03	Fg1317P	9.340H5:	Rotura	71.596	30.928	30.472	26.660	1.854	1	1.000	1.587
R5a	Redundante 5a	AI	50x50x4	248.2	56.50	56.50	g31P	15.063H4:	Viento	71.596	30.928	30.472	26.660	1.538	1	1.000	1.587
R5b	Redundante 5b	AI	40x40x4	344.7	97.48	96.08	g12Y	28.447H4:	Viento	74.618	30.928	34.150	29.608	1.630	1	1.000	1.587

*** Maximum Stress Summary for Each Load Case

Summary of Maximum Usages by Load Case:

Load Case	Maximum Usage %	Element Label	Element Type
H1: Minima Temperatura	95.53	g204Y	Angle
H2: Minima Temperatura y Viento Máximo	88.98	g204Y	Angle
H3: Máxima Temperatura	72.36	g131P	Angle
H4: Viento Máximo	99.31	g150X	Angle
H5: Rotura del conductor de fase, Desbalance Longitudinal	97.48	Fg1025Y	Angle
H6: Sobrecarga Vertical, Aplicados Sobre un conductor	84.20	g208P	Angle
H7: Rotura de cable guarda OPGW, desbalance longitudinal	66.54	g192Y	Angle

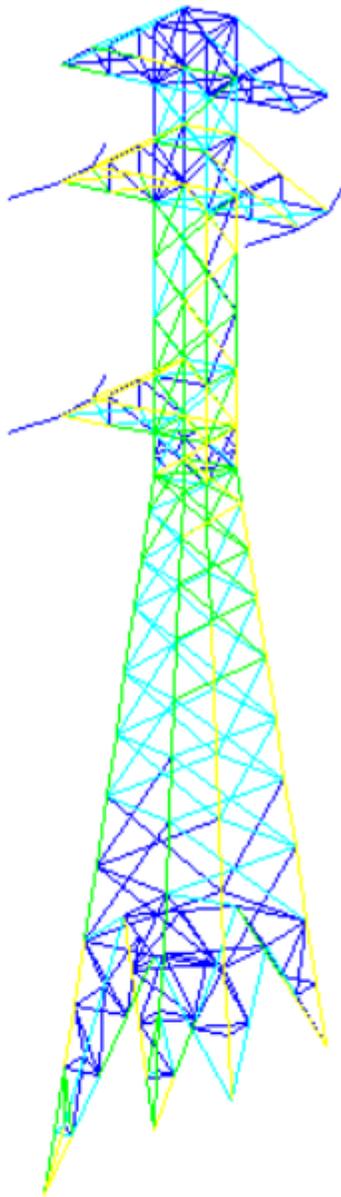
Summary of Insulator Usages:

Insulator Label	Insulator Type	Maximum Usage %	Load Case	Weight (N)
G1P	Clamp	12.29	H4: Viento Máximo	0.0
G2P	Clamp	11.30	H4: Viento Máximo	0.0
G1Y	Clamp	12.29	H4: Viento Máximo	0.0
G2Y	Clamp	11.30	H4: Viento Máximo	0.0
FASE RP	Strain	22.78	H4: Viento Máximo	186.4
FASE RY	Strain	22.78	H4: Viento Máximo	186.4
FASE SP	Strain	22.75	H4: Viento Máximo	186.4
FASE SY	Strain	22.75	H4: Viento Máximo	186.4
FASE TP	Strain	22.75	H4: Viento Máximo	186.4
FASE TY	Strain	22.75	H4: Viento Máximo	186.4

*** Weight of structure (N):

Weight of Angles*Section DLF:	29993.5
Weight of Strains:	1118.3
Total:	31111.9

*** End of Report



% Usage Legend

■	0 ≤ % < 25
■	25 ≤ % < 50
■	50 ≤ % < 75
■	75 ≤ % < 100
■	100 ≤ %

Anexo 4: Diseño de la cimentación

Perfiles estructuras considerados para el diseño

- L51x51x4.8 (En Parrilla)
- 2L51X51X4.8 (En Parrilla)
- L51X51X6.4 (Redundantes)
- L76X76X7.9 (Montantes)
- C175X60X10 (Vigas Principales)

La verificación de perfiles para las distintas hipótesis da una ratio inferior a 1, en consecuencia, se cumple con el diseño del emparrillado, esto se muestra en la tabla siguiente:

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC 360-10									
Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
6	L76X76X7.9	Brace	No Messages	0,93353	PMM	COMB18	1,2659	No Messages	No Messages
20	L76X76X7.9	Brace	No Messages	0,921688	PMM	COMB18	1,18954	No Messages	No Messages
8	L76X76X7.9	Brace	No Messages	0,839911	PMM	COMB18	0	No Messages	No Messages
14	L76X76X7.9	Brace	No Messages	0,829394	PMM	COMB18	1,10793	No Messages	No Messages
60	C60X175X10	Beam	No Messages	0,430318	PMM	COMB18	0,5	No Messages	No Messages
15	L51X51X4.8	Beam	No Messages	0,266164	PMM	COMB18	0,5	No Messages	No Messages
16	L51X51X4.8	Beam	No Messages	0,266164	PMM	COMB18	0	No Messages	No Messages
17	L51X51X4.8	Beam	No Messages	0,260275	PMM	COMB18	0,5	No Messages	No Messages
18	L51X51X4.8	Beam	No Messages	0,260275	PMM	COMB18	0	No Messages	No Messages
55	C60X175X10	Beam	No Messages	0,245829	PMM	COMB18	0,5	No Messages	No Messages
51	2L51X51X4.8	Beam	No Messages	0,204289	PMM	COMB18	0,5	No Messages	No Messages
52	2L51X51X4.8	Beam	No Messages	0,204289	PMM	COMB18	0	No Messages	No Messages

Anexo 5: Estudio de Reubicación de T-22 de L.T. L-1710

La Virgen S.A.C.

**Estudio de Reubicación de T-22 de la L.T. 138kV
La Virgen–Caripa**

**Ingeniería Definitiva de Reubicación de la T-22
L.T. 138kV La Virgen–Caripa**

Fecha: Agosto, 2019
SZ-19-741/004

La Virgen S.A.C.

**Estudio de Reubicación de T-22 de la L.T. 138kV
La Virgen–Caripa**

Ingeniería Definitiva de Reubicación de la T-22
L.T. 138kV La Virgen–Caripa

Preparado por:

WG / HC

Aprobado por:

Luis Landeo Ramos

Gerencia de Ingeniería Electromecánica.

ÍNDICE

1 MEMORIA DESCRIPTIVA	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 GENERALIDADES.....	1
1.2.1 <i>Objetivo</i>	1
1.2.2 <i>Alcances</i>	1
1.2.3 <i>Características de la Línea de Transmisión</i>	2
1.2.4 <i>Ubicación</i>	2
1.2.5 <i>Características del Área de Estudio</i>	3
1.3 DESCRIPCION DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA PARA LA REUBICACIÓN DE LA T-22.....	4
1.3.1 <i>Criterios para la Selección de la Alternativa</i>	4
1.3.2 <i>Descripción de la alternativa seleccionada</i>	4
1.4 CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR	6
1.4.1 <i>Selección de la Tensión EDS</i>	6
1.4.2 <i>Hipótesis de Carga</i>	6
1.4.3 <i>Limitaciones de Tensado</i>	6
1.4.4 <i>Calculo del CREEP</i>	6
1.4.5 <i>Cambio de Estado del Conductor</i>	7
1.5 COORDINACIÓN ENTRE CONDUCTOR DE FASE Y CABLE DE GUARDA	7
1.5.1 <i>Coordinación de Flechas y Tensiones entre Conductor de Fase y Cables de Guarda Tipo OPGW y EHS</i>	7
1.5.2 <i>Hipótesis de carga para el Cable de Guarda Tipo OPGW</i>	8
1.5.3 <i>Hipótesis de carga para el Cable de Guarda Tipo EHS</i>	8
1.6 ESTRUCTURAS.....	8
1.6.1 <i>Tipo de Estructura</i>	8
1.6.2 <i>Prestación de la Estructura</i>	8
1.6.3 <i>Árbol de Cargas o Diagramas de Cargas (Diagramas Isométricos)</i>	9
1.7 PUESTA A TIERRA	9
1.7.1 <i>Características del Diseño del Sistema de Puesta a Tierra</i>	9
1.7.2 <i>Configuración de los Sistemas de Puesta a Tierra</i>	10
1.8 MATERIALES PRINCIPALES DE LA LÍNEA	10
1.8.1 <i>Conductor de Fase</i>	10
1.8.2 <i>Cable de Guarda Tipo EHS</i>	10
1.8.3 <i>Cable de Guarda Tipo OPGW</i>	11
1.8.4 <i>Características de Aisladores Estándar</i>	11
1.8.5 <i>Puesta a Tierra</i>	12
2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE SUMINISTRO, MONTAJE DE OBRAS ELECTROMECAICAS Y OBRAS CIVILES	13
2.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE SUMINISTRO	13
2.1.1 <i>Estructuras Metálicas en Celosía (Torres)</i>	13
2.1.2 <i>Materiales para Puesta a Tierra</i>	28
2.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MONTAJE	31
2.2.1 <i>Condiciones Generales</i>	31
2.2.2 <i>Requisitos y Procedimientos Generales para la Construcción</i>	41
2.2.3 <i>Ingeniería de Detallé</i>	43
2.2.4 <i>Transporte de Materiales</i>	44

ÍNDICE

2.2.5	Obras Electromecánicas Línea de Transmisión en 138kV.....	44
2.2.6	Pruebas.....	55
2.3	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE OBRAS CIVILES	56
2.3.1	Obras Provisionales.....	56
2.3.2	Movimiento de Tierras.....	57
2.3.3	Encofrados.....	60
2.3.4	Acero de Refuerzo.....	61
2.3.5	Concreto.....	63
2.3.6	Medición y Pago.....	78
3	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DE OBRAS ELECTROMECAÑICAS Y CIVILES	80
3.1	INFORMACIÓN PROPORCIONADA.....	80
3.2	CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA	80
3.2.1	Conductor de Fase.....	80
3.2.2	Cable de Guarda Tipo EHS.....	81
3.2.3	Cable de Guarda Tipo OPGW	81
3.3	ÁREAS DE CARGA.....	82
3.4	CARACTERÍSTICAS CLIMATOLÓGICAS Y AMBIENTALES.....	82
3.5	PRESIÓN DEL VIENTO.....	82
3.6	CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR.....	83
3.6.1	Selección de la Tensión EDS.....	83
3.6.2	Hipótesis de Carga	83
3.6.3	Limitaciones de Tensado	84
3.6.4	Calculo del CREEP	84
3.6.5	Cambio de Estado del Conductor.....	86
3.7	COORDINACIÓN ENTRE CONDUCTOR DE FASE Y CABLE DE GUARDA.....	87
3.7.1	Coordinación de Flechas y Tensiones entre Conductor de Fase y Cables de Guarda Tipo OPGW y EHS.....	87
3.7.2	Hipótesis de carga para el Cable de Guarda Tipo OPGW	88
3.8	ÁRBOLES DE CARGA	90
3.8.1	Introducción	90
3.8.2	Tipo de Estructura	90
3.8.3	Prestaciones de la Estructura.....	91
3.8.4	Diseño Mecánico de las Estructuras	91
3.8.5	Cálculos del Árbol de Cargas o Diagramas de Cargas (Diagramas Isométricos).....	93
3.9	LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS.....	95
3.9.1	Vano medio y longitud de la catenaria.....	95
3.9.2	Localización de estructuras mediante el programa PLSCADD	96
3.10	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	96
3.10.1	Configuraciones de Puesta a Tierra en Torres.....	97
3.11	CÁLCULO DE OBRAS CIVILES.....	98
3.11.1	Generalidades.....	98
3.11.2	Objetivos.....	98
3.11.3	Normas y Reglamentos de Referencia.....	98
3.11.4	Materiales.....	99
3.11.5	Condiciones de Suelo	99
3.11.6	Agresividad de los Suelos	99
3.11.7	Diseño de Cimentación.....	99

ÍNDICE

4 METRADOS	101
5 PLANOS	114

Anexos

Anexo A	Cambio de Estado del Conductor
Anexo B	Cambio de Estado de los Cables de Guarda
Anexo C	Diagrama de Carga de las Estructuras
Anexo D	Diseño de Fundación de la Estructura
Anexo E	Metrado y Presupuesto
Anexo F	Planos
Anexo G	Cronograma

Propiedad y Confidencialidad

Los documentos generados por **Dessau S&Z S.A.** para el presente Informe, tienen única y exclusivamente fines de documentación. Toda reproducción o adaptación, parcial o total, queda estrictamente prohibida.

Toda la información utilizada para la elaboración del presente documento, así como la generada respecto a la planificación, diseño o implementación, gestión, supervisión y cualquier otro aspecto del Proyecto, es confidencial y las Partes se comprometen a su no divulgación, a menos que dicha información sea necesaria para la ejecución del Proyecto, o si el Cliente autoriza un destino distinto, o si ésta es reconocida como información pública.

Las personas que participan en el desarrollo de este documento reconocen este principio.

REGISTRO DE REVISIONES Y EMISIONES		
N.º de revisión	Fecha	Descripción de la modificación y / o de emisión
A	27.08.2018	Revisión Interna
B	29.08.2018	Emisión Original

1 MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 ANTECEDENTES

La Virgen S.A.C. es una empresa dedicada a la generación y distribución de energía eléctrica en el Perú desde el año 2008. Desde el 2014 la empresa inicio la construcción de la Central Hidroeléctrica La Virgen de 84 MW, ubicada en la provincia de Chanchamayo, departamento de Junín.

La Interconexión de la Central Hidroeléctrica La Virgen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se realiza a través de una Línea de Transmisión de 63,5 km en 138 kV, que llega a la S.E. Caripa. Los trabajos de construcción y montaje, fueron concluidos en el mes de Diciembre del 2017.

La Virgen S.A.C. realizó una inspección a las torres de la línea, luego de una caída de lluvias el 28 de abril del 2019 encontrando que un deslizamiento afectó la Torre N°22 (T-22), de forma directa a las bases A y D, dejando parcialmente expuesta la fundación. El deslizamiento se produce por saturación del suelo en el contacto con el macizo rocoso. Se constató asentamiento del talud aguas arriba de la fundación de la torre por agrietamientos de los muros de protección y continuidad de la línea de deslizamiento en el terreno.

En ese sentido la Virgen S.A.C. (Cliente) contrato los servicios de ingeniería de Dessau S&Z S.A. (DSZ) para definir la solución más óptima de tal forma de realizar las modificaciones de reubicación de la T-22 dentro de los límites de las estructuras T-21 y T-23.

1.2 GENERALIDADES

1.2.1 Objetivo

Es presentar el Estudio a Nivel de Ingeniería Definitiva para la reubicación de la torre T-22 de la Línea de Transmisión 138kV La Virgen–Caripa (L-1710).

El Estudio Definitivo comprende la definición de la alternativa más óptima y el diseño electromecánico para la reubicación de la torre T-22.

1.2.2 Alcances

El Estudio a Nivel de Ingeniería Definitiva para la reubicación de la estructura T-22, comprende la elaboración de los siguientes documentos:

- ❖ Memoria Descriptiva
- ❖ Especificaciones Técnicas de Suministro
- ❖ Especificaciones Técnicas de Montaje y de Obras Civiles
- ❖ Cálculos Justificativos
- ❖ Metrados y presupuesto
- ❖ Planos

Otros estudios:

- ❖ Estudio de Geología y Geotecnia

- ❖ Medición de Resistividad

1.2.3 Características de la Línea de Transmisión

Las características de la Línea de Transmisión son:

- ❖ Nivel de tensión : 138 kV
- ❖ Potencia de transmisión : 144 MW
- ❖ Longitud de la línea : 63,52 km
- ❖ Disposición : Triangular
- ❖ Conductor : AAAC 507 mm²
- ❖ Cables de guarda : OPGW y EHS
- ❖ Estructuras : Torres de celosía

1.2.4 Ubicación

El tramo de La Línea de Transmisión 138kV La Virgen–Caripa (L-1710) a reubicar, está ubicado en el departamento de Junín, provincia de Chanchamayo.

La zona de estudio está definida por la ubicación de las torres de la línea L-1710, adyacente a la torre T-22, cuyas coordenadas son:

Cuadro 1.1: Ubicación de estructuras. – Sistema WGS 84, Zona 18.

TORRE	ESTE	NORTE	ELEVACION
T-21	445 798.83	8 759 598.16	2 052.85
T-22	445 685,66	8 759 488,68	2 054,67
T-23	445 230,91	8 759 043,65	2 066.49

Fuente: Datos proporcionados por La Virgen S.A.C.

Imagen 1.1: Ubicación de estructuras – Sistema WGS 84, Zona 18.



1.2.5 Características del Área de Estudio

1.2.5.1 Condiciones Climatológicas

Las condiciones climatológicas de la zona del proyecto del presente estudio, se refiere principalmente a los valores de temperatura media, máxima, mínima que se ha obtenido de la información suministrada por el Cliente; mientras que la velocidad de viento máximo se obtiene del Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 (CNE Suministro 2011).

Cuadro 1.2: Valores para las condiciones climatológicas.

PARÁMETROS ZONA DE CARGA (CNE – SUMINISTRO 2011)	UNIDAD	VALORES
		ÁREA 0
Temperatura Ambiente Mínima	°C	15,6
Temperatura Ambiente Promedio	°C	25,6
Temperatura Ambiente Máxima	°C	30,0
Velocidad de Viento Máximo (*)	km/h	94
Nivel Isocerámico	tormentas/año	60
Condiciones Ambientales	-	Limpio

(*): Tabla 250-1.B del CNE Suministro 2011.

1.2.5.2 Presión de Viento

La presión del viento que se aplica sobre las áreas proyectadas de conductores, cables de guarda, estructuras de soporte y cadena de aisladores, se calcula mediante la expresión del CNE Suministro 2011, Regla 250.C., que a continuación se presenta:

$$PV = K \times V^2 \times Sf \times A$$

Dónde:

PV = Carga en Newton

K = Constante de Presión, para niveles menores a 3 000 msnm K = 0,613 y para niveles iguales o mayores a 3 000 msnm K = 0,455

V = Velocidad del viento en m/s

Sf = Factor de forma:

1,00 para conductores, cables de guarda y cadenas de aisladores

3,20 para torres metálicas

A = Área proyectada en m²

En el cuadro siguiente, se detallan los valores de presión del viento para los distintos elementos de la línea.

Cuadro 1.3: Presión del viento.

ELEMENTO DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN	PRESIÓN DE VIENTO (kg/m ²)
Estructuras de acero en celosía (Torres)	135,17
Conductor y cables de guarda	42,24
Cadena de aisladores	42,24

1.3 DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA PARA LA REUBICACIÓN DE LA T-22

Del documento “Informe SZ-19-741/001 Informe de Evaluación de Alternativas de Reubicación de la T-22”, se seleccionó la alternativa N°2 para realizar la reubicación de la estructura T-22.

1.3.1 Criterios para la Selección de la Alternativa

Se consideraron las siguientes premisas o criterios para la reubicación de la estructura T-22:

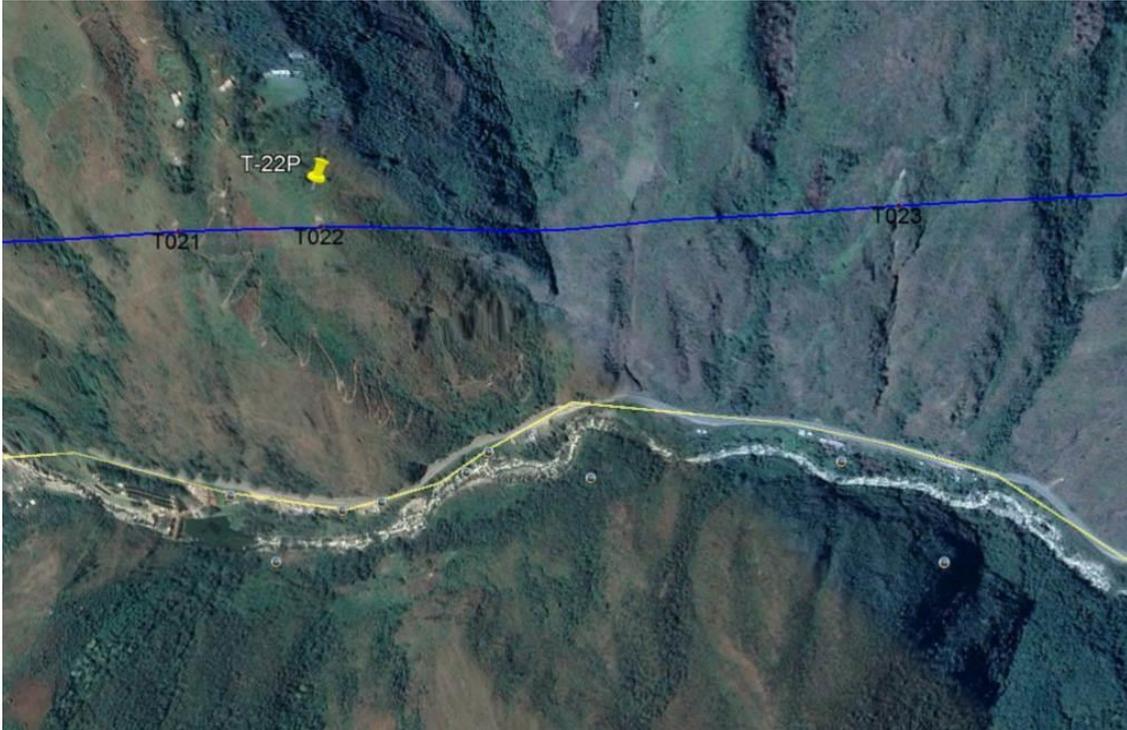
- ❖ Reubicarlo sobre terreno estable.
- ❖ Desplazar la estructura la mínima posible, para evitar pasar por antiguos deslizamientos, así como también no generar un mayor vano.
- ❖ Seleccionar su nueva ubicación cercana a los accesos existentes para evitar nuevos accesos.
- ❖ Encontrar una ubicación en suelo natural y no en un relleno de talud por la conformación de muros o enrocado.
- ❖ Evitar ubicarla en zonas próximas a deslizamientos y no se vea afectado por este fenómeno.
- ❖ Reubicarla sobre topografía del terreno de característica plano a semiplano.
- ❖ En su ubicación final se debe verificar que los conductores de los vanos adyacentes cumplan las distancias mínimas de seguridad (DMS) al suelo.
- ❖ Considerar que la solución de la reubicación se realice con la menor cantidad de estructuras a replantear.
- ❖ Se deberá verificar que se cumpla con las prestaciones mecánicas de las estructuras existentes adyacente (T-23).

1.3.2 Descripción de la alternativa seleccionada

La alternativa seleccionada para la reubicación de la estructura T-22, consiste en desplazar la torre 35,52 m, en posición transversal al eje y a su ubicación actual, ubicándola en terreno de menor pendiente, sin afectación de los desplazamientos.

Para facilitar el montaje electromecánico del tramo de la variante de la línea, se deberá trasladar la estructura T-21 en el mismo eje de alineamiento actual, distante 10 m de su posición actual en dirección a la estructura T-22 en su posición actual.

Imagen 1.1: Vista de la estructura T-22N – Alternativa Seleccionada.



Al desplazar la estructura T-22 aguas arriba, implica la formación de tres (03) nuevos vértices, conformados por las estructuras T-21N, T-22N y T-23 existente.

Del Informe **LVI-MC2E-LTE52-0003** y la **Planilla de Estructuras** proporcionada por el Cliente, se tiene:

- ❖ T-21: estructura de suspensión para alineamiento con vano normal y ángulo de desvío topográfico desde 0° a 3° , **tipo Sa3-3**.
- ❖ T-22: estructura de suspensión para alineamiento con vano normal y ángulo de desvío topográfico desde 0° a 3° , **tipo Sa3-3**.
- ❖ T-23: estructura de ángulo mediano para vano normal y ángulo de desvío topográfico $> 3^\circ$ a $\leq 30^\circ$, se puede utilizar para vanos grandes en alineamiento, **tipo Aa30-3**.

Las estructuras T-21 y T-22 de suspensión serán reemplazadas por estructuras de ángulo mediano (Tipo Aa30), para que cumplan con el ángulo de desvío topográfico; por los cambios a los que serán sometidos al ser estructuras nuevas, se le asignaran nuevas prestaciones mecánicas.

La estructura T-23 tipo Aa30-3 si cumplirá con las nuevas prestaciones debido a la modificación de su ángulo de deflexión.

Según el Estudio de Geología y Geotecnia, y de acuerdo al perfil estratigráfico y características geotécnicas, el terreno en donde se reubicará la estructura T-22 es estable.

Las coordenadas de las nuevas ubicaciones de las estructuras de la variante de la línea L-1710, en coordenadas son:

Cuadro 1.4: Ubicación de las estructuras reubicadas – Sistema WGS 84, Zona 18.

ESTRUCTURA	TIPO	VERTICE	ESTE	NORTE	ELEVACIÓN
T-21N	Aa30+3	V-07A	445 791,64	8 759 591,21	2 054,74
T-22N	Aa30-3	V-07B	4 457 11,60	8 759 464,48	2 076,41
T-23	-	V-07C	445 230,91	8 759 043,65	2 066,49

Fuente: Datos proporcionados por La Virgen S.A.C.

1.4 CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

1.4.1 Selección de la Tensión EDS

Para la zona de carga Área 0, se ha usado el esfuerzo unitario EDS igual a 5,196 kg/mm², para condiciones finales, equivalente al 18% del esfuerzo de rotura del conductor.

1.4.2 Hipótesis de Carga

Las hipótesis para el cambio de estado del conductor tipo AAAC de 507 mm², fueron establecidas para las condiciones finales a ser utilizadas en la Línea de Transmisión en 138kV La Virgen – Caripa.

Las hipótesis de carga del conductor para la Zona de Carga Áreas 0, se muestra a continuación:

Cuadro 1.5: Hipótesis de Carga del Conductor AAAC 507mm² – Área 0 (< 3000 msnm).

HIPÓTESIS	TIRO EDS	TEMPERATURA	PRESIÓN DE VIENTO	ESPESOR DE MANGUITO DE HIELO	UTS
	(kg/mm ²)	(°)	(kg/m ²)	(mm)	(%)
Condición Normal (EDS)	5,196	25,6	0	0	18
Viento Máximo (Máximo Tiro)	-	10	42,24	0	< 60
Temperatura Mínima	-	0	0	0	< 60
Temperatura Máxima (Flecha Máxima)	-	75	0	0	-

1.4.3 Limitaciones de Tensado

Para los esfuerzos EDS inicial y final del conductor tipo AAAC 507 mm², se consideran las limitaciones establecidas en la Regla 261.H.1.b del CNE Suministro 2011; en donde se establece que los esfuerzos de tensión a 25 °C, sin carga externa, no deberá exceder los siguientes porcentajes de su resistencia a la rotura nominal: en condición inicial 25 % y en condición final 20 %.

Asimismo, el máximo esfuerzo del conductor se limitará al 60% del UTS del conductor, de acuerdo con la Regla 261.H.1.a del CNE Suministro 2011, aplicadas a las cargas establecidas en la Regla 250.B., en la Regla 251 y multiplicado por un factor de sobrecarga de 1,0.

1.4.4 Calculo del CREEP

El PLSCADD tiene incorporado las características de los conductores mediante coeficientes de un polinomio de 5to grado, con el cual se genera la curva del Creep el cual representa la deformación del conductor en condición final.

1.4.5 Cambio de Estado del Conductor

El cambio de estado del conductor para diferentes vanos y distintas condiciones ambientales, se efectúa mediante la siguiente ecuación cúbica:

$$T_f^3 + T_f^2 * \left[\frac{d^2 W_i^2 E \cos^3 \phi}{24 S \sigma_i} + \alpha (t_2 - t_1) E S \cos \phi - \sigma_i S \right] - \frac{d^2 W_f^2 E S \cos^3 \phi}{24} = 0$$

Dónde:

- ❖ Tf = Tiro horizontal final (kg)
- ❖ d = Vano (m)
- ❖ Wi = Peso unitario inicial (kg/m)
- ❖ Wf = Peso unitario final (kg/m)
- ❖ S = Sección del conductor (mm²)
- ❖ σi = Esfuerzo horizontal unitario inicial (kg/mm²)
- ❖ t2 = Temperatura final (°C)
- ❖ t1 = Temperatura inicial (°C)
- ❖ α = Coeficiente de dilatación lineal (1/°C)
- ❖ E = Módulo de elasticidad (kg/mm²)

$$\cos \phi = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{H}{D}\right)^2}}$$

H/D = Relación desnivel/vano

1.5 COORDINACIÓN ENTRE CONDUCTOR DE FASE Y CABLE DE GUARDA

1.5.1 Coordinación de Flechas y Tensiones entre Conductor de Fase y Cables de Guarda Tipo OPGW y EHS

Con la finalidad de determinar en forma adecuada la separación entre los conductores de las fases superiores y los cables de guarda a lo largo de los vanos de la línea, se efectúa la coordinación de tensiones mecánicas, que implica necesariamente una coordinación de flechas entre conductor de fase y cables de guarda.

La práctica común en proyectos de este nivel establece la siguiente relación: la flecha del cable OPGW será igual al 90 % de la flecha del conductor, calculado en condiciones EDS final.

De la coordinación con el conductor de la línea de transmisión con el cable de guarda, resultan los siguientes tensados:

Tensado EDS del conductor	:	18 %
Tensado EDS del cable OPGW	:	13,61 %
Tensado EDS del cable EHS	:	13,48 %

1.5.2 Hipótesis de carga para el Cable de Guarda Tipo OPGW

Las hipótesis de carga para el cable de guarda tipo OPGW, son las siguientes:

Cuadro 1.6: Hipótesis de Carga del Cable de Guarda Tipo OPGW 97mm² – Área 0 (< 3000 msnm)

HIPÓTESIS	TIRO EDS	TEMPERATURA	PRESIÓN DE VIENTO	ESPESOR DE MANGUITO DE HIELO	UTS
	(kg/mm ²)	(°)	(kg/m ²)	(mm)	(%)
Condición Normal (EDS)	16,10	25,6	0	0	13,61
Viento Máximo (Máximo Tiro)	-	10	42,24	0	< 60
Temperatura Mínima	-	0	0	0	< 60
Temperatura Máxima (Flecha Máxima)	-	40	0	0	-

1.5.3 Hipótesis de carga para el Cable de Guarda Tipo EHS

Las hipótesis de carga para el cable de guarda tipo EHS, son las siguientes:

Cuadro 1.7: Hipótesis de Carga del Cable de Guarda Tipo EHS 74,45mm² – Área 0 (< 3000 msnm)

HIPÓTESIS	TIRO EDS	TEMPERATURA	PRESIÓN DE VIENTO	ESPESOR DE MANGUITO DE HIELO	UTS
	(kg/mm ²)	(°)	(kg/m ²)	(mm)	(%)
Condición Normal (EDS)	17,10	25,6	0	0	13,48
Viento Máximo (Máximo Tiro)	-	10	42,24	0	< 60
Temperatura Mínima	-	0	0	0	< 60
Temperatura Máxima (Flecha Máxima)	-	40	0	0	-

1.6 ESTRUCTURAS

Serán torres de celosía preparada para llevar una simple terna y dos cables de guarda en la parte superior. El conductor de fase será el AAAC 507 mm² (un conductor por fase) y dos cables de guarda del tipo OPGW y EHS.

1.6.1 Tipo de Estructura

En el tramo a reubicar de la Línea de Transmisión de 138kV La Virgen – Caripa, se tiene previsto utilizar el siguiente tipo de estructura:

- ❖ T-21N: estructura de ángulo mediano para vano normal y ángulo de desvío topográfico > 3° a ≤ 30°, **tipo AaN30+3**.
- ❖ T-22N: estructura de ángulo mediano para vano normal y ángulo de desvío topográfico > 3° a ≤ 30°, **tipo AaN30-3**.

1.6.2 Prestación de la Estructura

A continuación se presenta las prestaciones previstas para el tipo de estructura a utilizar en la variante de la Línea de Transmisión de 138kV La Virgen – Caripa.

Cuadro 1.8: Prestación de la Estructura Tipo Aa30.

TIPO DE ESTRUCTURA	Aa30	
Función	Ángulo Mediano y Vano Grande	
Aislamiento	Seis Cadenas de Aisladores de Anclaje	
Vano Medio (m)	700	300
Vano Peso (m)	900/-900	900/-900
Angulo (°)	> 3	30
Vano Máximo (m)	900	900

1.6.3 Árbol de Cargas o Diagramas de Cargas (Diagramas Isométricos)

Las hipótesis para la determinación de los diagramas de carga para la línea L-1710, se verificarán para las condiciones finales de carga del conductor, con excepción de las condiciones de tendido que se efectuarán en condición inicial.

Para la determinación de las prestaciones de la estructura se realizaran los cálculos de vano lateral, vano peso y vano viento; de la estructura a utilizar en la variante de la L-1710.

1.6.3.1 Hipótesis de Carga: Estructura de Ángulo Mediano Tipo Aa30

- ❖ Hipótesis A: Viento máximo transversal
- ❖ Hipótesis B: Condición de arranque (Tiro hacia arriba) Uplift
- ❖ Hipótesis C: Condición mínima temperatura
- ❖ Hipótesis D: Condición de viento reducido
- ❖ Hipótesis E, F, G: Rotura de conductor de fases superior, intermedia e inferior alternadamente (uno por vez) del circuito
- ❖ Hipótesis H: Rotura de cable de guarda de fibra óptica (OPGW)
- ❖ Hipótesis I: Rotura de cable de guarda de extra alta tensión (EHS)
- ❖ Hipótesis J: Tendido de cable de guarda de fibra óptica
- ❖ Hipótesis K: Tendido de Conductor
- ❖ Hipótesis L: Tendido de cable de guarda de extra alta tensión

1.7 PUESTA A TIERRA

Los sistemas de puesta tierra a utilizarse se establecen en función a las exigencias de seguridad y operación confiable del sistema y cumpliendo con las reglas del CNE Suministro 2011. Así mismo, se toma en cuenta la medición de resistividad efectuada en el punto en donde se reubicaría la estructura T-22 de la línea L-1710.

1.7.1 Características del Diseño del Sistema de Puesta a Tierra

Las características de las instalaciones de los sistemas de puesta a tierra son los siguientes:

- ❖ Debido al tipo de terreno de la zona del proyecto, se utilizarán contrapesos horizontales como puesta a tierra básica de la estructura. Los contrapesos horizontales deben ir enterrados a 0,60 m.
- ❖ En las estructuras se colocará un sistema de puesta a tierra con una resistencia máxima de 25 ohmios.

1.7.2 Configuración de los Sistemas de Puesta a Tierra

Para el diseño del sistema de tierra se considera una configuración basada en contrapesos horizontales longitudinales.

1.7.2.1 Tipos de Puesta a Tierra en Torres

La configuración de puesta a tierra se ha diseñado con contrapesos horizontales con longitudes calculas para obtener una resistencia de puesta a tierra de 25 Ω .

En zonas de alta resistividad se adicionará dosis de tierra superficial (Cemento Conductivo) para lograr la resistencia de puesta a tierra solicitada.

1.8 MATERIALES PRINCIPALES DE LA LÍNEA

Se usarán principalmente los materiales usados en la Línea de Transmisión en 138 kV La Virgen – Caripa y que se enumera a continuación.

1.8.1 Conductor de Fase

Las principales características del conductor tipo AAAC, se indican a continuación.

❖ Material	:	Aleación de Aluminio 6201
❖ Normas aplicables	:	ASTM B398, ASTM B 399, IEC 209, IEC 1089
❖ Tipo	:	AAAC
❖ Sección transversal	:	507,74 mm ²
❖ Número de hilos x diámetro del hilo	:	37 x 4,18 N°/mm
❖ Diámetro exterior	:	29,26 mm
❖ Peso unitario	:	1,397 kg/m
❖ Carga de rotura	:	146,55 (14 944) kN (kg)
❖ Módulo de elasticidad	:	5 810 kg/mm ²
❖ Coeficiente de expansión lineal	:	0,000023 1/°C
❖ Resistencia eléctrica 20°C a cc	:	0,06597 Ohm/km

1.8.2 Cable de Guarda Tipo EHS

El cable de acero galvanizado presenta las características eléctricas y mecánicas, que se indican a continuación.

❖ Material	:	Acero Galvanizado
❖ Tipo	:	EHS
❖ Normas de fabricación	:	ASTM A 363, A 370, A 475
❖ Calibre	:	7/16 Pulgadas
❖ Sección transversal real	:	74,45 mm ²
❖ Diámetro total	:	11,04 mm
❖ Número de hilos x diámetro	:	7 x 3,68 N°/mm

❖	Peso unitario	:	0,595 kg/m
❖	Carga de rotura	:	9 443 kg
❖	Módulo de elasticidad	:	19 000 kg/mm ²
❖	Coefficiente de expansión lineal	:	0,0000115 1/°C

1.8.3 Cable de Guarda Tipo OPGW

El cable de guarda de fibra óptica OPGW presenta las características eléctricas y mecánicas, que se indican a continuación.

❖	Material	:	Aluminum Clad Steel Wire
❖	Normas aplicables	:	ITU-T G. 650, 651, 652, 652.C, 655, IEEE 1138
❖	Tipo	:	OPGW
❖	Sección transversal	:	97 mm ²
❖	Construcción	:	1/7,4 OP + 9/3,7 AS No./mm
❖	Diámetro exterior	:	14,8 mm
❖	Número de fibras	:	48
❖	Peso unitario	:	0,730 kg/m
❖	Carga de rotura nominal	:	11 479 (112,6 kN) kg
❖	Módulo de elasticidad	:	14 321 kg/mm ²
❖	Coefficiente de expansión lineal	:	0,000014 1/°C
❖	Capacidad de corriente de cortocircuito	:	113 KA ² s

1.8.4 Características de Aisladores Estándar

Las características de los aisladores estándar de vidrio templado, seleccionado son las siguientes:

❖	Tipo	:	Anclaje
❖	Clase IEC	:	U160BS
❖	Norma IEC 120	:	20 mm
❖	Conexión	:	Ball & socket
❖	Diámetro de disco	:	280 mm
❖	Altura	:	146 mm
❖	Distancia de fuga	:	400 mm
❖	Carga de falla electromecánica	:	160 kN
	Voltaje Resistente / Frecuencia Industrial	:	
❖	Seco, un minuto	:	75 kV

❖ Húmedo, un minuto	:	45 kV
❖ Voltaje Resistente al Impulso Seco	:	110 kV
❖ Voltaje de Perforación Mínimo	:	130 kV
❖ Peso Neto Aproximado	:	6,1 kg

1.8.4.1 *Características de la Cadena de Anclaje*

Las características eléctricas de la cadena de aisladores de anclaje, de la línea L-1710, son las siguientes:

❖ Tipo de cadena	:	Anclaje
❖ Número de aisladores	:	12 unidades
❖ Voltaje Resistente a Frecuencia Industrial	:	
Húmedo		540 kV
❖ Resistencia electromecánica	:	160 KN
❖ Distancia de Fuga Total	:	4 800 mm

1.8.5 **Puesta a Tierra**

Las características del conductor copperweld 7 N° 10 AWG son las siguientes:

❖ Sección total	:	36,83 mm ²
❖ Diámetro exterior	:	7,77 mm
❖ Peso unitario	:	0,3031 kg/m
❖ Carga de rotura mínima	:	31,68 kN (3 230 kg)
❖ Conductividad	:	40 % IACS

3 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DE OBRAS ELECTROMECAÑICAS Y CIVILES

El presente documento tiene por objeto presentar los cálculos justificativos para el diseño electromecánico y civil, para la reubicación del tramo de línea comprendido entre las estructuras T-21 y T-23 de la Línea de Transmisión 138kV La Virgen – Caripa (L-1710), teniendo como premisa la reubicación de la estructura T-22; que incluye el cálculo mecánico del conductor de fase, cables de guarda, coordinación de flechas entre conductor de fase y cable de guarda, cálculos del árbol de cargas de las estructuras, determinación del sistema de puesta a tierra de las estructuras, etc.

Los cálculos electromecánicos y civiles, se elaborarán tomando como referencia información proporcionada por la empresa La Virgen S.A.C., el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 (CNE Suministro 2011) y los trabajos de campo realizados.

3.1 INFORMACIÓN RECIBIDA

La información recibida de la empresa La Virgen S.A.C. fue la siguiente:

- ❖ LVI-DE2E-LTE52-0003-0 : Planos de Estructuras – Zona 0
- ❖ LVI-MC2E-LTE52-0003-1 : Cálculo del Diagrama de Carga de Torres – Zona de Carga Área 0
- ❖ LVI-MD2E-LTE52-0001-0 : Memoria Descriptiva
- ❖ LVI-MC2E-LTC05-0001-0 : Estudio de Mecánica de Suelos con fines de Cimentación – Zona de Carga Área 0

3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA

3.2.1 Conductor de Fase

Las principales características del conductor tipo AAAC, se indican a continuación.

- ❖ Material : Aleación de Aluminio 6201
- ❖ Normas aplicables : ASTM B398, ASTM B 399, IEC 209, IEC 1089
- ❖ Tipo : AAAC
- ❖ Sección transversal : 507,74 mm²
- ❖ Número de hilos x diámetro del hilo : 37 x 4,18 N°/mm
- ❖ Diámetro exterior : 29,26 mm
- ❖ Peso unitario : 1,397 kg/m
- ❖ Carga de rotura : 146,55 kN (14 944kg)
- ❖ Módulo de elasticidad : 5 810 kg/mm²
- ❖ Coeficiente de expansión lineal : 0,000023 1/°C
- ❖ Resistencia eléctrica 20°C a cc : 0,06597 Ohm/km

3.2.2 Cable de Guarda Tipo EHS

El cable de acero galvanizado presenta las características eléctricas y mecánicas, que se indican a continuación.

❖ Material	:	Acero Galvanizado
❖ Tipo	:	EHS
❖ Normas de fabricación	:	ASTM A 363, A 370, A 475
❖ Calibre	:	7/16 Pulgadas
❖ Sección transversal real	:	74,45 mm ²
❖ Diámetro total	:	11,04 mm
❖ Número de hilos x diámetro	:	7 x 3,68 N°/mm
❖ Peso unitario	:	0,595 kg/m
❖ Carga de rotura	:	9 443 kg
❖ Módulo de elasticidad	:	19 000 kg/mm ²
❖ Coeficiente de expansión lineal	:	0,0000115 1/°C

3.2.3 Cable de Guarda Tipo OPGW

El cable de guarda de fibra óptica OPGW presenta las características eléctricas y mecánicas, que se indican a continuación.

❖ Material	:	Aluminum Clad Steel Wire
❖ Normas aplicables	:	ITU-T G. 650, 651, 652, 652.C, 655, IEEE 1138
❖ Tipo	:	OPGW
❖ Sección transversal	:	97 mm ²
❖ Construcción	:	1/7,4 OP + 9/3,7 AS No./mm
❖ Diámetro exterior	:	14,8 mm
❖ Número de fibras	:	48
❖ Peso unitario	:	0,730 kg/m
❖ Carga de rotura nominal	:	11 479 (112,6 kN) kg
❖ Módulo de elasticidad	:	14 321 kg/mm ²
❖ Coeficiente de expansión lineal	:	0,000014 1/°C
❖ Capacidad de corriente de cortocircuito	:	113 KA ² s

3.3 ÁREAS DE CARGA

El tramo de línea a reubicar, según clasificación del CNE Suministro 2011, pertenece a la Zona de Carga Área 0.

❖ Área 0: menor a 3 000 m.s.n.m.

3.4 CARACTERÍSTICAS CLIMATOLÓGICAS Y AMBIENTALES

Las condiciones climatológicas que se han usado en este Estudio, se definió en el documento LVI-MD2E-LTE52-0001-0 Memoria Descriptiva, para el tipo de zona (Selva) donde se ubica el tramo a reubicar de la Línea de Transmisión 138kV. Está referida principalmente a valores de temperatura media, máxima, mínima y velocidad de viento máximo.

Tabla 3.1: Valores para las condiciones medioambientales.

PARÁMETROS ZONA DE CARGA (CNE – SUMINISTRO 2011)	UNIDAD	VALORES
		ÁREA 0
Temperatura Ambiente Mínima	°C	15,6
Temperatura Ambiente Promedio	°C	25,6
Temperatura Ambiente Máxima	°C	30,0
Velocidad de Viento Máximo (*)	km/h	94
Nivel Isoceráunico	tormentas/año	60
Condiciones Ambientales	-	Limpio

(*): Tabla 250-1.B del CNE Suministro 2011.

3.5 PRESIÓN DEL VIENTO

La presión del viento que se aplica sobre las áreas proyectadas de conductores, cables de guarda, estructuras de soporte y cadena de aisladores, se calcula mediante la expresión del CNE Suministro 2011, Regla 250.C., que a continuación se presenta:

$$PV = K \times V^2 \times Sf \times A$$

Dónde:

PV = Carga en Newton

K = Constante de Presión, para niveles menores a 3 000 msnm K = 0,613 y para niveles iguales o mayores a 3 000 msnm K = 0,455

V = Velocidad del viento en m/s

Sf = Factor de forma:

1,00 para conductores, cables de guarda y cadenas de aisladores

3,20 para torres metálicas

La velocidad del viento se aplicará según el CNE Suministro 2011, para la Zona de Carga Área 0 para altitudes menores a 3 000 msnm, utilizando la Tabla 250-1.B, en donde se establece la velocidad horizontal de viento igual a 26,0 m/s (94 km/h) relacionado con una temperatura del medio ambiente de 10°C.

La presión de viento para los elementos de la Línea de Transmisión en 138kV, son las siguientes:

- ❖ Para conductor, cables de guarda y aisladores:

$$P_v = 42,24 \text{ kg/m}^2$$

- ❖ Para estructuras de celosía (Torres):

$$P_v = 135,17 \text{ kg/m}^2$$

Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 3.2: Presión del viento para la Zona de Carga Área 0.

ZONA DE CARGA (CNE SUMINISTRO 2011)	ÁREA 0
Altitud (msnm)	< 3000
Temperatura Ambiente Promedio	25,6
Velocidad de Viento Máximo (Tabla 250-1-B) km/h	94
Velocidad de Viento Máximo (Tabla 250-1-B) m/s	26
Presión del Viento: $P_v/A = k \cdot V^2 \cdot S_f$. ($k=0,613$ y $k=0,455$) Pa	414,39
Presión del Viento kg/m^2	42,24
Temperatura Asignada a la Presión de Viento Máximo	10

Las diversas presiones de viento se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 3.3: Presión del viento.

ELEMENTO DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN	PRESIÓN DE VIENTO (kg/m^2)
Estructuras de acero en celosía (Torres)	135,17
Conductor y cables de guarda	42,24
Cadena de aisladores	42,24

3.6 CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

3.6.1 Selección de la Tensión EDS

Para la Zona de Carga Área 0, se utiliza el esfuerzo unitario EDS igual a $5,196 \text{ kg/mm}^2$ para condiciones finales equivalente al 18% del esfuerzo de rotura del conductor.

3.6.2 Hipótesis de Carga

Las hipótesis de carga del conductor tipo AAAC de 507 mm^2 , fueron establecidas para condiciones finales a ser utilizadas en la Línea de Transmisión en 138kV La Virgen – Caripa.

Las hipótesis de carga del conductor para la Zona de Carga Áreas 0, se muestra a continuación:

3.6.2.1 Hipótesis 1 - Condiciones Normales (Condición EDS)

- ❖ Presión de viento promedio $\cong 0 \text{ kg/m}^2$.
- ❖ Temperatura media, $25,6 \text{ }^\circ\text{C}$.

- ❖ Esfuerzo unitario EDS, 18 % del tiro de rotura nominal del conductor.

3.6.2.2 Hipótesis 2 - Condición de Viento Máximo (Máxima Tiro)

- ❖ Presión de viento máximo = 42,24 kg/m².
- ❖ Temperatura mínima, 10°C (Recomendación del CNE Suministro 2011).

Según la regla 261.H.1.a., se deberá verificar que el esfuerzo máximo del conductor, no supere el 60 % de la resistencia a la rotura nominal.

3.6.2.3 Hipótesis 3 - Condición de Mínima Temperatura (Carga Reducida)

- ❖ Presión de viento promedio \cong 0 kg/m².
- ❖ Temperatura mínima, 0 °C.

Esta hipótesis verifica la resistencia de las estructuras en caso de rotura del conductor.

3.6.2.4 Hipótesis 4 - Condición de Temperatura Máxima (Flecha Máxima)

- ❖ Presión de viento promedio \cong 0 kg/m².
- ❖ Temperatura máxima del conductor, 75 °C.

Se utilizará en la ubicación de estructuras, verificando la distancia de seguridad del conductor respecto al suelo.

Tabla 3.4: Hipótesis de Carga del Conductor AAAC 507mm² – Área 0 (< 3000 msnm).

HIPÓTESIS	TIRO EDS	TEMPERATURA	PRESIÓN DE VIENTO	ESPESOR DE MANGUITO DE HIELO	UTS
	(kg/mm ²)	(°)	(kg/m ²)	(mm)	(%)
Condición Normal (EDS)	5,196	25,6	0	0	18
Viento Máximo (Máximo Tiro)	-	10	42,24	0	< 60
Temperatura Mínima	-	0	0	0	< 60
Temperatura Máxima (Flecha Máxima)	-	75	0	0	-

3.6.3 Limitaciones de Tensado

Para los esfuerzos EDS inicial y final del conductor tipo AAAC 507 mm², se consideran las limitaciones establecidas en la Regla 261.H.1.b del CNE Suministro 2011; en donde se establece que los esfuerzos de tensión a 25 °C, sin carga externa, no deberá exceder los siguientes porcentajes de su resistencia a la rotura nominal: en condición inicial 25 % y en condición final 20 %.

Asimismo, el máximo esfuerzo del conductor se limitará al 60% del UTS del conductor, de acuerdo con la Regla 261.H.1.a del CNE Suministro 2011, aplicadas a las cargas establecidas en la Regla 250.B., en la Regla 251 y multiplicado por un factor de sobrecarga de 1,0.

3.6.4 Calculo del CREEP

El cálculo del CREEP es calculado internamente con el Programa PLS-CADD, aplicando el método no lineal, similar al de ALCAN.

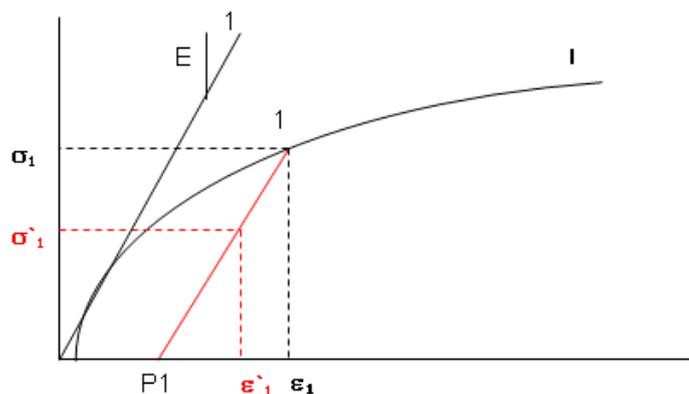
Las tensiones y flechas para el conductor en la “condición inicial” suponen una relación esfuerzo – elongación para el conductor, descrita por un polinomio de cuarto grado, con la elongación (ϵ) expresada en por ciento de la longitud del cable sin tensión.

El programa PLS CADD desarrolla cálculos de flecha y tensiones para conductores en su condición inicial y final después de la fluencia (CREEP) en donde los esfuerzos los calcula a partir de un polinomio de cuarto grado y la elongación se expresa en por ciento de la longitud del cable de referencia sin tensión $L_{ref.}$, según la siguiente ecuación:

$$\sigma = k_0 + k_1\epsilon + k_2\epsilon^2 + k_3\epsilon^3 + k_4\epsilon^4 + k_5\epsilon^5$$

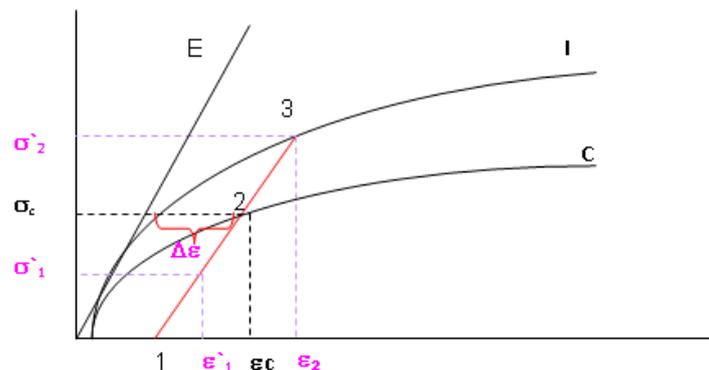
Para el conductor, los coeficientes k_0 hasta k_4 son determinados por la curva que se ajusta a datos experimentales propios del conductor a emplearse.

Este polinomio que se puede representar por la siguiente curva, en el que suponiendo que el cable es tensado con σ_1 , al realizar los cambios de estado se puede tener menores valores de esfuerzos tal como σ'_1 , este valor tiene una deformación ϵ'_1 que se ubica en la recta P1-1, si los valores de esfuerzos en el conductor son mayores a σ_1 , los valores de deformación se ubican en la curva 1-I.



El comportamiento final del conductor (efecto CREEP), está definido en la curva dada por el Fabricante.

La curva siguiente representa la deformación para esta condición final (CREEP) que es la curva 0-C.



Cuando el cable es sometido a esfuerzos mayores al σ_c , este se ubica en la curva definida por 2-3-1, para esfuerzos menores la curva se ubica en la recta definida entre 1-2.

El efecto CREEP aumenta la elongación bajo tensión constante en el transcurso del tiempo. La mayor parte del efecto CREEP del conductor ocurre durante los primeros días después del tendido, pero continúa a lo largo de la vida de la línea aunque en relación decreciente.

La curva elongación – esfuerzo después de ocurrido el efecto CREEP o “condición final”, representa la relación entre un esfuerzo aplicado asumido constante, a una temperatura determinada y durante un período de 10 años, y la elongación total resultante del conductor. Esta curva se representa por un polinomio de cuarto grado similar al utilizado para la “condición inicial”.

Para la distribución de estructuras será necesario considerar la “condición final” (después que se ha producido el CREEP) en la condición de máxima flecha.

3.6.5 Cambio de Estado del Conductor

El cambio de estado del conductor para diferentes vanos y distintas condiciones ambientales, se efectúa mediante la siguiente ecuación cúbica:

$$T_f^3 + T_f^2 * \left[\frac{d^2 W_i^2 E \cos^3 \phi}{24 S \sigma_i} + \alpha (t_2 - t_1) E S \cos \phi - \sigma_i S \right] - \frac{d^2 W_f^2 E S \cos^3 \phi}{24} = 0$$

Dónde:

- ❖ T_f = Tiro horizontal final (kg)
- ❖ d = Vano (m)
- ❖ W_i = Peso unitario inicial (kg/m)
- ❖ W_f = Peso unitario final (kg/m)
- ❖ S = Sección del conductor (mm²)
- ❖ σ_i = Esfuerzo horizontal unitario inicial (kg/mm²)
- ❖ t_2 = Temperatura final (°C)
- ❖ t_1 = Temperatura inicial (°C)
- ❖ α = Coeficiente de dilatación lineal (1/°C)
- ❖ E = Módulo de elasticidad (kg/mm²)

$$\cos \phi = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{H}{D}\right)^2}}$$

H/D = Relación desnivel/vano

Para realizar el cambio de estado del conductor, se consideran las hipótesis de cambio de estado propuestas, pero considerando las presiones de viento y temperaturas señaladas en el CNE Suministro 2011.

Los resultados de los cálculos mecánicos para las diferentes hipótesis se muestran en el Anexo A.

3.7 COORDINACIÓN ENTRE CONDUCTOR DE FASE Y CABLE DE GUARDA

3.7.1 Coordinación de Flechas y Tensiones entre Conductor de Fase y Cables de Guarda Tipo OPGW y EHS

Con la finalidad de determinar en forma adecuada la separación entre los conductores de las fases superiores y los cables de guarda a lo largo de los vanos de la línea, se efectúa la coordinación de tensiones mecánicas, que implica necesariamente una coordinación de flechas entre conductor de fase y cables de guarda.

La práctica común en proyectos de este nivel establece la siguiente relación: la flecha del cable de guarda será igual al 90 % de la flecha del conductor, calculado en condiciones EDS final.

En la línea de transmisión, se ha previsto para el conductor un esfuerzo unitario EDS en condición final igual al 18% de su tiro de rotura (UTS).

Con las condiciones descritas y las características físicas del conductor y de los cables de guarda tipo OPGW y EHS se efectúa la coordinación de flechas y tensiones.

Características del conductor de fase tipo AAAC 507 mm²:

- ❖ Sección total $Sc = 507,74 \text{ mm}^2$
- ❖ Peso unitario $Wc = 1,397 \text{ kg/m}$
- ❖ Tiro de rotura $Tc = 14\,944 \text{ kg}$
- ❖ Tiro EDS final $Toc = 2\,689,92 \text{ kg}$

Características del cable de guarda tipo OPGW:

- ❖ Sección $Scg = 97 \text{ mm}^2$
- ❖ Peso unitario $Wcg = 0,73 \text{ kg/m}$
- ❖ Tiro de rotura $Tcg = 11\,479 \text{ kg}$
- ❖ Tiro EDS final $Tocg = \text{a calcular}$

Características del cable de guarda tipo EHS:

- ❖ Sección $Scg = 74,45 \text{ mm}^2$
- ❖ Peso unitario $Wcg = 0,595 \text{ kg/m}$
- ❖ Tiro de rotura $Tcg = 9\,443 \text{ kg}$
- ❖ Tiro EDS final $Tocg = \text{a calcular}$

Las flechas del conductor de fase y cables de guarda se determinan mediante las siguientes expresiones.

Flecha del conductor (fc) y del cable de guarda (fcg):

$$fc = \frac{d^2 \times Wc}{8 \times Toc}; fcg = \frac{d^2 \times Wcg}{8 \times Tocg}$$

Dónde:

- ❖ d = es el vano en metros
- ❖ fc = es la flecha del conductor
- ❖ fcg = es la flecha del cable de guarda
- ❖ La relación entre ambas flechas debe ser: $fcg = 0,90fc$

Remplazando:

$$\frac{d^2 \times Wcg}{8 \times Tocg} = 0,90 \times \frac{d^2 \times Wc}{8 \times Toc}$$

De donde el tiro EDS del cable de guarda es igual a:

$$Tocg = Toc \times \left(\frac{Wcg}{0,90 \times Wc} \right)$$

El esfuerzo unitario EDS del cable de guarda es igual a:

$$\sigma_{cg} = \frac{Tocg(kg)}{S(mm^2)}$$

De la coordinación con el conductor de la línea de transmisión con el cable de guarda, resultan los siguientes tensados:

Tensado EDS del conductor	:	18 %
Tensado EDS del cable OPGW	:	13,61 %
Tensado EDS del cable EHS	:	13,48 %

3.7.2 Hipótesis de carga para el Cable de Guarda Tipo OPGW

Las hipótesis de carga para el cable de guarda tipo OPGW, son las siguientes:

3.7.2.1 Hipótesis 1 - Condiciones Normales (Condición EDS)

- ❖ Presión de viento promedio $\cong 0$ kg/m².
- ❖ Temperatura media, 25,6 °C.
- ❖ Esfuerzo unitario EDS, 13,61 % del tiro de rotura nominal del cable de guarda.

3.7.2.2 Hipótesis 2 - Condición de Viento Máximo (Máximo Tiro)

- ❖ Presión de viento máximo = 42,24 kg/m².
- ❖ Temperatura mínima, 10°C (Recomendación del CNE Suministro 2011).

Según la regla 261.H.1.a., se deberá verificar que el esfuerzo máximo del cable de guarda, no supere el 60 % de la resistencia a la rotura nominal.

3.7.2.3 Hipótesis 3 - Condición de Temperatura Mínima

- ❖ Presión de viento promedio $\cong 0$ kg/m².
- ❖ Temperatura mínima, 0°C.

Esta hipótesis verifica la resistencia de las estructuras en caso de rotura del cable de guarda.

3.7.2.4 *Hipótesis 4 - Condición de Temperatura Máxima (Flecha Máxima)*

- ❖ Presión de viento promedio $\cong 0$ kg/m².
- ❖ Temperatura máxima del cable de guarda, 40 °C.

3.7.3 **Hipótesis de carga para el Cable de Guarda Tipo EHS**

Las hipótesis de carga para el cable de guarda tipo EHS, son las siguientes:

3.7.3.1 *Hipótesis 1 - Condiciones Normales (Condición EDS)*

- ❖ Presión de viento promedio $\cong 0$ kg/m².
- ❖ Temperatura media, 25,6 °C.
- ❖ Esfuerzo unitario EDS, 13,48 % del tiro de rotura nominal del cable de guarda.

3.7.3.2 *Hipótesis 2 - Condición de Viento Máximo (Máximo Tiro)*

- ❖ Presión de viento máximo = 42,24 kg/m².
- ❖ Temperatura mínima, 10°C (Recomendación del CNE Suministro 2011).

Según la regla 261.H.1.a., se deberá verificar que el esfuerzo máximo del cable de guarda, no supere el 60 % de la resistencia a la rotura nominal.

3.7.3.3 *Hipótesis 3 - Condición de Temperatura Mínima*

- ❖ Presión de viento promedio $\cong 0$ kg/m².
- ❖ Temperatura mínima, 0°C.

Esta hipótesis verifica la resistencia de las estructuras en caso de rotura del cable de guarda.

3.7.3.4 *Hipótesis 4 - Condición de Temperatura Máxima (Flecha Máxima)*

- ❖ Presión de viento promedio $\cong 0$ kg/m².
- ❖ Temperatura máxima del cable de guarda, 40 °C.

Tabla 3.5: Hipótesis de Carga del Cable de Guarda Tipo OPGW 97mm² – Área 0 (< 3000 msnm)

HIPÓTESIS	TIRO EDS	TEMPERATURA	PRESIÓN DE VIENTO	ESPESOR DE MANGUITO DE HIELO	UTS
	(kg/mm ²)	(°)	(kg/m ²)	(mm)	(%)
Condición Normal (EDS)	16,10	25,6	0	0	13,61
Viento Máximo (Máximo Tiro)	-	10	42,24	0	< 60
Temperatura Mínima	-	0	0	0	< 60
Temperatura Máxima (Flecha Máxima)	-	40	0	0	-

Tabla 3.6: Hipótesis de Carga del Cable de Guarda Tipo EHS 74,45mm² – Área 0 (< 3000 msnm)

HIPÓTESIS	TIRO EDS	TEMPERATURA	PRESIÓN DE VIENTO	ESPESOR DE MANGUITO DE HIELO	UTS
	(kg/mm ²)	(°)	(kg/m ²)	(mm)	(%)
Condición Normal (EDS)	17,10	25,6	0	0	13,48
Viento Máximo (Máximo Tiro)	-	10	42,24	0	< 60
Temperatura Mínima	-	0	0	0	< 60
Temperatura Máxima (Flecha Máxima)	-	40	0	0	-

Los resultados de los cálculos mecánicos para las diferentes hipótesis se muestran en el Anexo B.

3.8 ÁRBOLES DE CARGA

3.8.1 Introducción

Las torres serán estructuras auto soportadas, tipo celosía, con perfiles angulares de acero galvanizado, ensambladas con pernos y tuercas. Su silueta está de acuerdo con los planos.

En este capítulo se presentan los tipos y prestaciones de las estructuras de la línea, los cálculos de los árboles de carga para cada tipo de estructura.

Del Informe SZ-19-741/001 Informe de Evaluación de Alternativas de Reubicación de la T-22, la alternativa seleccionada por el Cliente para reubicar la estructura T-22 es la N° 02. En esta alternativa las estructuras T-21 y T-22 de suspensión se reemplazarán por estructuras de ángulo mediano (Tipo Aa30), para que cumplan con el ángulo de desvío topográfico por los cambios a los que serán sometidos, al ser estructuras nuevas se les asignarán una prestación adecuada de tal forma que permita cubrir las exigencias de cargas en las diferentes hipótesis de trabajo.

3.8.2 Tipo de Estructura

En el tramo a reubicar de la Línea de Transmisión de 138kV La Virgen – Caripa, se tiene previsto utilizar el siguiente tipo de estructura.

- ❖ T-21N: estructura de ángulo mediano para vano normal y ángulo de desvío topográfico > 3° a ≤ 30°, tipo **Aa30+3**.

- ❖ T-22N: estructura de ángulo mediano para vano normal y ángulo de desvío topográfico $> 3^\circ$ a $\leq 30^\circ$, tipo **Aa30-3**.

3.8.3 Prestaciones de la Estructura

Las estructuras fueron diseñadas considerando los vanos característicos indicados a continuación:

Vano máximo: El vano máximo admisible estimado a partir de distancias necesarias entre conductores, en función de este vano se obtiene las dimensiones geométricas de la torre.

Vano medio/viento: El valor medio de los vanos adyacentes a la torre, para el cálculo de la carga debida al viento.

Vano gravante/peso: La distancia horizontal entre los puntos más bajos, reales o ficticios, del perfil del conductor en los vanos adyacentes a la estructura y que determinan la reacción vertical sobre la torre en el punto de amarre del conductor.

En el diseño de las estructuras, se tomará además en consideración el ángulo de desvío máximo admitido de los conductores.

Los vanos característicos o prestaciones de las estructuras, utilizando el conductor seleccionado tipo AAAC de 507 mm², con las que se realizó la distribución de estructuras para el tramo de línea a reubicar, se muestran a continuación:

Tabla 3.5: Prestación de Estructuras – Área 0 (< 3000 msnm)

TIPO DE ESTRUCTURA	Aa30	
Zona de Carga (CNE – Suministro 2011)	<ul style="list-style-type: none"> La zona de carga corresponde al Área 0. Presión del viento 42,24 kg/m² y temperatura ambiente promedio de 25,6 °C. El tramo comprende desde la torre T-21 hasta la torre T-23. 	
Función de la Estructura	Ángulo Mediano y Vano Grande	
Tipo de Cadena de Aisladores	Seis Cadenas de Aisladores de Anclaje	
Vano Viento (m)	700	300
Vano Peso (m)	900/-900	900/-900
Vano Material Lateral (m)	900	900
Ángulo de Desvío (°)	> 3	30

3.8.4 Diseño Mecánico de las Estructuras

Los diagramas de cargas de las estructuras, para el tramo a reubicar de la Línea de Transmisión en 138kV, considera lo indicado en CNE Suministro 2011, referente a los factores de sobrecarga.

3.8.4.1 Factores de Sobrecarga

Para el diseño de las estructuras de soporte de la línea de transmisión se está proyectando utilizar el Grado de Construcción Tipo B para las estructuras en anclaje. A continuación se muestra los valores de sobrecarga según el CNE Suministro 2011 (Art. 253 Tabla 253-1):

Para estructuras de Grado B

- ❖ Cargas verticales : 1,50
- Cargas transversales
- ❖ Debido al viento : 2,50
- ❖ Debido al tensado del conductor : 1,65
- ❖ Cargas longitudinales en Anclajes : 1,65

3.8.4.2 Carga Transversal (T)

Las cargas transversales vienen determinadas por el efecto del viento sobre el conductor o cable de guarda y cadena de aisladores, y el ángulo de deflexión de la línea mediante la siguiente expresión:

$$T = \frac{N * P_v * \phi V_v * \text{Cos}(\alpha / 2) + P_v * A_c + 2 * N * T_c * \text{Sen}(\alpha / 2)}{1000}$$

Dónde:

P_v = Presión de viento sobre conductor / cable de guarda

ϕ = Diámetro del conductor / cable de guarda

N = Número de conductores por fase

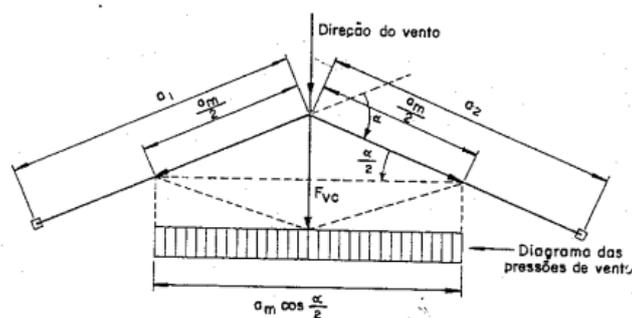
V_v = Vano viento o vano medio

T_c = Tensión horizontal máxima del conductor / cable de guarda

α = Ángulo de deflexión de la línea

A_c = Área de la cadena

Figura 3.1: Efecto de la Presión del Viento y Tensión del Conductor sobre las Estructuras.



3.8.4.3 Cargas Verticales (V)

Las cargas verticales vienen determinadas por el efecto del peso del conductor o cable de guarda y los ensambles de sujeción de los mismos, mediante la siguiente expresión:

$$V = N * w_c * V_p + W_a$$

Dónde:

W_c = Peso unitario del conductor / cable de guarda

N = Número de conductores por fase

V_p = Vano peso máximo

W_a = Peso del ensamble de sujeción del conductor / cable de guarda

3.8.5 Cálculos del Árbol de Cargas o Diagramas de Cargas (Diagramas Isométricos)

Los diagramas de cargas se calcularán para las condiciones finales de carga del conductor.

La rotura de los conductores es una condición sin viento.

Para las hipótesis de montaje de conductores y cable de guarda se efectuara a un 70% del EDS inicial, en la práctica se adopta esta condición para no aumentar esfuerzo en las estructuras. Además para las cargas verticales en hipótesis de montaje, el vano peso a utilizar será en la condición de EDS inicial.

Los cuadros de carga y diagramas isométricos se muestran en el Anexo C.

Las hipótesis de carga a considerarse para el diseño de la estructura tipo Aa30, son las siguientes:

3.8.5.1 Estructura de Ángulo Mediano Tipo Aa30

3.8.5.1.1 Hipótesis A: Viento máximo transversal

- ❖ Presión de viento máximo transversal al eje de la línea, sobre conductores, cables de guarda y aisladores, 42,24 kg/m².
- ❖ Temperatura, 10°C.
- ❖ Conductores y cables de guarda intactos.

3.8.5.1.2 Hipótesis B: Condición de arranque (Tiro hacia arriba) Uplift

- ❖ Tiro hacia arriba, en arranque (Vano gravante negativo).
- ❖ Presión de viento máximo transversal al eje de la línea, 42,24 kg/m², aplicado sobre conductores de fase, cables de guarda y aisladores.
- ❖ Temperatura, 10 °C
- ❖ Conductores de fase y cables de guarda intactos.
- ❖ Se considera para las cargas verticales el vano peso negativo.

3.8.5.1.3 Hipótesis C: Condición mínima temperatura

- ❖ Presión de viento nulo, 0 kg/m².
- ❖ Temperatura, 0°C.
- ❖ Espesor de manguito de hielo 0 mm.
- ❖ Conductor y cables de guarda intactos.

3.8.5.1.4 Hipótesis D: Condición de viento reducido

- ❖ Presión de viento medio, 12,25 kg/m².
- ❖ Temperatura, 0°C.
- ❖ Espesor de manguito de hielo 0 mm.
- ❖ Conductor y cables de guarda intactos.

3.8.5.1.5 *Hipótesis E, F, G: Rotura de conductor de fases superior, intermedia e inferior alternadamente (uno por vez) del circuito*

- ❖ Se considera una reducción de tiro longitudinal remanente en el conductor por efecto del desplazamiento de la cadena de aisladores del 100%.
- ❖ Demás conductores y cables de guarda intactos.
- ❖ Temperatura media.
- ❖ Presión de viento nulo, 0 kg/m²

3.8.5.1.6 *Hipótesis H: Rotura de cable de guarda de fibra óptica (OPGW)*

- ❖ Rotura del cable de guarda de fibra óptica; en donde no se considera reducción de tiro longitudinal remanente en el cable de fibra óptica.
- ❖ Conductores de fase y cable de guarda de OPGW.
- ❖ Temperatura media.
- ❖ Presión de viento nulo, 0 kg/m².

3.8.5.1.7 *Hipótesis I: Rotura de cable de guarda de extra alta tensión (EHS)*

- ❖ Rotura del conductor EHS; en donde no se considera reducción de tiro longitudinal remanente en el conductor EHS.
- ❖ Conductores de fase y cable de guarda de EHS.
- ❖ Temperatura media.
- ❖ Presión de viento nulo, 0 kg/m².

3.8.5.1.8 *Hipótesis J: Tendido de cable de guarda de fibra óptica*

- ❖ Tendido de cable de guarda de fibra óptica en condición EDS.
- ❖ Temperatura media, 25,6 °C.
- ❖ Presión de viento nulo, 0 kg/m².
- ❖ La carga vertical será igual a la componente vertical del tiro de montaje a un ángulo de 60°, más el vano peso reducido al 75%, más el peso de aisladores y herrajes, más 255 kg por peso de operarios más herramientas.
- ❖ La carga transversal debido a la tensión del conductor se incrementará en un 15% debido al jalado del winche por un lado al pasar el conductor por la roldana.
- ❖ La carga longitudinal se reducirá al 15% del tiro remanente debido a la diferencia de tiros.

3.8.5.1.9 *Hipótesis K: Tendido de Conductor*

- ❖ Temperatura media, 25,6°C.
- ❖ Presión de viento nulo, 0 kg/m².
- ❖ La carga vertical será igual a la componente vertical del tiro de montaje a un ángulo de 60°, más el vano peso reducido al 75%, más el peso de aisladores y herrajes, más 255 kg por peso de operarios más herramientas.
- ❖ La carga transversal debido a la tensión del conductor se incrementará en un 15% debido al jalado del winche por un lado al pasar el conductor por la roldana.
- ❖ La carga longitudinal se reducirá al 15% del tiro remanente debido a la diferencia de tiros.

3.8.5.1.10 Hipótesis L: Tendido de cable de guarda de extra alta tensión

- ❖ Tendido de cable de guarda en condición EDS.
- ❖ Temperatura media, 25,6 °C.
- ❖ Presión de viento nulo, 0 kg/m².
- ❖ La carga vertical será igual a la componente vertical del tiro de montaje a un ángulo de 60°, más el vano peso reducido al 75%, más el peso de aisladores y herrajes, más 255 kg por peso de operarios más herramientas.
- ❖ La carga transversal debido a la tensión del conductor se incrementará en un 15% debido al jalado del winche por un lado al pasar el conductor por la roldana.
- ❖ La carga longitudinal se reducirá al 15% del tiro remanente debido a la diferencia de tiros.

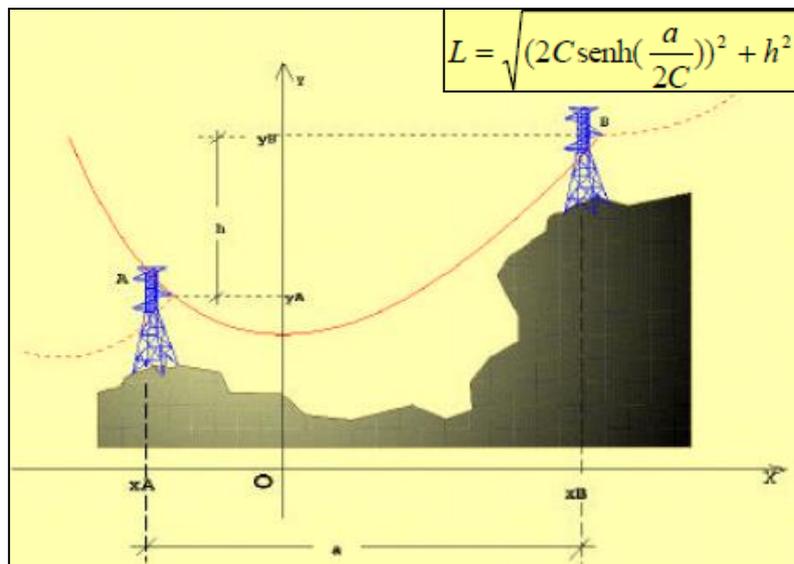
3.9 LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS

Se utilizó la topografía proporcionada por la empresa La Virgen S.A.C. así como la ubicación final de las estructuras en campo, pues a partir de su ubicación real es que se determinarán los vanos medios, longitud real de catenaria y ángulo de deflexión real, donde se aplicarán las tensiones de los conductores y la acción del viento sobre ellas.

3.9.1 Vano medio y longitud de la catenaria

Definida la ubicación de las estructuras en coordenadas UTM, debemos considerar que la acción del viento sobre el conductor, actúa sobre la catenaria, pues un cálculo aproximado considera el vano medio de la estructura. Por esta razón, en la evaluación para la selección de las estructuras que cumplan la prestación, se considerará la longitud de la catenaria mediante la siguiente formulación:

Figura 1: Formulación de Longitud de Catenaria sobre Topografía Desnivelada.



Dónde:

C = Parámetro de la catenaria, $C = T_0/w$, (T_0 : tiro horizontal, w : peso lineal del conductor)

a = Distancia horizontal entre ubicación de las estructuras (m)

h = Desnivel entre estructuras (m)

Los cálculos se realizarán considerando la condición de viento máximo.

Para la Zona de Trabajo (Área 0) y según los procedimientos de cálculo señalados, se procede a definir las cargas transversales debido a la presión del viento, además se calcula la asignación del vano viento, catenaria media y ángulo de deflexión de cada estructura, lo que conllevará a definir su uso o no según las prestaciones finales establecidas.

3.9.2 Localización de estructuras mediante el programa PLSCADD

El PLS-CADD (Power Line Systems – Computer Aided Design and Drafting) es el programa de cómputo para el Diseño de Líneas de Transmisión Aéreas.

El PLSCADD es un Programa de Localización de Estructuras sobre un Perfil Topográfico y su aplicación se basa en la introducción de datos iniciales correspondientes a:

- ❖ Ingreso de Data Topográfica (Puntos de Terreno: Este, Norte y Cota).
- ❖ Hipótesis de Trabajo de los Conductores (estados de cambios de estado: temperaturas, presiones de viento, etc).
- ❖ Porcentaje de Tensados Iniciales de los Conductores y Cables.
- ❖ Ingreso de Datos de Conductores y Cables de Guarda (sección, diámetro, peso, esfuerzos, etc).
- ❖ Geometría de las Estructuras y sus Prestaciones (familias de estructuras, vanos vientos, ángulos de deflexión, vanos gravantes).
- ❖ Factores de Seguridad.

Una vez localizadas las estructuras y realizado el tensado de los conductores, el programa establece una serie de avisos para las estructuras que no cumplen con ciertos criterios de localización. El programa de acuerdo a las prestaciones introducidas para las estructuras, revisará qué estructuras no cumplen y emitirá los Reportes de Sobrecarga, reflejados en los datos del vano viento, vano peso y/o ángulos de deflexión.

3.10 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Los sistemas de puesta a tierra estarán conformados por conductor de copperweld 7 N° 10 AWG de 36,83 mm² de sección.

Las características del conductor copperweld 7 N° 10 AWG son las siguientes:

- | | | |
|--------------------------|---|-----------------------|
| ❖ Sección total | : | 36,83 mm ² |
| ❖ Diámetro exterior | : | 7,77 mm |
| ❖ Peso unitario | : | 0,3031 kg/m |
| ❖ Carga de rotura mínima | : | 31,68 kN (3 230 kg) |
| ❖ Conductividad | : | 40 % IACS |

3.10.1 Configuraciones de Puesta a Tierra en Torres

Los sistemas de puesta a tierra a utilizar serán del tipo contrapeso horizontal; los contrapesos serán enterrados a una profundidad de 0,60 m en terrenos propicios para su instalación. En terrenos de alta resistividad, se podrán utilizar otros métodos.

3.10.1.1 Configuración PAT-4C

Esta configuración estará compuesta por dos contrapesos horizontales, con longitud de conductor variable de 30 hasta 140 metros.

La configuración "PAT-4C" se utilizará en zonas rurales no transitadas. La resistencia de puesta a tierra para estas estructuras es igual a 25 Ω.

3.10.1.1.1 Resistencia de puesta a tierra de un contrapeso horizontal enterrado a una profundidad "p"

La resistencia de puesta a tierra de un contrapeso enterrado horizontalmente se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$R_L = \frac{\rho}{\pi L} \left[\text{Ln} \left(\frac{2L}{\sqrt{2rp}} \right) - 1 \right]$$

Dónde:

- ❖ L = 30, 40, 60, 90, 100 y 140m, longitud total del conductor
- ❖ r = 0,00777 m, diámetro del conductor
- ❖ p/2 = 0,60 m, profundidad de enterramiento del conductor

Reemplazando, para las diferentes longitudes de contrapeso, se obtienen los valores de la Tabla N° 3.6.

Tabla 3.6: Resistencia de puesta a tierra de un contrapeso horizontal.

Longitud total del contrapeso horizontal L (m)	Resistencia del contrapeso horizontal R _L (Ω)
30	ρ(0,0576)
40	ρ(0,0455)
60	ρ(0,0325)
90	ρ(0,0231)
100	ρ(0,0211)
140	ρ(0,0159)

3.10.1.1.2 Resistencia de puesta a tierra de configuración "PAT-4C"

La resistividad del suelo para la configuración de puesta a tierra tipo "PAT-4C" es el siguiente:

Tabla 3.7: Configuración de puesta a tierra tipo "PAT-4C".

Tipo Puesta a Tierra	Resistencia de SPAT (Ω)	Longitud Total Contrapeso (m)	Disposición (m)	Resistividad del Suelo (Ω -m)
R4C100	25	100	4 x 25	[0 – 1184,83]

La configuración de puesta a tierra, se podrá utilizar para resistividades del suelo hasta a 1184,83 Ω -m, para obtener una resistencia de puesta a tierra igual a 25 Ω . Tal como se muestra en la Tabla N° 3.7.

Para obtener una resistencia de puesta a tierra de 25 Ω en donde se presenten resistividades del terreno mayores, se deben adicionar tierra superficial (Cemento Conductivo) para lograr la resistencia de puesta a tierra solicitada.

De Informe **SZ-19-741/002 Medición y Cálculo de la Resistividad Eléctrica del terreno**, la resistividad equivalente calculada en el punto de medición es 5677 Ω – m. Para reducir la resistencia de puesta a tierra, se usará tierra artificial, el cual consigue en promedio reducciones del valor final de la resistencia de puesta a tierra en 80 %, por lo cual el valor calculado de resistencia de puesta a tierra se le multiplica por el factor de 0,2, obteniéndose una resistividad de 1135,32 Ω – m.

3.11 CÁLCULO DE OBRAS CIVILES

3.11.1 Generalidades

En el presente numeral se elabora la memoria de cálculo de la base de las estructuras T-21 y T-22.

3.11.2 Objetivos

Presentar los criterios, procedimientos, normativas y cálculos realizados para el diseño de la cimentación de la base de las estructuras T-21 y T-22.

3.11.3 Normas y Reglamentos de Referencia

Todos los cálculos de diseño, procedimientos y especificaciones de materiales y equipos serán en base a las siguientes Normas (teniendo como prioridad las Normas y Reglamentos Nacionales):

- ❖ R.N.E. Reglamento Nacional de Edificaciones
- ❖ C.N.E. Código Nacional de Electricidad
- ❖ A.C.I. American Concrete Institute
- ❖ ASTM American Society for Testing and Materials

En todos los casos, se usarán las normas correspondientes en su última versión vigente y teniendo siempre presente que las exigencias de las Normas se consideran mínimas, por lo que serán complementadas si fuera necesario.

3.11.4 Materiales

Presentar los criterios, procedimientos, normativas y cálculos realizados para el diseño de la cimentación de la base de la estructura de la Torre T.22 obras civiles de la línea de transmisión.

Las características de los materiales usados son:

Resistencia a la compresión: $f'c=210 \text{ kg/cm}^2$

Peso específico $\gamma=2400 \text{ kg/cm}^3$

Módulo de elasticidad $E=217\ 000 \text{ kg/cm}^2$

Acero de refuerzo

Esfuerzo de fluencia $f_y=4200 \text{ kg/cm}^2$

Módulo de elasticidad $E=2\ 000\ 000 \text{ kg/cm}^2$

3.11.5 Condiciones de Suelo

El tipo de suelo será SC- SM; (arena arcillosa con Limo):

Los parámetros geotécnicos a considerar son:

Capacidad admisible del suelo: 1.50 kg/cm^2 (considerando una profundidad de 2.50m)

Peso específico del terreno: $1\ 659 \text{ kg/cm}^3$

Angulo de fricción $\Phi: 32^\circ$

Angulo de arrancamiento: 15.88°

3.11.6 Agresividad de los Suelos

De acuerdo a lo indicado en el estudio de suelo "el contenido de sulfatos solubles, cloruros y sales totales se encuentran dentro de los límites permisibles tolerables y no existe una agresividad de los sulfatos al concreto ni de los cloruros al fierro ni problemas de lixiviación por sales. Muestra un grado de agresividad "Despreciable (G0)", evidenciando el contenido de sulfatos, un grado de alteración leve y un contenido de cloruros y sales no perjudicial; por lo que es recomendable utilizar cemento Portland tipo I en la preparación del concreto para los cimientos, con una buena densificación del concreto mediante un buen vibrado.

3.11.7 Diseño de Cimentación

Los dos tipos de torres son: Aa30-3 y Aa30+3. Las cargas que llegan a la cimentación son (Cargas sin mayorar):

Aa30-3

Compresión	25 650	kg
Tracción	20 365	kg
Cortante transversal	2 524	kg
Cortante longitudinal	1 019	kg

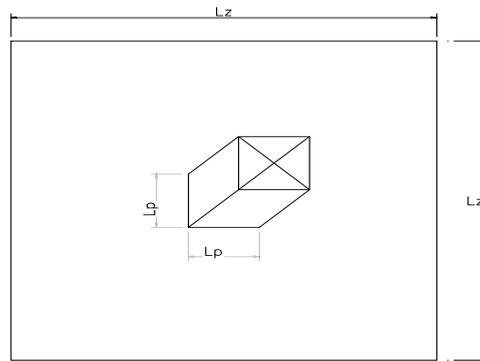
Aa30+3

Compresión	27 053	kg
Tracción	20 326	kg
Cortante transversal	2 621	kg
Cortante longitudinal	1 019	kg

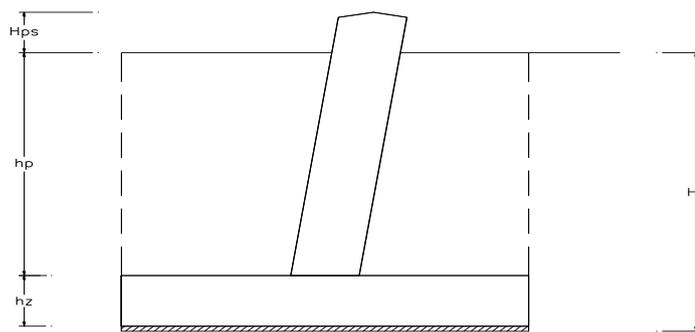
Se analizaron cada una de las torres y debido a la similitud de cargas se consideró un solo dimensionamiento de base para ambos casos. Como profundidad de cimentación de se considera 2.50 m (el estudio de suelo recomienda entre 2.00 y 3.00 m). Para el pedestal se consideró una altura de 0.50m sobre el nivel de terreno. Para la zapata se consideró un peralte de 0.45 cm.

Las dimensiones de las fundaciones fueron definidas considerando que los esfuerzos transmitidos al suelo no superan la capacidad admisible del mismo y que los factores de seguridad por arrancamiento y volteo no sean mayores a 1.50.

El esquema de la cimentación es:



ESQUEMA PLANTA FUNDACIÓN



ESQUEMA ELEVACIÓN CIMENTACIÓN

Los cálculos efectuados se presentan en el Anexo D.

4 METRADOS

El Metrado y Presupuesto para la implementación de la variante de la Línea de Transmisión 138kV La Virgen – Caripa (L-1710) se presenta en el Anexo E de este documento.

4.1 DETERMINACIÓN DE COSTOS DE EQUIPOS Y MATERIALES

Los costos por la Mano de Obra, Equipos y Materiales, han sido tomados según los valores actuales de mercado así como de revistas especializadas en estos rubros.

Para los costos de Suministros, se han considerado los valores cotizados para Proyectos recientes, a los que se ha incluido el costo del transporte al lugar de la obra.

4.2 ANÁLISIS DE COSTOS UNITARIOS

Para el Análisis de los Costos Unitarios, se ha considerado el precio por Mano de Obra para el Montaje Electromecánico y de Obras Civiles utilizado para el Personal Especialista en Líneas de Transmisión.

4.3 RESUMEN DEL PRESUPUESTO DE LA OBRA

A continuación se presenta el Resumen del Presupuesto para la Construcción de la variante de la Línea de Transmisión:

- ❖ El Costo Directo por el Suministro de Materiales, Montaje Electromecánico y Obras Civiles, asciende a la suma de **US\$ 122 385,98**.
- ❖ El Costo Total del Proyecto considerando Gastos Generales y el 10% por Utilidad, resulta en **US\$ 180 148,60**.

RESUMEN DE PRESUPUESTO

LINEA DE TRANSMISIÓN LA VIRGEN CARIPA-CARIPA 138KV

ITEM	DESCRIPCION	TOTAL US\$
1.1	SUMINISTRO DE MATERIALES	69 773.45
1.2	TRANSPORTE DE SUMINISTROS (5% de 1.1.)	3 488.67
1.3	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	34 899.92
1.4	OBRAS CIVILES	14 223.94
A	TOTAL COSTO DIRECTO	122 385.98
B	GASTOS GENERALES	18 043.73
C	UTILIDADES (10% A)	12 238.60
D	SUBTOTAL (A+B+C)	152 668.31
E	IGV(18%)	27,480.29
F	PRESUPUESTO DE OBRA	180,148.60

4.4 DETALLE DEL PRESUPUESTO

4.4.1 Suministro de Materiales

METRADO Y PRESUPUESTO LINEA DE TRANSMISIÓN LA VIRGEN CARIPA-CARIPA 138KV

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO	
				UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)
SECCION I: SUMINISTRO DE MATERIALES					
1	ESTRUCTURAS METALICAS DE CELOSIA				
1.1	Aa30: Estructura Tipo Anclaje Angulo Medio 3º - 30º (Incluye la estructura metalica, mensula de fases y cables de guarda, dispositivos antiescalamiento, stubs y patas)				-
1.1.1	Torre Tipo Aa30-3 de 25,3m de altura y peso calculado de 6063 kg	U nidad	1.00	10,912.76	10,912.76
1.1.1.1	Patas -2m	U nidad			-
1.1.1.2	Patas -1m	U nidad			-
1.1.1.3	Patas +0	U nidad			-
1.1.1.4	Patas +1m	U nidad			-
1.1.1.5	Patas +2m	U nidad			-
1.1.1.5	Stub de anclaje	U nidad	4	216.00	864.00
1.1.1.6	Placas de numeración y señalización	Juego	1	70.00	70.00
1.1.1.6	Dispositivos de escalamiento y antiescalamiento	U nidad	0	309.00	-
1.1.2	Torre Tipo Aa30+3 de 31,3m de altura y peso calculado de 8127 kg	U nidad	1.00	14,629.01	14,629.01
1.1.2.1	Patas -2m	U nidad			-
1.1.2.2	Patas -1m	U nidad			-
1.1.2.3	Patas +0	U nidad			-
1.1.2.4	Patas +1m	U nidad			-
1.1.2.5	Patas +2m	U nidad			-
1.1.2.6	Stub de anclaje	U nidad	4	180.00	720.00
1.1.2.7	Placas de numeración y señalización	Juego	1	70.00	70.00
1.1.2.8	Dispositivos de escalamiento y antiescalamiento	U nidad	0	309.00	-
	Total Estructuras de Celosia (US\$)				27,265.77
2	CONDUCTOR DE ALEACIÓN DE ALUMINIO				
2.1	Conductor de Aleación de Aluminio AAAC de 507 mm ²	km	2.48	5,475.60	13,579.49
	Total Conductor (US\$)				13,579.49
3	ACCESORIOS DEL CONDUCTOR				
3.1	Amortiguadores tipo Stockbridge para conductor AAAC 240 mm ²	U nidad	12	30.00	360.00
	Total Accesorios del Conductor (US\$)				360.00
4	CABLE DE GUARDA				
4.1	Cable de Guarda OPGW 97mm ²	km	0.83	2,616.38	2,171.59
4.2	Cable de Guarda EHS 74mm ²	km	0.83	900.00	747.00
	Total Cable de Guarda (US\$)				2,918.59
5	ACCESORIOS DEL CABLE DE GUARDA OPGW				
5.1	Amortiguadores tipo Stockbridge para OPGW	U nidad	4	25.00	100.00
	Total Accesorios del Cable de Guarda (US\$)				100.00
6	ACCESORIOS DEL CABLE DE GUARDA EHS				
5.1	Amortiguadores tipo Stockbridge para EHS	U nidad	4	25.00	100.00
	Total Accesorios del Cable de Guarda (US\$)				100.00
7	ACCESORIOS DE CADENA DE AISLADORES				
7.1	Cadena de aisladores (Ensamble de Anclaje Normal), conformado por:	U nidad	12	180.00	2,160.00
	Grillete (1)				
	Anillo-Bola (1)				
	Aisladores Stándard (12)				
	Rotula Ojal (1)				
	Grapa Tipo Comprensión para AAAC 507mm ² (1)				
	Rotula Horquilla (1)				
	Adaptador Ojo-Bola (1)				
	Total Accesorios de Cadena de Aisladores (US\$)				2,160.00

4.4.2 Montaje Electromecánico

METRADO Y PRESUPUESTO LÍNEA DE TRANSMISIÓN LA VIRGEN CARIPA-CARIPA 138kV

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO	
				UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)
SECCION II: MONTAJE ELECTROMECHANICO					
1	TRABAJOS PRELIMINARES				
1.1	Replanteo topográfico de la línea de 138kV	km	0.83	314.13	260.73
	Total Levantamiento Topografico (US\$)				260.73
2	INSTALACION DE ESTRUCTURAS				
2.1	TABO: Estructura Tipo Anclaje Angulo Medio 2° - 30° (Incluye la estructura metálica, mensula de fases y cables de guarda, stubs, patas, placas de señalización, dispositivos de escalamiento y antiescalamiento)				
2.1.1	Torre Tipo Aa30-3 de 25,3m de altura y peso calculado de 6063 kg	U nidad	1	4,274.68	4,274.68
2.1.3	Torre Tipo Aa30+3 de 31,3m de altura y peso calculado de 8127 kg	U nidad	1	4,548.26	4,548.26
	Total Montaje de Estructuras(US\$)				8,822.94
3	TENDIDO DE CONDUCTOR Y CABLES DE GUARDA				
3.1	Conductor de Aleación de Aluminio AAAC de 507 mm ²	km	2.48	2,559.97	6,348.72
3.2	Cable de Guarda OPGW 97mm ²	km	0.83	1,729.48	1,435.47
3.2	Cable de Guarda EHS 74mm ²	km	0.83	1,729.48	1,435.47
	Total Tendido de Conductor y Cables (US\$)				9,219.65
4	ENSAMBLE DE AISLADORES				
4.1	Ensamble cadena de aisladores en anclaje (Ferretería + cadena)	Cjto	12	351.20	4,214.44
	Total Emsamble de Aisladores (US\$)				4,214.44
5	ENSAMBLE DEL CABLE DE GUARDA OPGW				
5.1	Ensamble de anclaje del cable de guarda OPGW	Cjto	2	56.04	112.09
5.2	Ensamble de anclaje del cable de guarda EHS	Cjto	2	49.89	99.79
	Total Emsamble de Cable de Guarda (US\$)				211.88
6	ACCESORIOS DEL CONDUCTOR				
6.1	Amortiguadores tipo Stockbridge para conductor AAAC 507 mm ²	Unidad	12	35.73	428.73
	Total Instalacion de Amortiguadores (US\$)				428.73
7	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA				
7.1	Configuración Tipo R4C100 Consistente en la medición de resistividad, apertura de pozo , preparacion de tierra con compuestos quimicos, preparado para cumplir una resistividad <5924.15 (ohm-m)				
	R4C100 - Contrapeso 100m	Unidad	2.00	1,495.80	2,991.60
	Total Instalacion de Puesta a Tierra(US\$)				2,991.60
8	INGENIERIA DE DETALLE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO				
8.1	Ingeniería de Detalle	Global	1	6,616.68	6,616.68
8.2	Pruebas y Puesta en Servicio	Global	1	2,133.27	2,133.27
	Total Ingeniería de Detalle, Pruebas y Puesta en Servicio(US\$)				8,749.95
COSTO MONTAJE ELECTROMECHANICO (US\$)					34,899.92

Anexo 6: Memoria descriptiva L.T. 138 KV S.E. La Virgen – S.E. Caripa

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

PROPIETARIO:



LA VIRGEN
generación de energía

INGENIERÍA DE DETALLE

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV S.E. LA VIRGEN – S.E. CARIPA

MEMORIA DESCRIPTIVA

LVI-MD2E-LTE52-0001
GCZ-SLT-LVI-LT-IG-MM-0001



GCZ Subestaciones y Líneas de Transmisión SAC

Rev. 0A	10-marzo-2016	HAE	MVZ	RVU
Versión	Fecha	Autor	Revisado	Aprobado

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	3
2. CARACTERÍSTICAS CLIMATOLÓGICAS Y AMBIENTALES.....	3
2.1 Características climatológicas y ambientales.....	3
2.2 Presión de viento	4
2.3 Características generales de la línea de transmisión de 138 kv	5
2.4 Trazo de ruta de la línea de transmisión 138 kv	6
2.5 Selección de conductor	8
2.6 Cálculo mecánico del conductor	11
2.7 Coordinación conductor - cable de guarda, hipótesis de carga	14
2.8 Cálculo del aislamiento	18
2.9 Estructuras de acero galvanizado en celosía	19
2.10 Distancias de seguridad al suelo.....	23
2.11 Salidas de línea	24
2.12 Puesta a tierra	24
3. MATERIALES A UTILIZAR	29
3.1 Conductores de fase.....	29
3.2 Cables de guarda de acero galvanizado tipo EHS	30
3.3 Cable de guarda de fibra óptica OPGW	30
3.4 Aislamiento.....	31
3.5 Estructuras de la línea de transmisión en 138 kv	32
3.6 Puesta a Tierra	34
3.7 Ubicación de Estructuras.....	35
3.8 Obras Civiles	36
4. CANTIDADES DE MATERIALES	37
4.1 Cantidad de Suministros y Obras Civiles	37
4.2 Montaje Electromecánico.....	40
5. RELACIÓN DE PLANOS	40
5.1 Planos de detalle	40

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



MEMORIA DESCRIPTIVA

1. INTRODUCCIÓN

El estudio definitivo de la línea de transmisión en 138 kV CH La Virgen – SE Caripa, comprende el diseño de la línea para el transporte de una potencia activa de 144 MW, siendo el alcance del estudio la elaboración de los diseños de ingeniería hasta la obtención de las cantidades de materiales.

La línea de transmisión de 138 kV comprende desde el patio de llaves ubicado en la CH La Virgen hasta la SE Caripa ubicado en el lado izquierdo de la carretera central antes de la localidad de Junín; esta línea de transmisión en 138 kV llevará estructuras de torres metálicas de acero galvanizado en celosía y conductor tipo AAAC de 1000 MCM y 507 mm² de sección.

Las estructuras metálicas de acero galvanizado en celosía será de simple terna con disposición triangular (con dos fases inferiores al mismo nivel) y con dos cables de guarda uno de fibra óptica tipo OPGW y el otro de acero galvanizado, ubicados en la parte superior de la estructura. El aislamiento estará conformado por cadenas de aisladores de vidrio templado para la suspensión, anclaje y orientación, de acuerdo con la altitud de recorrido de la línea.

El recorrido de la línea de transmisión en 138 kV CH La Virgen – SE Caripa comprende una longitud total de 63.52 km.

El trazo de ruta de la línea de 138 kV se ubica en paralelo con la carretera de penetración asfaltada Tarma – San Ramón, en un tramo y por carreteras afirmada que pasan por la localidad de Leticia hasta llegar a la SE Caripa. Así mismo, la línea de 138 kV en estudio cruza líneas de 220 kV, 72.5 kV, 60 kV y 33 kV.

El ancho de la faja de servidumbre para la línea de transmisión de 138 kV es igual a 20.00 m (10.00 m a cada lado del eje).

2. CARACTERÍSTICAS CLIMATOLÓGICAS Y AMBIENTALES

A continuación se presentan las características climatológicas y ambientales de la zona del proyecto y de la presión de viento que actúa sobre los elementos de la línea de transmisión aérea en estudio.

2.1 Características climatológicas y ambientales

Las condiciones climatológicas que se utilizan en el presente estudio se definen para las zonas (sierra y selva) donde se ubica la línea de transmisión 138 kV; estas se refieren principalmente a los valores de temperatura media, máxima, mínima y la velocidad de viento máximo.

En general, las condiciones climatológicas para la zona del estudio, presenta los siguientes valores.

CONTRATO: LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV SE LA VIRGEN – SE CARIPA	PROPIETARIO:  LA VIRGEN generación de energía
INGENIERÍA DE DETALLE	

CUADRO N° 1. CONDICIONES METEOROLÓGICAS

Parámetros	Unidad	Valores		
		Área 0	Área 1	Área 2
• Zona de carga (CNE Suministro 2011)		Área 0	Área 1	Área 2
• Temperatura ambiente mínima (*)	°C	15.6	2.8	-5
• Temperatura ambiente promedio (*)	°C	25.6	13.8	10
• Temperatura ambiente máxima (*)	°C	30.0	22.9	25
• Velocidad de viento máximo (**)	km/h	65	65	75
• Nivel Isosceraunico (***)	tormentas /año	60	50	50
• Condiciones ambientales		limpio	limpio	limpio

CNE Suministro 2011 = Código Nacional de Electricidad Suministro 2011

(*) Temperaturas obtenidas de la información de SENAMHI y otras fuentes.

(**) La velocidad máxima de viento se ha obtenido mediante cálculo de vientos utilizando el método estadístico de Gumbel, con datos suministrados por SENAMHI.

(***) Información referencial de Ing. Justo Yanque, del año 2005.

Las condiciones ambientales de la zona del proyecto generalmente se caracterizan por presentar la temporada de lluvias en el período entre los meses de diciembre y marzo.

El clima prevaleciente en el área 0 del proyecto es cálido y húmedo, típico de la ceja de selva; mientras que en el área 1 es seco templado durante el día y frígido en la noche y el área 2 es normalmente frígido.

El rango de las altitudes de la zona de estudio se establece de acuerdo con la tabla 250-1-B del CNE Suministro 2011, en donde las zonas de carga son las siguientes, área 0 hasta 3000 msnm, área 1 desde 3000 a 4000 msnm y área 2 desde 4001 a 4500 msnm.

2.2 Presión de viento

La presión de viento que se aplica sobre las áreas proyectadas de conductores, cables de guarda, estructuras de soporte y cadena de aisladores, se calcula mediante la expresión del Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011 (CNE Suministro 2011), regla 250.C., que a continuación se presenta:

$$PV = K \times V^2 \times Sf \times A$$

Donde:

PV = Carga en Newton

K = 0.613 constante de Presión, para niveles menores a 3 000 msnm
0.455 constante de presión, para niveles iguales o mayores a 3 000 msnm

V = Velocidad del viento en m/s

Sf = Factor de forma
1.00 para conductores, cables de guarda y cadenas de aisladores.
3.20 para torres metálicas

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



La velocidad del viento se aplica para las zonas de carga definidas en el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011; de acuerdo con el cálculo de vientos máximos efectuado en base a información suministrada por SENAMHI y con aplicación de método estadístico de Gumbel, para el cual se establecen las siguientes velocidades de viento máximo.

Zona de carga área 0, igual a 65 km/h (18.06 m/s) con temperatura ambiente de 10°C;
Zona de carga área 1, igual a 65 km/h (18.06 m/s) con temperatura ambiente de 5°C;
Zona de carga área 2, igual a 75 km/h (20.83 m/s) con temperatura ambiente de 0°C.

La presión de viento para los elementos de la línea de transmisión en 138 kV, son las siguientes:

- Para conductor, cables de guarda y aisladores

Área 0 $P_v = 200 \text{ N/m}^2 = 20.39 \text{ kg/m}^2$
Área 1 $P_v = 148 \text{ N/m}^2 = 15.13 \text{ kg/m}^2$
Área 2 $P_v = 197.5 \text{ n/m}^2 = 20.13 \text{ kg/m}^2$

- Para estructuras de celosía (torres):

Área 0 $P_v = 640 \text{ N/m}^2 = 65.2 \text{ kg/m}^2$
Área 1 $P_v = 474 \text{ N/m}^2 = 48.3 \text{ kg/m}^2$
Área 2 $P_v = 632 \text{ N/m}^2 = 64.4 \text{ kg/m}^2$

2.3 Características generales de la línea de transmisión de 138 kv

Las características generales de la línea de transmisión 138 kV CH La Virgen – SE Caripa, son las siguientes:

- Tensión operación normal : 138 kV
- Tensión máxima operación : 145 kV
- Frecuencia : 60 Hz
- Tipo de estructuras : metálicas de acero en celosía
- Número de subconductores por fase : uno (01)
- Conductor por fase : AAAC calibre 1000 MCM, 507 mm²
- Cable de guarda 1 : cable de fibra óptica OPGW, 97 mm²
- Cable de acero 2 : acero galvanizado EHS, 74 mm²
- Aislamiento : cadenas de aisladores de suspensión y cadenas de aisladores de anclaje

- Número de circuitos : uno (01)
- Número de cables de guarda : dos (02)
- Longitud aproximada : 63.52 km
- Capacidad de transmisión : 144 MW
- Punto de salida : CH La Virgen (1 113 msnm)
- Punto de llegada : SE Caripa (4 067 msnm)

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

PROPIETARIO:

**INGENIERÍA DE DETALLE****2.4 Trazo de ruta de la línea de transmisión 138 kv**

El trazo de ruta de la línea de transmisión 138 kV CH La Virgen – SE Caripa, presentan los siguientes vértices.

**CUADRO N° 2. UBICACIÓN DE VÉRTICES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 KV
CH LA VIRGEN – SE CARIPA**

Vértices del Trazo de Ruta	Coordenadas WGS84		Característica en Vano Adelante
	Este	Norte	
SE LA VIRGEN	453158.70	8765809.68	
V-01	453127.77	8765771.87	Cruce carretera central (pista)
V-02	452853.24	8765236.67	Cruce carretera central (pista)-Linea de 10 kv
V-02A	452563.98	8764987.96	Cruce de línea 220 kv
V-03	450959.00	8764129.59	
V-04	449872.63	8763416.79	
V-05	449260.76	8762823.95	
V-05A	448995.10	8762490.85	
V-05B	448039.63	8761612.41	
V-06	448012.43	8761588.84	
V-07	447288.69	8761051.80	
V-08	443926.27	8757759.63	Cruce Linea de 10 kv (Contaypaccha)
V-09	442598.69	8756604.02	Cruce Linea de 10 kv (Contaypaccha)
V-09A	442177.82	8756385.12	
V-09B	442024.83	8755360.20	
V-10	441768.02	8755036.13	
V-10A	440176.76	8753687.09	Cruce Linea de 10 kv (Santa Rosa), Línea de 60 kv(Electro y Cemento Andino) y Pista
V-11	438362.65	8748960.63	Cruce de línea 10 kv (Huaracayo)
V-11A	438317.98	8748804.99	Cruce de línea 220 kv
V-11B	438199.01	8748769.01	Cruce de línea 220 kv
V-11C	438064.75	8748499.77	
V-12	436984.57	8747682.90	
V-12A	435525.55	8747032.54	
V-12B	435392.15	8747001.79	
V-12C	434871.21	8746908.90	
V-13	434337.31	8746708.76	
V-13A	432165.26	8746353.16	
V-13B	431197.75	8746451.45	

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

PROPIETARIO:

**INGENIERÍA DE DETALLE**

V-13C	431154.63	8746426.88	
V-14	430342.12	8745712.02	
V-14A	430393.10	8745231.03	
V-15	429870.91	8744158.87	
V-15A	428321.72	8743167.26	
V-15B	427769.33	8743024.25	
V-15C	427061.35	8743187.08	
V-16	425947.05	8742319.37	
V-16A	425548.53	8742389.06	Cruce con varias líneas de 220kV, 60kV y 10 kV, pista (mercado Pomachaca)
V-16B	424727.53	8742723.16	Cruce con varias líneas de 220kV, 60kV y 10 kV, pista (mercado Pomachaca)
V-17	424610.54	8742683.52	Cruce con carretera a la Unión (Jacahuasi), Línea de 220 kV
V-17A	423698.47	8742971.45	Cruce con línea de 60kV(UNACEM) y 33kV
V-17B	422832.08	8742657.23	Cruce con línea de 60kV(UNACEM) y 33kV
V-17C	420971.77	8742046.71	
V-18	420460.55	8742006.20	
V-18A	419179.44	8741113.75	
V-18B	418645.13	8740965.44	
V-19	418099.72	8739821.86	
V-19A	417532.92	8739653.83	
V-19B	415831.53	8739849.69	
V-19C	415575.99	8739885.03	Cruce con línea de 10kV (Pomacocha)
V-19D	414522.60	8740189.23	
V-19E	413750.14	8740576.28	
V-19F	412669.16	8741219.04	
V-20	412194.34	8741275.78	Cruce de línea 138kV
V-21	409393.74	8741993.65	
V-22	408598.60	8742179.09	
V-22A	406345.07	8742342.56	Cruce de Vía férrea, carretera
V-22B	405612.31	8742444.18	Cruce de Carretera, Línea de 138 kV
V-22C	405494.68	8742403.55	Cruce de línea 138kV
V-22D	404531.89	8742467.56	Cruce de línea 220kV (por debajo)
V-22E	404151.07	8742585.13	Cruce de línea 220kV (por debajo)
V-22F	403537.69	8742536.57	Cruce de Carretera a Huánuco, vía férrea
V-23	402964.34	8742577.15	Cruce de línea 10kV
V-24	402894.59	8742711.81	
SE_CARIPA	402891.09	8742781.23	

CONTRATO: LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV SE LA VIRGEN – SE CARIPA	PROPIETARIO:  LA VIRGEN generación de energía
INGENIERÍA DE DETALLE	

2.5 Selección de conductor

2.5.1 Selección del material del conductor

Se ha seleccionado el material del conductor de fase de la línea de transmisión de 138 kV, con características adecuadas para ser utilizada en las diferentes zonas de carga del proyecto, que en sus tramos de mayor longitud se caracteriza por su gran altitud y clima frígido, es decir, el material debe tener gran resistencia a la tracción mecánica.

Se ha planteado la utilización de conductores tipo AAAC – 6201 (conductores con hilos de aleación de aluminio), que resulta más económico y técnicamente adecuado.

2.5.2 Capacidad térmica del conductor AAAC

Para la línea de transmisión de 138 kV se analizará el conductor AAAC 1000 MCM con sección de 507 mm².

La verificación por capacidad térmica de conductores se efectúa mediante el programa de cómputo desarrollado por la IEEE, denominado "Cálculo de las Relaciones Corriente – Temperatura de Conductores Aéreos Desnudos".

La capacidad térmica (ampacitancia) en estado estable del conductor AAAC 1000 MCM con sección de 507 mm², se analiza para las siguientes condiciones.

CUADRO N° 3. PARÁMETROS DE CÁLCULO

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR		
Conductor:	-	AAAC 507 mm ²		
Diámetro	cm	2,926		
Resistencia eléctrica a:				
- 25°C	Ohm/km	0,06898		
- 75°C	Ohm/km	0,08017		
Coeficiente de absorción solar (·)	-	0,5		
Emisividad (·)	-	0,5		
Medio ambiente:				
Zona de Carga Área		0	1	2
Altitud promedio	m.s.n.m.	2 000	3 500	4 200
Temperatura ambiente	°C	30	25	22,9
Velocidad del viento	m/s	0,61	0,61	0,61
Angulo de viento sobre el conductor	grados	90	90	90
Latitud	°Sur	11,3	11,3	11,3
Hora del día	horas	12	12	12
Dirección del conductor	-	Este-Oeste	Este-Oeste	Este-Oeste
Atmósfera	-	Limpia	Limpia	Limpia

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



La línea de transmisión de 138 kV se proyecta sobre el criterio de poder transmitir la máxima potencia de 160 MVA, a la tensión nominal, lo que significa una corriente máxima de diseño de 669A por los conductores de fase.

Para la corriente de diseño se obtiene la temperatura del conductor preseleccionado.

A partir de la corriente calculada y los parámetros de cálculo indicados en el cuadro 3 se efectúa el cálculo de ampacitancia del conductor mediante el programa PLS-CADD.

Por consiguiente, de acuerdo a los cálculos efectuados, para la corriente de 669 A, el conductor AAAC de 507 mm² alcanzará las temperaturas de 63,4; 62,0 y 61,6 °C, para las zonas de carga Áreas 0, 1 y 2, respectivamente.

Por lo tanto, se adoptará una temperatura máxima de diseño del conductor de 65 °C, para todas las zonas de carga, para garantizar la capacidad de transmisión requerida.

2.5.3 Verificación de conductores por gradiente superficial

2.5.3.1 Cálculo de Gradiente Superficial

El cálculo de gradiente superficial del conductor AAAC de 507 mm² de sección total y 2,926 cm de diámetro, para condiciones normales de buen tiempo se obtiene mediante la aplicación de la siguiente fórmula cuya referencia es el "Design Manual for High Voltage Transmission Lines" de la REA.

$$G_{\max} = \frac{kV_{LL}}{\sqrt{3} \times r \times \ln\left(\frac{DMG}{r}\right)}$$

Donde:

G = gradiente superficial del conductor, en kV/cm.

r = radio del conductor, en cm.

DMG = distancia media geométrica de los conductores de fase, en cm.

kV_{LL} = voltaje línea a línea, en kV.

Para la disposición triangular de los conductores de la línea aérea se obtiene la siguiente distancia media geométrica, tomando como referencia la torre tipo "Sa3":

$$DMG = \sqrt[3]{D_{1-2} \times D_{2-3} \times D_{1-3}}$$

Donde:

$$D_{1-2} = 850 \text{ cm}$$

$$D_{2-3} = 563 \text{ cm}$$

$$D_{1-3} = 1020 \text{ cm}$$

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



Remplazando: DMG = 787 cm

Con los siguientes datos:

d = 2,926 cm;
kV = 138 kV;
DMG = 787 cm

Se reemplaza en la fórmula principal y se obtiene $G = 8,68 \text{ kV/cm} < 16 \text{ kV/cm}$.

El valor límite de gradiente de tensión superficial para el conductor seleccionado en el nivel de 138 kV se ha adoptado igual a 16 kV/cm, de acuerdo con las recomendaciones del REA Bulletin 1724E-200 (RURAL UTILITIES SERVICE – U.S. DEPARTMENT OF AGRICULTURE).

2.5.4 Pérdidas Corona en Conductores AAAC

Para calcular las pérdidas de los conductores por efecto corona se empleará el Método de Peterson, para cables de varios hilos, con 12 ó más hebras en la capa exterior.

La fórmula que permite calcular las pérdidas de potencia por efecto corona es la que se muestra a continuación:

$$P_c = \frac{20,95 \times 10^{-6} f V^2}{\left(\log_{10} \frac{D}{R}\right)^2} \varphi$$

Donde:

P_c : pérdidas de potencia por corona en kW/km/fase
 f : frecuencia del sistema (60 Hz)
 V : tensión de operación de servicio de fase a tierra (79,67 kV)
 D : distancia media geométrica entre fases (787 cm)
 R : radio del conductor en (1,463 cm)
 φ : valor de la función empírica de Peterson para la relación entre la tensión de fase de servicio y la tensión característica de la línea.

La tensión característica de la línea se calcula aplicando la relación:

$$e_d = 48,68^{2/3} m \frac{\left[\log_{10} \frac{D}{cR_h} + (n_h - 1) \log_{10} \frac{D}{R - cR_h} \right]}{\frac{1}{cR_h} + \frac{n_h - 1}{2(R - cR_h)}}$$

Con:

$$c = 1 - \frac{\text{sen} \left[\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h} \right]}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h}}$$

CONTRATO: LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV SE LA VIRGEN – SE CARIPA	PROPIETARIO:  LA VIRGEN generación de energía
INGENIERÍA DE DETALLE	

Donde:

- ed : tensión característica de la línea por fase en kV
 nh : número de hebras en la capa exterior (18)
 Rh : radio de hebra de la capa exterior (0,418 cm)
 R : radio medio del conductor (1,463 cm)
 δ : densidad relativa del aire (según Zona de Carga)
 m : coeficiente experimental que para condiciones normales varía entre 0,87 y 0,90.

Aplicando las relaciones anteriores con las condiciones de operación definidas para la línea se obtiene los valores de pérdidas por corona que se muestran en la Tabla 5.

CUADRO N° 4: PÉRDIDAS DE POTENCIA POR EFECTO CORONA

		Datos de operación del conductor					
Zona de Carga	Condición de tiempo	Tensión (kV)	Densidad del Aire (δ)	Diámetro (cm)	ϕ	Pérdidas corona/fase kW/km	Pérdidas corona en la línea kW
Área 0	Buen tiempo	138	0,759	2,926	0,015	0,016	0,8
	Bajo lluvia	138	0,759	2,926	0,018	0,019	1,0
Área 1	Buen tiempo	138	0,656	2,926	0,017	0,018	1,7
	Bajo lluvia	138	0,656	2,926	0,025	0,027	2,5
Área 2	Buen tiempo	138	0,611	2,926	0,018	0,019	0,7
	Bajo lluvia	138	0,611	2,926	0,030	0,032	1,2

Como se puede observar en el cuadro 4, las pérdidas corona son prácticamente despreciables en comparación a la potencia total (160 MVA) que podría transmitirse por la línea, alrededor del 0,003%, en la condición más desfavorable (bajo lluvia). Cabe indicar que estas pérdidas de potencia son independientes del flujo de potencia total por la línea de transmisión; dependen básicamente del nivel de tensión de la línea.

2.6 Cálculo mecánico del conductor

2.6.1 Selección de la Tensión EDS (Every Day Stress)

La selección de la tensión media (EDS) del conductor AAAC se efectúa utilizando la traducción al inglés de la antigua norma DIN VDE 0210/12.85, de donde se obtienen las tensiones EDS recomendadas para cada tipo de material, considerando una temperatura media anual que de 10°C y sin carga de viento, la componente horizontal de la tensión de tracción del conductor no debe superar el valor de tracción media indicadas.

Para las zonas de carga áreas 0 y 1, se utiliza el esfuerzo unitario EDS igual a 5.196 kg/mm² para condiciones finales (equivalente al 18% del esfuerzo de rotura del conductor); mientras que para

CONTRATO: LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV SE LA VIRGEN – SE CARIPA	PROPIETARIO:  LA VIRGEN generación de energía
INGENIERÍA DE DETALLE	

la zona de carga área 2, se utiliza el esfuerzo unitario EDS igual 4.716 kg/mm² (equivalente al 16% del esfuerzo de rotura del conductor).

2.6.2 Hipótesis de Carga de Conductor AAAC

Las hipótesis de carga del conductor seleccionado tipo AAAC de 507 mm², se establecen para condiciones finales, para ser utilizados en la línea de transmisión en 138 kV, CH La Virgen – SE Caripa. Las hipótesis de carga del conductor para las zonas de carga áreas 0, 1 y 2 se muestran en los siguientes cuadros.

CUADRO N° 5: HIPÓTESIS DE CARGA CONDUCTOR AAAC 507 mm² – ÁREA 0 (< 3000 msnm)

Hipótesis		Tiro EDS (kg/mm ²)	Temperatura (°)	Presión de Viento (kg/m ²)	Espesor de manguito de Hielo (mm)	% UTS
1	Condición Normal EDS	5,196	25,6	0	0	18
2	Máximo Tiro (Viento Máximo)		10	20,39	0	< 60
3	Temperatura Mínima		0	0	0	< 60
4	Flecha Máxima		65	0	0	

CUADRO N° 6: HIPOTESIS DE CARGA CONDUCTOR AAAC 507 mm² – ÁREA 1 (3000 – 4000 msnm)

Hipótesis		Tiro EDS (kg/mm ²)	Temperatura (°)	Presión de Viento (kg/m ²)	Espesor de manguito de Hielo (mm)	% UTS
1	Condición Normal EDS	5,196	13,8	0	0	18
2	Máximo Tiro (Viento Máximo)		5	15.13	0	< 60
3	Caso Sólo Hielo		0	0	6	< 60
4	Caso Viento + Hielo		0	9,75	3	< 60
5	Flecha Máxima		65	0	0	

CONTRATO: LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV SE LA VIRGEN – SE CARIPA	PROPIETARIO:  LA VIRGEN generación de energía
INGENIERÍA DE DETALLE	

CUADRO N° 7: HIPÓTESIS DE CARGA CONDUCTOR AAAC 507 mm² – ÁREA 2 (4001 – 4500 msnm)

	Hipótesis	Tiro EDS (kg/mm ²)	Temperatura (°)	Presión de Viento (kg/m ²)	Espesor de manguito de Hielo (mm)	% UTS
1	Condición Normal EDS	4,619	10,0	0	0	16
2	Máximo Tiro (Viento Máximo)		0	20,13	0	< 60
3	Caso Sólo Hielo		-5	0	15	< 60
4	Caso Viento + Hielo		-5	11,15	8	< 60
5	Flecha Máxima		65	0	0	

Las hipótesis 2, 3 y 4 según la regla 261.H.2.a., del CNE Suministro 2011, verifican que el esfuerzo máximo tangencial del conductor, no supere el 60 % de la resistencia a la rotura nominal.

La hipótesis 5, se utiliza para la ubicación de estructuras en el perfil del trazo de ruta, verificando la distancia de seguridad del conductor respecto al suelo.

2.6.3 Cambio de estado del Conductor AAAC

El cambio de estado del conductor para diferentes vanos y distintas condiciones ambientales, se efectuará mediante la siguiente ecuación cúbica:

$$T_f^3 + T_f^2 * \left[\frac{d^2 W_i^2 E \cos^3 \phi}{24 S \sigma_i} + \alpha (t_2 - t_1) E S \cos \phi - \sigma_i S \right] - \frac{d^2 W_f^2 E S \cos^3 \phi}{24} = 0$$

Donde:

- Tf = Tiro horizontal final (kg)
- d = Vano (m)
- Wi = Peso unitario inicial (kg/m)
- Wf = Peso unitario final (kg/m)
- S = Sección del conductor (mm²)
- σi = Esfuerzo horizontal unitario inicial (kg/mm²)
- t2 = Temperatura final (°C)
- t1 = Temperatura inicial (°C)
- α = Coeficiente de dilatación lineal (1/°C)
- E = Módulo de elasticidad (kg/mm²)

$$\cos \phi = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{H}{D}\right)^2}}$$

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



H/D= Relación desnivel / vano

La Ecuación de cambio de estado del conductor se realiza mediante la asistencia de un programa de cómputo.

2.7 Coordinación conductor - cable de guarda, hipótesis de carga

2.7.1 Coordinación de flechas entre conductor de fase y cables de guarda

La coordinación de flechas entre el conductor de fase y los cables de guarda, se utiliza la siguiente relación: la flecha del cable de guarda es igual al 90% de la flecha del conductor, en condiciones EDS finales.

Las flechas del conductor de fase y cable de guarda se determinan mediante las siguientes expresiones.

Flecha del conductor (f_c) y del cable de guarda (f_{cg}):

$$f_c = \frac{d^2 \times W_c}{8 \times T_{oc}} ; \quad f_{cg} = \frac{d^2 \times W_{cg}}{8 \times T_{ocg}}$$

Donde:

d	=	vano en metros
f_c	=	flecha de conductor
f_{cg}	=	flecha de cable de guarda
T_{ocg}	=	Tiro EDS de los cables de guarda
T_{oc}	=	Tiro EDS del conductor de fase
W_c	=	Masa unitaria del conductor
W_{cg}	=	Masa unitaria del cable de guarda

La relación entre ambas flechas se considera la siguiente:

$$f_{cg} = 0.90 f_c$$

El tiro EDS del cable de guarda es:

$$T_{ocg} = T_{oc} \times \left(\frac{W_{cg}}{0.90 \times W_c} \right)$$

El esfuerzo unitario EDS del cable de guarda es:

$$\sigma_{ocg} = \frac{T_{ocg}(kg)}{S(mm^2)}$$

CONTRATO: LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV SE LA VIRGEN – SE CARIPA	PROPIETARIO:  LA VIRGEN generación de energía
INGENIERÍA DE DETALLE	

COORDINACIÓN DE FLECHAS DE CONDUCTOR Y CABLES DE GUARDA ZONAS DE CARGA ÁREAS 0, 1 Y 2

La coordinación de flechas entre conductor y cables de guarda, para las diferentes áreas de las zonas de carga se presenta en el siguiente cuadro.

CUADRO N°8. CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTOR AAAC

Conductor AAAC 507 mm ²		
Sección total	Sc (mm ²)	507
Peso unitario	Wc (kg/m)	1.397
Tiro de rotura	Tc (daN)	14655
Tiro EDS final – Zona de carga Área 0	Toc (daN)	2630
Tiro EDS final – Zona de carga Área 1	Toc (daN)	2630
Tiro EDS final – Zona de carga Área 2	Toc (daN)	2338

CUADRO N°9. COORDINACIÓN DE FLECHAS

Zonas de carga	Características	Cable de Guarda de OPGW		Cable de guarda de Acero Galvanizado EHS	
Área 0 y 1	Sección total	Scg 1 (mm ²)	97	Scg2 (mm ²)	74.45
	Peso unitario	Wcg1 (kg/m)	0.730	Wcg2 (kg/m)	0.595
	Tiro de rotura	Tcg1 (daN)	11261	Tcg2 (daN)	9264
	Tiro EDS final	Tocg1 (daN)	1531.6	Tocg 2 (kg)	1248.4
	Tiro unitario EDS	Tocg 1 (kg/mm ²)	15.763	T ocg 2 (kg/mm ²)	16.750
	% Tiro unitario EDS	σ ocg 1 (%)	13.58	σ ocg 2 (%)	13.46
Área 2	Sección total	Scg 1 (mm ²)	97	Scg2 (mm ²)	74.45
	Peso unitario	Wcg1 (kg/m)	0.730	Wcg2 (kg/m)	0.595
	Tiro de rotura	Tcg1 (daN)	11261	Tcg2 (kg)	9264
	Tiro EDS final	Tocg1 (kg)	1361.4	Tocg 2 (kg)	1109.7
	Tiro unitario EDS	Tocg 1 (kg/mm ²)	14.010	T ocg 2 (kg/mm ²)	14.880
	% Tiro unitario EDS	σ ocg 1 (%)	12.07	σ ocg 2 (%)	11.96

2.7.2 Hipótesis de Carga para Cables de guarda de fibra óptica OPGW y Acero Galvanizado EHS

Las hipótesis de carga para el cable de guarda de fibra óptica OPGW y cable de acero galvanizado EHS, son las siguientes:

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

PROPIETARIO:

**LA VIRGEN**
generación de energía**INGENIERÍA DE DETALLE****CUADRO N°10. HIPÓTESIS DE CARGA DE CABLES DE GUARDA EHS 74mm² – ÁREA 0 (< 3000 msnm)**

	Hipótesis	Tiro EDS (kg/mm ²)	Temperatura (°)	Presión de Viento (kg/m ²)	Espesor de manguito de Hielo (mm)	% UTS
1	Condición Normal EDS	16,75	25,6	0	0	13,46
2	Máximo Tiro (Viento Máximo)		10	20,39	0	< 60
3	Temperatura Mínima		0	0	0	< 60
4	Flecha Máxima		40	0	0	

CUADRO N°11. HIPÓTESIS DE CARGA DE CABLES DE GUARDA EHS 74mm² - ÁREA 1 (3000 – 4000 msnm)

	Hipótesis	Tiro EDS (kg/mm ²)	Temperatura (°)	Presión de Viento (kg/m ²)	Espesor de manguito de Hielo (mm)	% UTS
1	Condición Normal EDS	16,75	13,8	0	0	13,46
2	Máximo Tiro (Viento Máximo)		5	15,13	0	< 60
3	Caso Sólo Hielo		0	0	6	< 60
4	Caso Viento + Hielo		0	9,75	3	< 60
5	Flecha Máxima		40	0	0	

CUADRO N°12. HIPÓTESIS DE CARGA DE CABLES DE GUARDA EHS 74mm² – ÁREA 2 (4001 – 4500 msnm)

	Hipótesis	Tiro EDS (kg/mm ²)	Temperatura (°)	Presión de Viento (kg/m ²)	Espesor de manguito de Hielo (mm)	% UTS
1	Condición Normal EDS	14,88	10.0	0	0	11,96
2	Máximo Tiro (Viento Máximo)		0	20,13	0	< 60
3	Caso Sólo Hielo		-5	0	15	< 60
4	Caso Viento + Hielo		-5	11,15	8	< 60
5	Flecha Máxima		40	0	0	

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

PROPIETARIO:

**LA VIRGEN**
generación de energía**INGENIERÍA DE DETALLE****CUADRO N°13. HIPÓTESIS DE CARGA DE CABLES DE GUARDA OPGW 97mm² – ÁREA 0 (< 3000 msnm)**

	Hipótesis	Tiro EDS (kg/mm ²)	Temperatura (°)	Presión de Viento (kg/m ²)	Espesor de manguito de Hielo (mm)	% UTS
1	Condición Normal EDS	15,763	25,6	0	0	13,58
2	Máximo Tiro (Viento Máximo)		10	20,39	0	< 60
3	Temperatura Mínima		0	0	0	< 60
4	Flecha Máxima		40	0	0	

CUADRO N°14. HIPÓTESIS DE CARGA DE CABLES DE GUARDA OPGW 97mm² - ÁREA 1 (3000 – 4000 msnm)

	Hipótesis	Tiro EDS (kg/mm ²)	Temperatura (°)	Presión de Viento (kg/m ²)	Espesor de manguito de Hielo (mm)	% UTS
1	Condición Normal EDS	15,763	13,8	0	0	13,58
2	Máximo Tiro (Viento Máximo)		5	15,13	0	< 60
3	Caso Sólo Hielo		0	0	6	< 60
4	Caso Viento + Hielo		0	9,75	3	< 60
5	Flecha Máxima		40	0	0	

CUADRO N°15. HIPÓTESIS DE CARGA DE CABLES DE GUARDA OPGW 97mm²– ÁREA 2 (4001 – 4500 msnm)

	Hipótesis	Tiro EDS (kg/mm ²)	Temperatura (°)	Presión de Viento (kg/m ²)	Espesor de manguito de Hielo (mm)	% UTS
1	Condición Normal EDS	14,01	10.0	0	0	12,07
2	Máximo Tiro (Viento Máximo)		0	20,13	0	< 60
3	Caso Sólo Hielo		-5	0	15	< 60
4	Caso Viento + Hielo		-5	11,15	8	< 60
5	Flecha Máxima		40	0	0	

CONTRATO:

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 KV SE LA VIRGEN – SE CARIPA

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



2.8 Cálculo del aislamiento

2.8.1 Objetivo

El objetivo consiste en determinar la cantidad de aisladores de vidrio templado requeridos para las cadenas de aisladores de suspensión, anclaje y orientación; los que son determinados por su capacidad de carga mecánica y las condiciones eléctricas para 138 kV, en función de la zona de carga en donde se ubica la línea de transmisión 138 kV CH La Virgen – SE Caripa.

2.8.2 Selección del aislamiento de la línea de transmisión en 138 KV

La selección del aislamiento de la Línea de Transmisión 138 kV CH La Virgen – SE Caripa se efectúa bajo la consideración de los siguientes criterios:

Selección por consideraciones mecánicas:

- Cadena de suspensión
- Cadena de anclaje

Selección por aspectos eléctricos:

- A frecuencia industrial y distancia de fuga
- Por sobretensión atmosférica

2.8.3 Resultados del Cálculo Mecánico

Como resultado de los cálculos mecánicos se obtiene que las cadenas de aisladores de suspensión ubicadas en las zonas de carga áreas 0, 1 y 2 deben soportar una carga mecánica de 120 kN; asimismo, las cadenas de aisladores de anclaje, ubicadas en las zonas de carga áreas 0, 1 y 2 deben soportar una carga mecánica de 160 kN.

A continuación se presenta un cuadro resumen de las fuerzas calculadas para las cadenas de aisladores de suspensión y anclaje, en las zonas de carga áreas 0, 1 y 2.

CUADRO N° 16. RESULTADO DE CÁLCULO MECÁNICO - CADENAS DE AISLADORES

Tipo de cadena	Zona de Carga Áreas	Fuerzas en la Cadena de Aisladores P (kN) (*)							Carga de Rotura (kN)	
		Normal Viento	Normal Hielo	fs	Rotura	fs	k	α	Obtenido	Seleccionado
Suspensión	0	39.30	-----	2.00	39.04	2.00	0.70	-----	75	120
		-----	-----	-----	75.30	-----	-----	4.00		
	1	39.19	54.75	2.00	47.23	2.00	0.70	-----	107	120
		-----	-----	-----	106.55	-----	-----	4.00		
	2	35.36	79.51	2.00	42.15	2.00	0.70	-----	95	120
		-----	-----	-----	94.72	-----	-----	4.00		

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



Anclaje	0	-----	-----	----	52.76	2.00	1.00	----	132	160
		-----	-----	----	131.91	-----	-----	5.00		
	1	-----	-----	----	52.76	2.00	1.00	----	132	160
		-----	-----	----	131.91	-----	-----	5.00		
	2	-----	-----	----	46.90	2.00	1.00	----	117	160
		-----	-----	----	117.24	-----	-----	5.00		

(*) En los valores de la tabla se incluyen los siguientes parámetros: el factor de seguridad f_s , el coeficiente de reducción "k" y el coeficiente de impacto " α ", que se utilizan para el cálculo de la resistencia mecánica de las cadenas de aisladores.

2.8.4 Selección de Tipo y Número de Aisladores

Para la línea de transmisión de 138 kV en estudio, se recomienda la utilización de aisladores de vidrio templado o porcelana vidriada, con distancia de fuga unitaria mínima de 320 mm, con carga de falla mecánica mínima de 120 kN para las cadenas de aisladores de suspensión y 160 kN para las cadenas de aisladores de anclaje.

La selección por condiciones eléctricas a frecuencia industrial y por sobretensión de impulso se determina la cantidad de aisladores para las cadenas de suspensión y anclaje de acuerdo con el siguiente cuadro.

CUADRO N° 17. SELECCIÓN DE NÚMERO DE AISLADORES DE SUSPENSIÓN Y ANCLAJE

Zona de Carga Área	Altitud Promedio (msnm)	Número de aisladores estándar 255 x 146 mm; DF= 320 mm			
		A Frecuencia Industrial, por distancia de Fuga	Por Impulso Atmosférico	Requerido para Cadenas de Suspensión	Requerido para Cadenas de Anclaje
0	2000	11	10	11 (120 kN)	12 (160 kN)
1	3500	13	12	13 (120 kN)	14 (160 kN)
2	4200	14	12	14 (120 kN)	15 (160 kN)

Nota: a las cadenas de anclaje se incrementa una unidad por seguridad

2.9 Estructuras de acero galvanizado en celosía

2.9.1 Utilización de las estructuras

Para las zonas tipo ceja de selva y sierra donde se ubica el proyecto, se recomienda la utilización de estructuras de acero galvanizado en celosía (tipo torre metálica), con una configuración de simple terna con disposición triangular, con dos fases en el nivel inferior.

Para la protección contra descargas atmosféricas se utilizan dos cables de guarda, siendo uno de acero galvanizado tipo EHS y el otro un cable de fibra óptica tipo OPGW.

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



El trazo de ruta de la línea de transmisión en 138 kV CH La Virgen - SE Caripa, se ubica en zonas de mediana y gran altitud, por lo tanto el diseño se efectúa para las zonas de cargas áreas 0, 1 y 2; establecido en el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 (las altitudes están entre 1000 a 4300 msnm); en donde se toma en cuenta los parámetros de carga establecidos en el CNE Suministro 2011 y los obtenidos mediante información suministrada por SENAMHI.

2.9.2 Tipos y Prestación de Estructuras

Los tipos y prestaciones de las estructuras están de acuerdo a las zonas de carga establecidos en el CNE Suministro 2011.

La línea de transmisión de 138 kV de tipo rural tiene previsto utilizar los siguientes tipos de estructuras de simple terna.

- Estructura de suspensión para alineamiento con vano normal y ángulo de desvío topográfico desde 0° a 3°.
- Estructura de ángulo mediano para vano normal y ángulo de desvío topográfico > 3° a ≤ 30°, también se puede utilizar para vanos grandes, en alineamiento.
- Estructura de ángulo mayor para vano normal y ángulo de desvío topográfico > 30° y ≤ 60°.
- Estructura de retención y/o terminal, para vano normal y vano flojo, y ángulo de desvío topográfico ≤ 60°, también actuará como estructura de retención intermedia.

Los tipos de estructura se han definido para las zonas de carga áreas 0, 1 y 2; en todas las zonas de cargas se utilizan conductor tipo AAAC de 507 mm², cable de acero galvanizado EHS de 74 mm² y cable de fibra óptica tipo OPGW de 97 mm².

A continuación se define las prestaciones de las estructuras para cada zona de carga.

CUADRO N° 18. PRESTACIÓN DE ESTRUCTURAS – ÁREA 0 (< 3000 msnm)

TIPO DE ESTRUCTURA	Sa3		Aa30		Aa60 (T)
Zona de carga CNE Suministro 2011	- La zona de carga corresponde al área 0. - Presión de viento de 20.39 kg/m ² y temperatura ambiente promedio de 25.6 °C. - El tramo comprende desde CH La Virgen hasta la torre T41.				
Función de la Estructura	Suspensión		Angulo Mediano y Vano Grande		Retención Intermedia y Terminal
Tipo de cadena de aisladores	Tres cadenas de aisladores suspensión		Seis cadenas de aisladores de anclaje		Seis cadenas de aisladores de anclaje y dos de orientación
Vano Viento (m)	520	300	1000	300	300
Vano Peso (m)	1100	1100	1800/-500	1800/-500	1500/-1600
Vano Máximo Lateral (m)	650	650	1200	1200	800
Angulo de Desvío (°)	0	3	> 3	30	< 55

CONTRATO: LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV SE LA VIRGEN – SE CARIPA	PROPIETARIO:  LA VIRGEN generación de energía
INGENIERÍA DE DETALLE	

CUADRO N° 19. PRESTACIÓN DE ESTRUCTURAS – ÁREA 1 (> 3000 – 4000 msnm)

TIPO DE ESTRUCTURA	Sb3		Ab30		Ab60	
Zona de carga CNE Suministro 2011	<ul style="list-style-type: none"> - La zona de carga corresponde al área 1. - Presión de viento de 15.13 kg/m² y temperatura de 13.8 °C. - Espesor de manguito de hielo de 6 mm, sin viento y temperatura de 0 °C. - Espesor de manguito de hielo de 3 mm, presión de viento de 9.75 kg/m² y temperatura de 0 °C. - El tramo comprende desde estructura T42 hasta estructura T113. 					
Función de la Estructura	Suspensión		Angulo Mediano y Vano Grande		Retención Intermedia y Terminal	
Tipo de cadena de aisladores	Tres cadenas de aisladores suspensión		Seis cadenas de aisladores de anclaje		Seis cadenas de aisladores de anclaje y dos de orientación	
Vano Viento (m)	600	300	1000	360	1600	300
Vano Peso (m)	1100	1100	1800	1800	1000	1000
Vano Máximo Lateral (m)	650	650	1300	1300	800	800
Angulo de Desvío (°)	0	3	0	30	> 30	60

CUADRO N° 20. PRESTACIÓN DE ESTRUCTURAS – ÁREA 2 (4001 – 4500 msnm)

TIPO DE ESTRUCTURA	Sc3		Ac30		Ac25H	Ac60 (T)
Zona de carga CNE Suministro 2011	<ul style="list-style-type: none"> - La zona de carga corresponde al área 2. - Presión de viento de 20.13 kg/m² y temperatura ambiente de 0 °C. - Espesor de manguito de hielo de 15 mm, sin viento y temperatura de -5 °C - Espesor de manguito de hielo de 8 mm, presión de viento de 11.15 kg/m² y temperatura de -5 °C - El tramo comprende desde estructura T114 hasta la SE Caripa. 					
Función de la Estructura	Suspensión		Angulo Mediano y Vano Grande		Retención Intermedia para cruces	Retención Intermedia y Terminal
Tipo de cadena de aisladores	Tres cadenas de aisladores suspensión		Seis cadenas de aisladores de anclaje		Seis cadenas de aisladores de anclaje y dos de orientación	Seis cadenas de aisladores de anclaje y dos de orientación
Vano Viento (m)	560	380	800	300	250	300
Vano Peso (m)	1000	1000	1100	1100	1000	600
Vano Máximo Lateral	700	700	960	960	800	700
Angulo de Desvío (°)	0	3	0	30	25	90

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



2.9.3 Configuración de Parte Superior de Estructuras

2.9.3.1 Distancia Entre Fases Según Norma Europea EN 50341 (Práctica Alemana)

Se utiliza la norma según el método alemán descrito en la German NNA (National Normative Aspects) ó EN 50341-3-4 (Overhead electrical lines exceeding AC 45 kV – Part 3-4), que utiliza para el cálculo de la distancia entre fases la siguiente expresión.

$$D = kc \times \sqrt{F + L} + K \times d_{\min} + b$$

Donde:

- F : flecha de conductor a 40 °C, en m, (se obtiene del cambio de estado del conductor);
- L : longitud de cadenas de suspensión para estructuras de suspensión;
- kc : variable de acuerdo a posición y oscilación de conductores; según tabla 1.3 del documento Tower Top Geometry and Mid Span Clearances de CIGRE.
- K : 0.75; factor de experiencia;
- d_{min} : mínima distancia fase – fase para máxima temperatura de conductor, (D_{pp}) = 1.95;
- b : diámetro exterior del haz de conductores para espacios libres de fase a fase, m. (b es cero para conductores simples).

Las distancias vertical y horizontal mínimas entre fases para las áreas 0, 1 y 2 son las siguientes.

CUADRO N° 21. DISTANCIAS MÍNIMAS RESULTANTES

Zona de Carga	Tipo de torre	Vano máximo (m)	Distancia vertical mínima entre fases "Dv" (m)	Distancia horizontal mínima entre fases "Dh"(m)
Área 0	Sa3	650	5.14	4.90
	Aa30	1200	8.12	7.14
	Aa60 (T)	800	5.85	5.20
Área 1	Sb3	650	5.40	5.10
	Ab30	1300	8.90	7.80
	Ab60	800	6.10	5.40
Área 2	Sc3	700	6.10	5.80
	Ac30	960	7.50	6.66
	Ac25H	800	6.50	5.80
	Ac60 (T)	700	5.95	5.34

CONTRATO: LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV SE LA VIRGEN – SE CARIPA	PROPIETARIO: 
INGENIERÍA DE DETALLE	

2.9.3.2 Distancias internas entre conductores de fase

a. Para la condición de sobretensión a frecuencia industrial, se considera la presencia de viento transversal al eje de la línea igual a 290 Pa (29.57 kg/m²) a 25°C, y se obtiene un ángulo de oscilación máximo de la cadena de aisladores de suspensión, para lo efectos de garantizar la distancia fase - torre se asume un ángulo máximo de oscilación de 50°.

b. Para la condición de sobretensión atmosférica, se consideran los valores calculados considerando los niveles de altitud de las diferentes áreas.

CUADRO N° 22. DISTANCIAS DE SEGURIDAD Y ÁNGULO DE OSCILACIÓN DE CADENA DE SUSPENSIÓN

Condición de línea de transmisión de 138 kV	Velocidad de viento	Máximo ángulo de oscilación (°)	Distancia de seguridad Conductor - Estructura (*)		
			Zonas de Carga		
			Área 0	Área 1	Área 2
Frecuencia industrial 60HZ	Máxima	50	0.40	0.45	0.50
Sobretensión atmosférica	Mínima	5	1.70	1.95	2.20

2.9.4 Diagramas de Carga de estructuras de Celosía (Torres)

Las hipótesis para el cálculo del árbol de cargas de los diversos tipos de estructuras metálicas en celosía se presentan en el volumen de los cálculos justificativos.

2.10 Distancias de seguridad al suelo

De conformidad a lo establecido en la tabla 232-B.1, 232.C1 y 233.C.2.a, del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, se describe en esta sección las distancias mínimas al suelo en la condición de flecha máxima y las distancias de seguridad sobre conductores de líneas eléctricas y de telecomunicaciones.

a. Altura de conductores sobre:

Zonas de carga de la línea de 138 kV	:	Área 0	Área 1	Área 2
Zona no transitables por vehículo	:	6.79 m	6.81 m	6.82 m
Caminos transitables por vehículos	:	7.39 m	7.41 m	7.42 m
Carreteras y calles transitable por vehículos	:	7.39 m	7.41 m	7.42 m

b. Distancia a otras líneas eléctricas que se cruzan:

Zonas de carga de la línea 138 kV	:	Área 0	Área 1	Área 2
Con líneas de transmisión de 60 kV y menores	:	3.61 m	3.63 m	3.65 m
Con líneas de transmisión de 72.5 kV	:	3.62 m	3.64 m	3.66 m
Con líneas de transmisión de 220 kV	:	5.41 m	5.45 m	5.49 m
De redes de telecomunicaciones	:	3.60 m	3.65 m	3.70 m

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



2.11 Salidas de línea

La protección contra descargas atmosféricas se efectuará considerando los Indicadores de Performance establecidos en la Resolución N° 656-2008-OS/CD de OSINERGMIN, que establece las siguientes tolerancias para líneas de transmisión en 138 kV con longitud menor a 100 km.

- Tasa de falla en dos semestres consecutivos: 4
- Número de horas de indisponibilidad : 6

En estos indicadores están incluidos diversos tipos de fallas, incluso las debidas por descargas atmosféricas.

Por tratarse de una línea corta (< 100 km), las tolerancias establecidas en el Procedimiento P091 de OSINERGMIN, considera el número de salidas de línea igual a 4 en dos semestres consecutivos; considerando diferentes tipos de fallas entre las que se encuentran por fenómenos naturales (descargas atmosféricas, nevadas, granizadas, sismos, etc.).

Si consideramos que las salidas de líneas debido a descargas atmosféricas es el 50% del total, entonces el número de salida de línea debido a descargas atmosféricas es 2 para dos semestres consecutivos.

Como resultado de la evaluación de la tasa de salida de la línea de transmisión 138 kV CH La Virgen – SE Caripa, debido a descargas atmosféricas resulta el siguiente número de desconexiones.

$$N_d = 0.933 \text{ desconexiones} / 100\text{km} - \text{año}$$

Debido a que la línea de transmisión en estudio tiene una longitud de 63.52 km, el número de desconexiones de la línea 138 kV CH La Virgen – SE Caripa es igual a:

$$N_d = 0.601 \text{ desconexión de línea} / \text{año} < 2 \text{ desconexiones para la LT } 138\text{kV}$$

2.12 Puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra será realizado de la siguiente manera:

- Con varillas conectadas a la estructura hincadas a una profundidad conveniente.
- Contrapesos o cables enterrados horizontalmente.

Las características del conductor copperweld 7 N° 10 AWG son las siguientes:

- Sección total : 36.83 mm²
- Diámetro exterior : 7.77 mm
- Peso unitario : 0.3031 kg/m
- Carga de rotura mínima : 31.68 kN (3 230 kg)
- Conductividad : 40% IACS

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



Las características de la varilla de puesta a tierra de acero recubierto con cobre son las siguientes:

- Diámetro nominal : 5/8"
- Diámetro real : 14.3 mm
- Longitud : 2.4 m
- Espesor mínimo capa de cobre : 0.254 mm
- Pureza revestimiento de cobre : 95%
- Alma de acero : SAE 1010
- Material conector : Aleación de cobre

2.12.1 Instalación de varillas para puesta a tierra

Las varillas de puesta a tierra están conectadas a la estructura e hincadas a una profundidad igual a la de la excavación de la cimentación donde el número y disposición de las varillas depende de la conductividad del terreno donde esté localizada la torre.

La producción normalizada de varillas para puestas a tierra se hace en diámetros que van desde 1/4 hasta 1 pulgada y longitudes que abarcan desde 1.5 hasta 3.5 metros. Diámetros superiores a una pulgada producen cambios muy pequeños en el valor de la resistencia, ya que es el suelo que rodea al electrodo y no el diámetro de éste el que determina la resistencia. La selección del diámetro de la varilla debe buscar suficiente espesor y fortaleza para que pueda ser clavada en el suelo sin que se pandee o sufra daños que le ocasionen corrosión prematura.

La resistencia a pie de torre de una estructura que se obtiene al enterrar una varilla está dada por la ecuación derivada por E. O. Sunde¹:

$$R = \frac{\rho}{2 * \pi * l} * \left[\ln \left(\frac{4l}{a} \right) - 1 \right] \text{ Cuando } l \gg a$$

Donde:

R = Resistencia en ohmios

ρ = Resistividad del terreno en Ω -m

L = Longitud de la varilla en metros

a = Radio de la varilla en metros

La resistencia de puesta a tierra de una estructura se puede disminuir conectando varillas en paralelo. Existen varios métodos para considerar el efecto de las varillas múltiples en el valor de la resistencia como son: el radio equivalente, la resistencia mutua, las curvas universales, etc.

Resistencia de 2 varillas

• • $\left| \begin{array}{l} \text{Two ground rods} \\ s > L; \text{ spacing } s \end{array} \right| \left| R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 - \frac{L^2}{3s^2} + \frac{2L^4}{5s^4} \dots \right) \right|$

¹ Transmission Line Reference Book de EPRI (página 557) y documento Insulation coordination for Power Systems de Andrew Hilleman (capítulo 10 apéndice 4)

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



Donde,

R = Resistencia en ohmios

ρ = Resistividad del terreno en Ω -m

L = Longitud de la varilla en metros

a = Radio de la varilla en metros

s = Separación

Resistencia de 4 varillas

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de cuatro varillas se usa las curvas universales, es decir se divide el valor de resistencia esperado con una varilla entre 4 y se multiplica por el factor 1.36.

Radio equivalente:

En el método del radio equivalente tiene en cuenta la geometría con la que se distribuyen las varillas en el terreno. Si están moderadamente cerca una de la otra, la resistencia total será mayor que si el número de varillas tuviera la misma disposición pero estuvieran más espaciadas. La ecuación que se utiliza para realizar estos cálculos es la siguiente:

$$R = \frac{\rho}{2 * \pi * l} * Ln\left(\frac{2 * l}{A}\right)$$

Donde,

R = Resistencia de puesta a tierra en Ohmios

ρ = Resistividad del terreno en ohmios-metro

l = Longitud de la varilla en metros

A = Radio equivalente que depende de la distribución y el número de varillas de la configuración, en metros. (ver figura 12.5.8 del Transmission Line Reference Book de EPRI)

Resistencia mutua:

Otra forma de calcular el efecto de las varillas en paralelo en el valor de la resistencia de pie de torre, es calcular la resistencia mutua mediante la siguiente ecuación:

$$R_m = \frac{\rho}{2 * \pi * s} \left[1 - \frac{l^2}{3s^2} + \frac{4l^2}{5s^2} + \dots \right]$$

Donde,

R_m = Resistencia mutua en ohmios

s = Separación entre varillas en metros

l = Longitud de varillas en metros

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



Una vez conocido el valor de R_m se puede calcular la resistencia de puesta a tierra con la relación:

$$R = \frac{R_1}{n} + \frac{(n-1)R_m}{n}$$

Donde,

R = Resistencia en ohmios

R1 = Resistencia de una varilla en ohmios

n = Número de varillas

R_m = Resistencia mutua en ohmios

Curvas universales:

Un método alternativo de calcular el valor de la resistencia de puesta a tierra de estructuras bajo el efecto de múltiples varillas es recurrir al uso de curvas universales en las que se representa la variación porcentual de la resistencia a medida que aumenta el número de varillas. Normalmente se presenta una familia de curvas en las que cada una de ellas corresponde a una separación específica de las varillas. Las curvas universales se representan por el factor multiplicador incluido en el cuadro 23.

Para determinar el efecto de las varillas en paralelo se adopta la siguiente regla: El valor de resistencia de una varilla se divide por el número de varillas y se multiplica por el factor F del cuadro 23.

CUADRO N° 23. FACTOR MULTIPLICADOR PARA MÚLTIPLES VARILLAS

Número de Varillas	Factor Multiplicador, F
2	1.16
3	1.29
4	1.36
8	1.68
12	1.80
16	1.92
20	2.00
24	2.16

2.12.2 Instalación de contrapesos para puesta a tierra

En sitios en que la resistividad del terreno sea muy alta, es necesario utilizar cables enterrados horizontalmente para alcanzar el valor de resistencia de pie de torre establecido, siempre teniendo en cuenta la posibilidad constructiva de hacerlo considerando las características particulares del sitio.

Los primeros centímetros de la capa vegetal están siempre expuestos a cambios climatológicos producidos por inviernos severos o por veranos calurosos y secos. A esto se suma la topografía local y la contextura del suelo de los cuales dependen gran parte los cambios ambientales y el

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



contenido de la humedad. Adicionalmente, en terrenos agrícolas debe preverse la capa que ha de ser removida periódicamente, todo lo cual proporciona un estimativo de la profundidad mínima a la cual debe ser enterrado el conductor para eliminar la posibilidad de cambios bruscos en la resistencia de tierra y de daños fortuitos causados por los trabajos del arado. Para tener en cuenta las anteriores consideraciones se adoptó una profundidad de 0.60 m para instalar contrapesos.

Al igual que en el caso de las varillas de puesta a tierra, el diámetro del contrapeso no juega papel importante y su selección obedece más a problemas de corrosión que de cualquier otra naturaleza.

Debe tenerse especial cuidado al trabajar con contrapesos de longitud inferior a 30 m para no obtener resistencias de dispersión demasiado altas que puedan crear reflexiones positivas. Así mismo es aconsejable no utilizar contrapesos demasiado largos a menos que el terreno sea de alta resistividad como en zonas con abundantes afloramientos rocosos o arenosos, ya que después de cierta longitud la curva de resistencia se vuelve asintótica. De esta manera, se utilizarán longitudes de contrapesos hasta de 90 metros y contrapesos paralelos en cada pata hasta dos unidades.

La resistencia que se obtiene al instalar conductores horizontales está dada por:

Para 2 contrapesos

— | Buried horizontal wire
length L , depth $s/2$ | $R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$

Para 4 contrapesos

+ | Four-point star
length of arm L , depth $s/2$ | $R = \frac{\rho}{8\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 2.912 - 1.071 \frac{s}{L} + 0.645 \frac{s^2}{L^2} - 0.145 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$

Donde,

- R = Resistencia en ohmios
- ρ = Resistividad del terreno en ohmios-metro
- L= longitud en metros del cable
- a= radio en metros del cable
- s/2= profundidad en metros de enterrado

En forma generalizada se utilizan longitudes de 10, 20, 30, 40, 60, 90, 100 y 140 m aunque en casos especiales se puede incrementar la longitud. La resistividad corresponde a la medida en el sitio en que se localiza cada estructura.

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



Según la resistividad del terreno se pueden usar diferentes configuraciones con el fin de alcanzar la resistencia de puesta a tierra deseada. La configuración más simple es solo con varillas de puesta a tierra. Otras configuraciones son con 2 ó 4 contrapesos de la longitud requerida. Las configuraciones asimétricas de uno y tres contrapesos no se recomiendan ya que no son eficientes o predecibles en su comportamiento ante ondas de choque. En estos casos, la corriente de un rayo no se distribuye uniformemente entre las patas de las torres.

Inicialmente se estima la resistencia de puesta a tierra en cada sitio solo con varillas en paralelo, para el caso de cuatro varillas se usan las curvas universales, si no cumple con la resistencia establecida se determina la resistencia con dos o cuatro contrapesos de 10, 20, 30, 40, 60, 90, 100 y 140 m de longitud o se incrementa la longitud en contrapesos hasta cumplir con la resistencia de puesta a tierra establecida. Para efectos de calcular la resistencia combinada de las varillas de puesta a tierra y los contrapesos, estos se consideraron como paralelos.

Con el objeto de reducir la resistencia de puesta a tierra, se recurrirá al uso de tierra artificial (cemento conductor), el cual en promedio consigue reducciones del valor final de resistencia de puesta a tierra en 70%, por lo cual al valor calculado de resistencia de puesta a tierra se le multiplicará por el factor 0.3.

La aplicación de cada tipo de puesta a tierra se efectúa de acuerdo con la medida de resistividad del terreno prevista para cada estructura. Las medidas de la resistividad de los terrenos cercanos a las estructuras se obtienen tomando como referencia las mediciones de campo efectuadas a lo largo del trazo de ruta, los cuales se presentan en el Estudio de Resistividad del Terreno.

En estructuras que presenten resistividades de terreno superior a los indicados se recomienda utilizar métodos alternativos, los que deberán ser preparados con materiales conductivos, tales como Cementos Conductivos, Bentonita, Tierragel, u otro material conductor existente en el mercado que se pueda utilizar.

3. MATERIALES A UTILIZAR

El estudio de ingeniería de la línea de transmisión en 138 kV CH La Virgen – SE Caripa, se efectúa con los materiales definidos en las especificaciones técnicas de suministro que a continuación se presentan.

3.1 Conductores de fase

Las principales características del conductor AAAC seleccionado son las siguientes.

CUADRO N° 24. CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES DE FASE

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALORES
<ul style="list-style-type: none">Zona de Carga (Código Nacional de Electricidad Suministro 2011)		Áreas 0, 1 y 2
<ul style="list-style-type: none">Material	-	Aleación de Aluminio 6201

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



• Normas aplicables		ASTM B398, ASTM B 399, IEC 209, IEC 1089
• Tipo	-	AAAC
• Sección transversal	mm ²	507.74
• N° diámetro hilos de aleación de Al.	No./mm	37 x 4.18
• Diámetro exterior	mm	29.26
• Peso unitario	kg/m	1.397
• Carga de rotura	kN (kg)	146.55 (14 944)
• Módulo de elasticidad	kg/mm ²	5810
• Coeficiente de expansión lineal	1/°C	0.000023
• Resistencia eléctrica 20°C a cc	ohm/km	0.06597 (Max)

3.2 Cables de guarda de acero galvanizado tipo EHS

Las características del cable de acero galvanizado EHS que se utilizará como cable de guarda para protección contra descargas atmosféricas son las siguientes.

CUADRO N° 25. CARACTERÍSTICAS DE CABLE DE ACERO GALVANIZADO TIPO EHS

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALORES
• Zona de Carga (Código Nacional de Electricidad Suministro 2011)		Áreas 0, 1 y 2
• Material	-	Acero Galvanizado
• Tipo	-	EHS
• Normas de fabricación		ASTM A 363, A 370, A 475
• Sección transversal real	mm ²	74.45
• Diámetro total	mm	11.04
• Número de hilos	#	7
• Diámetro nominal de cada hilo	mm	3.68
• Peso unitario	kg/m	0.595
• Carga de rotura	kN	92.6
• Módulo de elasticidad	kN/mm ²	186.33
• Coeficiente de expansión lineal	1/°C	0.0000115

EHS: Extra High Strength

3.3 Cable de guarda de fibra óptica OPGW

Las características del cable de fibra óptica OPGW que se coloca como cable de guarda para protección contra descargas atmosféricas y para telecomunicación recomendado es el siguiente:

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



CUADRO N° 26. CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE FIBRA ÓPTICA OPGW

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALORES
• Zona de Carga (Código Nacional de Electricidad Suministro 2011)		Áreas 0, 1 y 2
• Material	-	Aluminum Clad Steel Wire (AS)
• Normas aplicables		ITU-T G.652, 652.C, 655, IEEE 1138, IEC 60793, IEC 60794
• Tipo	-	OPGW
• Sección transversal	mm ²	97
• Construcción		Extruido
• Diámetro exterior	mm	14.8
• Número de fibras por unidad óptica	#	48
• Peso unitario	kg/m	0.730
• Carga de rotura	kg	11 479
• Módulo de elasticidad	kg/mm ²	14 321
• Coeficiente de expansión lineal	1/°C	0.000014
• Capacidad de corriente de cortocircuito	KA ² s	113
• Máxima temperatura permitida	°C	250

AS: Alambre de acero cubierto con aluminio

3.4 Aislamiento

El aislamiento a utilizar en la línea de transmisión en 138 kV, se efectúa con base a las cadenas de aisladores de suspensión estándar de 120 kN, y cadenas de anclaje con aisladores standard de 160 kN. El material del aislador estándar seleccionado fué de vidrio templado.

Las características del aislador estándar son las siguientes:

a. Características de aisladores estándar

Las características de los aisladores estándar seleccionado son las siguientes:

- | | | | |
|--|---|---------------|---------------|
| • Tipo | : | Suspensión | Anclaje |
| • Clase IEC | : | U120B | U160BS |
| • Norma IEC 120 | : | 16 mm | 20 mm |
| • Conexión | : | Ball & socket | Ball & socket |
| • Diámetro de disco | : | 255 mm | 280 mm |
| • Altura | : | 146 mm | 146 mm |
| • Distancia de fuga | : | 320 mm | 400 mm |
| • Carga de falla electromecánica | : | 120 kN | 160 kN |
| • Voltaje Resistente / Frecuencia Industrial | : | | |

CONTRATO: LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV SE LA VIRGEN – SE CARIPA	PROPIETARIO:  LA VIRGEN generación de energía
INGENIERÍA DE DETALLE	

• Seco, un minuto	:	70 kV	75 kV
• Húmedo, un minuto	:	40 kV	45 kV
• Voltaje Resistente al Impulso Seco	:	100 kV	110 kV
• Voltaje de Perforación Mínimo	:	130 kV	130 kV
• Peso Neto Aproximado	:	4.0 kg	6.1 kg

b. Características de cadenas de suspensión y de anclaje:

Las características eléctricas de las cadenas de aisladores de suspensión y anclaje, de la línea de transmisión en 138 kV CH La Virgen – SE Caripa son las siguientes:

CUADRO N° 27. CARACTERÍSTICAS DE CADENAS DE AISLADORES DE SUSPENSIÓN Y ANCLAJE

Características	Zona de Carga Área 0		Zona de Carga Área 1		Zona de Carga Área 2	
	Susp.	Anc.	Susp.	Anc.	Susp.	Anc.
• Tipo de cadena	Susp.	Anc.	Susp.	Anc.	Susp.	Anc.
• Número de aisladores	11	12	13	14	14	15
• Voltaje resistente a frecuencia industrial (kV)						
- Húmedo (kV)	440	540	520	630	560	675
• Resistencia electromecánica (kN)	120	160	120	160	120	160
• Longitud de distancia de fuga total (mm)	3520	4800	4160	5600	4480	6000

3.5 Estructuras de la línea de transmisión en 138 kV

La línea de transmisión de 138 kV de tipo rural tiene previsto utilizar los siguientes tipos de estructuras de simple terna.

- Estructura de suspensión para alineamiento con vano normal y ángulo de desvío topográfico desde 0° a 3°.
- Estructura de ángulo mediano para vano normal y ángulo de desvío topográfico > 3° a ≤ 30°, también se puede utilizar para vanos grandes, en alineamiento.
- Estructura de ángulo mayor para vano normal y ángulo de desvío topográfico > 30° y ≤ 60°.
- Estructura de retención y/o terminal, para vano normal y vano flojo, y ángulo de desvío topográfico ≤ 60°, también actuará como estructura de retención intermedia.

Los tipos de estructura se han definido para las zonas de carga áreas 0, 1 y 2; en todas las zonas de cargas se utilizan conductor tipo AAAC de 507 mm², cable de acero galvanizado EHS de 74 mm² y cable de fibra óptica tipo OPGW de 97 mm².

A continuación se define las prestaciones de las estructuras para cada zona de carga.

CONTRATO: LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV SE LA VIRGEN – SE CARIPA	PROPIETARIO:  LA VIRGEN generación de energía
INGENIERÍA DE DETALLE	

CUADRO N° 28. PRESTACIÓN DE ESTRUCTURAS – ÁREA 0 (< 3000 msnm)

TIPO DE ESTRUCTURA	Sa3		Aa30		Aa60 (T)	
	Zona de carga CNE Suministro 2011	<ul style="list-style-type: none"> - La zona de carga corresponde al área 0. - Presión de viento de 20.39 kg/m² y temperatura ambiente promedio de 25.6 °C. - El tramo comprende desde CH La Virgen hasta la torre T41. 				
Función de la Estructura	Suspensión		Angulo Mediano y Vano Grande		Retención Intermedia y Terminal	
Tipo de cadena de aisladores	Tres cadenas de aisladores suspensión		Seis cadenas de aisladores de anclaje		Seis cadenas de aisladores de anclaje y dos de orientación	
Vano Viento (m)	520	300	1000	300	300	
Vano Peso (m)	1100	1100	1800/-500	1800/-500	1500/-1600	
Vano Máximo Lateral (m)	650	650	1200	1200	800	
Angulo de Desvío (°)	0	3	> 3	30	< 55	

CUADRO N° 29. PRESTACIÓN DE ESTRUCTURAS – ÁREA 1 (> 3000 – 4000 msnm)

TIPO DE ESTRUCTURA	Sb3		Ab30		Ab60	
	Zona de carga CNE Suministro 2011	<ul style="list-style-type: none"> - La zona de carga corresponde al área 1. - Presión de viento de 15.13 kg/m² y temperatura de 13.8 °C. - Espesor de manguito de hielo de 6 mm, sin viento y temperatura de 0 °C. - Espesor de manguito de hielo de 3 mm, presión de viento de 9.75 kg/m² y temperatura de 0 °C. - El tramo comprende desde estructura T42 hasta estructura T113. 				
Función de la Estructura	Suspensión		Angulo Mediano y Vano Grande		Retención Intermedia y Terminal	
Tipo de cadena de aisladores	Tres cadenas de aisladores suspensión		Seis cadenas de aisladores de anclaje		Seis cadenas de aisladores de anclaje y dos de orientación	
Vano Viento (m)	600	300	1000	360	1600	300
Vano Peso (m)	1100	1100	1800	1800	1000	1000
Vano Máximo Lateral (m)	650	650	1300	1300	800	800
Angulo de Desvío (°)	0	3	0	30	> 30	60

CONTRATO: LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV SE LA VIRGEN – SE CARIPA	PROPIETARIO:  LA VIRGEN generación de energía
INGENIERÍA DE DETALLE	

CUADRO N° 30. PRESTACIÓN DE ESTRUCTURAS – ÁREA 2 (4001 – 4500 msnm)

TIPO DE ESTRUCTURA	Sc3		Ac30		Ac25H	Ac60 (T)
Zona de carga CNE Suministro 2011	- La zona de carga corresponde al área 2. - Presión de viento de 20.13 kg/m ² y temperatura ambiente de 0 °C. - Espesor de manguito de hielo de 15 mm, sin viento y temperatura de -5 °C - Espesor de manguito de hielo de 8 mm, presión de viento de 11.15 kg/m ² y temperatura de -5 °C - El tramo comprende desde estructura T114 hasta la SE Caripa.					
Función de la Estructura	Suspensión		Angulo Mediano y Vano Grande		Retención Intermedia para cruces	Retención Intermedia y Terminal
Tipo de cadena de aisladores	Tres cadenas de aisladores suspensión		Seis cadenas de aisladores de anclaje		Seis cadenas de aisladores de anclaje y dos de orientación	Seis cadenas de aisladores de anclaje y dos de orientación
Vano Viento (m)	560	380	800	300	250	300
Vano Peso (m)	1000	1000	1100	1100	1000	600
Vano Máximo Lateral	700	700	960	960	800	700
Angulo de Desvío (°)	0	3	0	30	25	90

3.6 Puesta a Tierra

El sistema de puesta a tierra será realizado de la siguiente manera:

- Con varillas conectadas a la estructura hincadas a una profundidad conveniente.
- Contrapesos o cables enterrados horizontalmente.

Las características del conductor copperweld 7 N° 10 AWG son las siguientes:

- Sección total : 36.83 mm²
- Diámetro exterior : 7.77 mm
- Peso unitario : 0.3031 kg/m
- Carga de rotura mínima : 31.68 kN (3 230 kg)
- Conductividad : 40% IACS

Las características de la varilla de puesta a tierra de acero recubierto con cobre son las siguientes:

- Diámetro nominal : 5/8"
- Diámetro real : 14.3 mm
- Longitud : 2.4 m
- Espesor mínimo capa de cobre : 0.254 mm
- Pureza revestimiento de cobre : 95%
- Alma de acero : SAE 1010

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



- Material conector : Aleación de cobre

Las varillas de puesta a tierra están conectadas a la estructura e hincadas a una profundidad igual a la de la excavación de la cimentación donde el número y disposición de las varillas depende de la conductividad del terreno donde esté localizada la torre.

La resistencia de puesta a tierra de una estructura se puede disminuir conectando varillas en paralelo. Existen varios métodos para considerar el efecto de las varillas múltiples en el valor de la resistencia como son: el radio equivalente, la resistencia mutua, las curvas universales, etc.

En sitios en que la resistividad del terreno sea muy alta, es necesario utilizar cables enterrados horizontalmente para alcanzar el valor de resistencia de pie de torre establecido, siempre teniendo en cuenta la posibilidad constructiva de hacerlo considerando las características particulares del sitio.

Debe tenerse especial cuidado al trabajar con contrapesos de longitud inferior a 30 m para no obtener resistencias de dispersión demasiado altas que puedan crear reflexiones positivas. Así mismo es aconsejable no utilizar contrapesos demasiado largos a menos que el terreno sea de alta resistividad como en zonas con abundantes afloramientos rocosos o arenosos, ya que después de cierta longitud la curva de resistencia se vuelve asintótica. De esta manera, se utilizarán longitudes de contrapesos hasta de 90 metros y contrapesos paralelos en cada pata hasta dos unidades.

En estructuras que presenten resistividades de terreno superior a los indicados se recomienda utilizar métodos alternativos, los que deberán ser preparados con materiales conductivos, tales como Cementos Conductivos, Bentonita, Tierragel, u otro material conductivo existente en el mercado que se pueda utilizar.

3.7 Ubicación de Estructuras

La ubicación de las estructuras a lo largo del perfil longitudinal del trazo de ruta de la línea de transmisión de 138 kV CH La Virgen – SE Caripa, se efectuó mediante el programa especializado DLT CAD, para el cual los datos de ingreso son los siguientes.

- Características del conductor de fase AAAC 507 mm²;
- Características de los cables de guarda de acero galvanizado y de fibra óptica tipo OPGW;
- Hipótesis de carga para los conductores y cables de guarda;
- Dimensiones y prestaciones (vano medio, vano peso, vano lateral, ángulo de desvío topográfico y vano peso negativo) de todos los tipos de estructuras;
- Distancias mínimas de seguridad al terreno, de acuerdo con la altitud por donde se ubica la línea de transmisión en diseño;
- Factores de sobrecarga de las estructuras, de acuerdo al Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.

La salida del programa entrega la ubicación de estructuras que se pasan luego a planos en autocad; asimismo, se obtiene la planilla de estructuras, en donde se detallan todas las características de la ubicación de las estructuras, como: coordenadas de ubicación de cada

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



estructura, tipo de estructura, progresiva y cota de cada estructura, vano adelante, medio, vano peso, ángulo de desvío topográfico de cada una de las estructuras ubicadas, asimismo se obtiene el vano regulador de cada tramo entre anclajes, las cantidades de cadenas de aisladores de suspensión, anclaje y orientación, etc.

Se debe de tener en cuenta que para los cruces con líneas de transmisión existentes en 220 kV, 72.5 kV, 60 kV y 33 kV; el proceso de ubicación sólo ha considerado una ubicación aproximada de estas líneas.

3.8 Obras Civiles

El objetivo es presentar los criterios, procedimientos, normativas y cálculos realizados para el diseño de la cimentación de la estructura de la línea de transmisión 138 kV.

3.8.1 Normas, materiales y características del suelo

Las normas y reglamentos de referencia para la verificación de los cálculos de diseño, procedimientos y especificaciones de materiales y equipos serán en base a las siguientes, teniendo como prioridad las Normas y Reglamentos Nacionales.

- R.N.E. Reglamento Nacional de Edificaciones
- C.N.E. Código Nacional de Electricidad
- A.C.I. American Concrete Institute
- ASTM American Society for Testing and Materials

En todos los casos, se usarán las normas correspondientes en su última versión vigente y teniendo siempre presente que las exigencias de las Normas se consideran mínimas, por lo que serán complementadas si fuera necesario.

Las características de los materiales usados son:

Concreto

- Resistencia a la compresión: $f'c=210 \text{ kg/cm}^2$
- Peso específico $\gamma=2400 \text{ kg/m}^3$
- Módulo de elasticidad $E=217\,000 \text{ kg/cm}^2$

Acero de refuerzo

- Esfuerzo de fluencia $f_y=4200 \text{ kg/cm}^2$
- Módulo de elasticidad $E=2\,000\,000 \text{ kg/cm}^2$

Las condiciones del terreno definidos para el diseño de la cimentación son los siguientes:

- Capacidad admisible del suelo: 2.5 kg/cm^2
- Peso específico del terreno: 1800 kg/cm^3
- Angulo de arrancamiento: 30°

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

PROPIETARIO:

**INGENIERÍA DE DETALLE**

Las reacciones de las cargas se obtuvieron del equilibrio estático a nivel del pedestal. Se definieron tres grupos de torres correspondientes al área 0 (zona de menor altitud), área 1 y área 2 (zona de mayor altitud).

3.8.2 Diseño de las cimentaciones

En el presente estudio se presentan los cálculos de las fundaciones para las zonas de carga áreas 0, 1 y 2; del cual se obtienen las cantidades totales de los siguientes rubros.

- Excavación en suelo normal;
- Relleno con material propio compactado;
- Relleno compactado con material de préstamo;
- Eliminación de material excedente;
- Encofrado;
- Concreto $f'c = 210 \text{ kg/cm}^2$;
- Solado $f'c = 100 \text{ kg/cm}^2$;
- Acero de refuerzo $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$

4. CANTIDADES DE MATERIALES**4.1 Cantidad de Suministros y Obras Civiles**

ITEM	ACTIVIDADES	UNIDAD	CANTIDAD
I	OBRAS CIVILES		
1.0	Movilización y Desmovilización	U	1.00
2.0	Obras Provisionales		
2.1	Instalación de campamentos y almacenes	Gbl	1.00
2.2	Mantenimiento y operación de campamento	Gbl	1.00
3.0	Trabajos Preliminares		
3.1	Replanteo Topográfico de la Línea	km	63.52
3.2	Estudio Geotécnico	U	1
3.3	Limpieza de Faja de Servidumbre (deforestación)	Ha.	64
3.4	Gestión de Servidumbre	km	49
3.5	Estudio de Impacto Ambiental (incluye Supervisión del INC)	U	1
4.0	Caminos de Acceso		
4.1	Camino en terreno plano	km	10.00
4.2	Camino en suelo con material suelto	km	20.00
4.3	Camino en terreno accidentado suelo normal	km	20.00
4.4	Camino en suelo rocoso (roca dura 30% y roca suelta 70%)	km	10.00
5.0	Cimentación de las Estructuras		
5.1	Excavación en suelo normal (tipo II)	m3	7326.37

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 KV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

PROPIETARIO:

**INGENIERÍA DE DETALLE**

5.2	Relleno con material propio compactado	m3	5717.67
5.3	Relleno compactado con material de préstamo	m3	2970.28
5.4	Eliminación de material excedente.	m3	470
5.5	Encofrado	m2	3307
5.6	Concreto $f'c = 210 \text{ kg/cm}^2$	m3	1687
5.7	Solado $f'c = 100 \text{ kg/cm}^2$	m3	233.5
5.8	Acero de refuerzo $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$	kg	135632
	SUB-TOTAL OBRAS CIVILES		
II	OBRAS ELECTROMECHANICAS		
1.0	Torres metálicas		
1.1	Torre de suspensión tipo Sa3 (3°)		
	Tipo Sa3-3	U	8
	Tipo Sa3+0	U	4
	Tipo Sa3+3	U	1
	Tipo Sa3+6	U	0
1.2	Torre de ángulo menor tipo Aa30 (30°)		
	Tipo Aa30-3	U	11
	Tipo Aa30+0	U	4
	Tipo Aa30+3	U	4
	Tipo Aa30+6	U	3
	Tipo Aa30+9	U	1
1.3	Torre de retención intermedia y terminal Aa60(T) (60°)		
	Tipo Aa60(T)-3	U	1
	Tipo Aa60(T)+0	U	2
	Tipo Aa60(T)+3	U	1
1.4	Torre de suspensión tipo Sb3 (3°)		
	Tipo Sb3-3	U	7
	Tipo Sb3+0	U	5
	Tipo Sb3+3	U	4
	Tipo Sb3+6	U	0
	Tipo Sb3+9	U	2
	Tipo Sb3+12	U	0
	Tipo Sb3+15	U	2
1.5	Torre de ángulo menor tipo Ab30 (30°)		
	Tipo Ab30-3	U	9
	Tipo Ab30+0	U	10
	Tipo Ab30+3	U	5
	Tipo Ab30+6	U	5
	Tipo Ab30+9	U	7
1.6	Torre de ángulo mayor Ab60(60°)		
	Tipo Ab60-3	U	6
	Tipo Ab60+0	U	5
	Tipo Ab60+3	U	4

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

PROPIETARIO:

**INGENIERÍA DE DETALLE**

	Tipo Ab60+6	U	2
1.7	Torre de suspensión tipo Sc3 (3°)		
	Tipo Sc3-3	U	8
	Tipo Sc3+0	U	10
	Tipo Sc3+3	U	5
	Tipo Sc3+6	U	0
	Tipo Sc3+9	U	1
	Tipo Sc3+12	U	2
	Tipo Sc3+15	U	1
1.8	Torre de ángulo menor tipo Ac30 (30°)		
	Tipo Ac30-3	U	2
	Tipo Ac30+0	U	3
	Tipo Ac30+3	U	4
	Tipo Ac30+6	U	3
	Tipo Ac30+9	U	1
	Tipo Ac30+12	U	0
	Tipo Ac30+15	U	2
1.9	Torre de ángulo mayor Ac60(60°)		
	Tipo Ac25H-3	U	4
	Tipo Ac25H+0	U	2
	Tipo Ac25H+3	U	0
1.10	Torre de retención intermedia y terminal Ac60(T) (60°)		
	Tipo Ac60(T)-3	U	0
	Tipo Ac60(T)+0	U	0
	Tipo Ac60(T)+3	U	1
	Tipo Ac60(T)+6	U	1
2.0	Cadena de aisladores		
2.1	Cadena de aisladores 138 kV en suspensión, incluye accesorios, área 0	Jgo.	39
2.2	Cadena de aisladores 138 kV en suspensión, incluye accesorios, área 1	Jgo.	60
2.3	Cadena de aisladores 138 kV en suspensión, incluye accesorios, área 2	Jgo.	81
2.4	Cadena de aisladores 138 kV en anclaje, incluye accesorios, área 0	Jgo	165
2.5	Cadena de aisladores 138 kV en anclaje, incluye accesorios, área 1	Jgo	330
2.6	Cadena de aisladores 138 kV en anclaje, incluye accesorios, área 2	Jgo	129
2.7	Cadena de aisladores 138 kV de orientación, incluye accesorios, área 0	Jgo	4
2.8	Cadena de aisladores 138 kV de orientación, incluye accesorios, área 1	Jgo	44
2.9	Cadena de aisladores 138 kV de orientación, incluye accesorios, área 2	Jgo	12
3.0	Conductor activo y cables de guarda		
3.1	Conductor AAAC 507 mm ²	km	196.56
3.2	Cable de guarda de acero galvanizado EHS 74 mm ²	km	65.52
3.3	Cable de guarda de fibra óptica OPGW 97 mm ²	km	65.52
4.0	Accesorios del conductor activo		
4.1	Varillas de Armar	U	180
4.2	Juntas de empalme	U	56
4.3	Manguitos de reparación	U	26
4.4	Amortiguador	U	520

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



5.0	Accesorios de cables de guarda		
5.1	Ensamble suspensión cable de guarda Ao.Go.	U	58
5.2	Ensamble suspensión cable de guarda OPGW	U	62
5.3	Ensamble anclaje cable de guarda Ao.Go.	U	192
5.4	Ensamble anclaje cable de guarda OPGW	U	224
5.5	Amortiguador cable de Ao.Go.	U	442
5.6	Amortiguador cable fibra óptica OPGW	U	442
5.7	Caja de empalme	U	21
6.0	Puesta a tierra		
6.1	Medición de resistividad y resistencia de puesta a tierra	U	163
6.2	Puesta a tierra tipo 1	U	8
6.3	Puesta a tierra tipo 2	U	9
6.4	Puesta a tierra tipo 3	U	8
6.5	Puesta a tierra tipo 4	U	22
6.6	Puesta a tierra tipo 5	U	92
6.7	Puesta a tierra tipo 6	U	24
7.0	Inspección de la línea construida	U	1
8.0	Pruebas y puesta en servicio	Glb	1
9.0	Ingeniería de detalle	Glb	1

4.2 Montaje Electromecánico

Los rubros de montaje electromecánico comprenden los siguientes ítems.

- Montaje de estructuras, armado y revisión;
- Montaje de conductores AAAC y cables de guarda de fibra óptica y acero galvanizado;
- Montaje de cadena de aisladores de suspensión, anclaje y orientación;
- Instalación del sistema de puesta a tierra de cada estructura;
- Instalación de accesorios del conductor;
- Instalación de accesorios de los cables de guarda;

5. RELACIÓN DE PLANOS

5.1 Planos de detalle

Los planos de detalle del estudio de la línea de transmisión de 138 kV CH La Virgen – SE Caripa son los siguientes.

Nº	PLANOS	DESCRIPCIÓN
1		Plano de Ubicación del Proyecto
2		Plano del Trazo de Ruta
3		Planos de Caminos de Accesos
4		Planos de Distribución de Estructuras Zona 0
5		Planos de Distribución de Estructuras Zona 1
6		Planos de Distribución de Estructuras Zona 2

CONTRATO:

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV
SE LA VIRGEN – SE CARIPA**

INGENIERÍA DE DETALLE

PROPIETARIO:



7	Planos de Selección de Patas Zona 0
8	Planos de Selección de Patas Zona 1
9	Planos de Selección de Patas Zona 2
10	Plano de Estructuras Sa3, Aa30 y Aa60(T)
11	Plano de Estructuras Sb3, Ab30 y Ab60(T)
12	Plano de Estructuras Sc3, Ac30, Ac5H y Ac60(T)
13	Tablas de tensión del cable conductor
14	Tablas de tensión del cable de guarda OPGW
15	Tablas de tensión del cable de guarda EHS
16	Plano de Cadena de Suspensión para Zonas 0, 1, 2
17	Plano de Cadena de Anclaje para Zonas 0, 1, 2
18	Plano de Detalle de Fijación de Cable de Guarda EHS para Zonas 0, 1, 2
19	Plano de Detalle de Fijación de Cable de Guarda OPGW para Zonas 0, 1, 2
20	Plano de Señalización y Antiescalamiento
21	Plano de Amortiguadores y Balizas
22	Plano de Puesta a Tierra
23	Plano de Fundaciones Zona 0
24	Plano de Fundaciones Zona 1
25	Plano de Fundaciones Zona 2
26	Planilla de Estructuras Zona 0
27	Planilla de Estructuras Zona 1
28	Planilla de Estructuras Zona 2

Anexo 7: Reporte Complementario N.º836 - COEN



**REPORTE COMPLEMENTARIO N° 836 - 29/03/2019 / COEN - INDECI / 06:45 HORAS
(Reporte N° 04)**

PRECIPITACIONES PLUVIALES EN LA REGION JUNÍN

I. HECHOS:

PROVINCIA DE CHANCHAMAYO

El 28 de marzo de 2019, a las 10:20 horas aproximadamente, a consecuencias de intensas precipitaciones fluviales se produjo el deslizamiento en el Km 75 de la carretera Tarma – La Merced (sector Yananquito – San Ramón – Chanchamayo), causando daños a la vida y salud de las personas en el Distrito de San Ramón, Provincia de Chanchamayo.

El 28 de marzo de 2019, a las 07:15 horas se constató en el Km- 14+800 de la Carretera La Merced – Villa Rica - Oxapampa (sector anexo Puente Capelo) el colapso de plataforma asfáltica, en una extensión de 100 metros aprox., a consecuencia del desborde del río Chanchamayo, restringiendo el tránsito vehicular en ambos sentidos, caída de poste de alta tensión, con el cual deja sin fluido eléctrico al Distrito San Luis de Shuaro y anexos.

El 28 de marzo de 2019, a las 05:00 horas aproximadamente, a consecuencias de intensas precipitaciones fluviales se produjo, el incremento del caudal del río Chanchamayo y su posterior desborde, afectando las instalaciones del penal ubicado en el Distrito y Provincia de Chanchamayo.

El 28 de marzo de 2019, a las 07:00 horas aproximadamente, a consecuencias de intensas precipitaciones fluviales se produjo, el incremento del caudal del río Perene y su posterior desborde, causando daños a la vida y salud de las personas, viviendas, carreteras, tubería matriz de agua potable en el distrito de Perene, provincia de Chanchamayo.

PROVINCIA DE JUNIN

El 28 de marzo de 2019, a las 05:00 horas aproximadamente, a consecuencias de intensas precipitaciones fluviales se produjo dos huaicos en los centros poblados de Raimondi y Llaupi, causando daños a la vida y salud de las personas y el fallecimiento de un menor de edad en el Distrito de San Ulcumayo.

II. UBICACIÓN:

DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISTRITO	CODIGO SINPAD
JUNÍN	PROV. CHANCHAMAYO	DIST. SAN RAMON	103411
		DIST. CHANCHAMAYO	
		DIST. PERENE	
		DIST. PICHANAQUI	
		DIST. VITOC	
		DIST. SAN LUIS DE SHUARO	
	PROV. JUNIN	DIST. ULCUMAYO	
	PROV. TARMA	DIST. PALCA	