



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA**

Estudio de alternativas para optimizar la repotenciación de la línea de
transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo.

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

Ingeniero Mecánico Electricista

AUTOR:

Lopez Tolentino, Elvis Hernan (ORCID: 0000-0002-5651-7610)

ASESOR:

Dr. Salazar Mendoza, Aníbal Jesus (ORCID: 0000-0003-4412-8789)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN

Generación, Transmisión y Distribución

CHICLAYO – PERÚ

2021

Dedicatoria

El presente trabajo lo dedico a Dios, por haberme dado la vida, salud y la fuerza necesaria, para poder alcanzar mis metas personales y profesionales.

A mi esposa, hijos y hermanos quienes fueron mi soporte para seguir adelante y alcanzar los objetivos trazados

Elvis Hernán

Agradecimiento

En primer lugar, a Dios, por bendecirme todos los días y guiarme a lo largo de mi vida.

A mi familia, por ser el principal apoyo de mis anhelos, por motivarme permanentemente para seguir desarrollándome personal y profesionalmente en todo momento.

A los profesionales Alfredo Chang, Damián Vásquez, César Sandoval, Juan Valdiviezo, Larry Macedo, Carlos Camacho, Richard Bravo, José Vílchez y Bryan López, por sus acertados consejos y recomendaciones, por su confianza y permanente aliento, quienes han hecho posible que esta tesis haya arribado a la meta.

Al proyecto Especial Olmos Tinajones por haberme permitido formarme profesionalmente y otorgarme las facilidades para el desarrollo de la presente.

Elvis Hernán

Índice de Contenidos

Dedicatoria	ii
Agradecimiento	iii
Índice de contenidos	iv
Índice de tablas	v
Índice de figuras	vii
Resumen	ix
Abstract	x
I. INTRODUCCIÓN	1
II. MARCO TEÓRICO	4
III. METODOLOGÍA	19
3.1. Tipo y diseño de investigación	19
3.2. Variables y operacionalización	19
3.3. Población, muestra, muestreo	20
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	21
3.5. Procedimientos	22
3.6. Método de análisis de datos	23
3.7. Aspectos éticos	23
IV. RESULTADOS	24
V. DISCUSIÓN	102
VI. CONCLUSIONES	105
VII. RECOMENDACIONES	107
REFERENCIAS	108
ANEXOS	113

Índice de Tablas

Tabla 01: <i>Procedimientos de repotenciación por intensidad</i>	12
Tabla 02: <i>Factores de sobrecarga</i>	29
Tabla 03: <i>Inicio y fin de Línea de Transmisión en SET. Chiclayo Oeste</i>	30
Tabla 04: <i>Valores de tensión y potencia de la línea de transmisión</i>	33
Tabla 05: <i>Resumen de planilla de estructuras de líneas (L-6032/L-6033)</i>	34
Tabla 06: <i>Datos técnicos del conductor de aleación de Aluminio 240mm²</i>	45
Tabla 07: <i>Esfuerzo mecánico del conductor 240 mm² con software DLT-Cad</i> ...	49
Tabla 08: <i>Árbol de carga de la estructura</i>	50
Tabla 09: <i>Árbol de carga de la estructura N° 20 (con software DLT-Cad)</i>	52
Tabla 10: <i>Resumen de planilla de estructuras modificada alternativa 1</i>	54
Tabla 11: <i>Datos técnicos del conductor de aleación de Aluminio 120 mm²</i>	56
Tabla 12: <i>Esfuerzo mecánico del conductor 2x120 mm² con software DLT-Cad</i> .60	
Tabla 13: <i>Árbol de carga de la estructura N° 76 (con software DLT-Cad)</i>	61
Tabla 14: <i>Árbol de carga de la estructura N° 20 (con software DLT-Cad)</i>	63
Tabla 15: <i>Resumen de planilla de estructuras modificada alternativa 2</i>	65
Tabla 16: <i>Datos técnicos del conductor de alta temperatura (HTLS)</i>	67
Tabla 17: <i>Esfuerzo mecánico del conductor ACCC 160 con software DLT-Cad</i> .	72
Tabla 18: <i>Árbol de carga de la estructura N° 76 (con software DLT-Cad)</i>	73
Tabla 19: <i>Árbol de carga de la estructura N° 20 (con software DLT-Cad)</i>	75
Tabla 20: <i>Resumen de planilla de estructuras modificada alternativa 3</i>	77

Tabla 21: <i>Suministro de materiales de línea de transmisión L-6032/L-6033 y celdas de salida 60 kV.....</i>	79
Tabla 22: <i>A). Desmontaje y montaje electromecánico de línea de transmisión y celda de salida 60 kV L-6032/L-6033.....</i>	81
Tabla 23: <i>Suministro de materiales de línea de transmisión L-6032/L-6033 y celdas de salida 60 kV.....</i>	82
Tabla 24: <i>Desmontaje y montaje electromecánico de línea de transmisión y celda de salida 60 kV L-6032/L-6033.....</i>	84
Tabla 25: <i>Suministro de materiales de línea de transmisión L-6032/L-6033 con conductor de alta temperatura (HTLS).....</i>	85
Tabla 26: <i>Desmontaje y montaje electromecánico de línea de transmisión y celda de salida 60 kV L-6032/L-6033.....</i>	87
Tabla 27: <i>Perfil de tensiones y carga con conductor 240 mm².</i>	89
Tabla 28: <i>Perfil de tensiones con incremento de carga conductor 240 mm²</i>	91
Tabla 29: <i>Perfil de tensiones y carga con doble conductor</i>	93
Tabla 30: <i>Perfil de tensiones con incremento de carga con doble conductor.....</i>	95
Tabla 31: <i>Perfil de tensiones y carga con conductor ACCC 160 - HTLS.....</i>	97
Tabla 32: <i>Perfil de tensiones y carga con conductor ACCC – HTLS.....</i>	99
Tabla 33: <i>Cálculo de incremento de energía transmitida con repotenciación....</i>	101

Índice de Figuras

<i>Figura 01:</i> Sistema de transmisión eléctrica.....	12
<i>Figura 02:</i> Estructura de acero de celosía de una línea de transmisión.....	13
<i>Figura 03:</i> Estructura de concreto armado con cruceta y ménsula.	14
<i>Figura 04:</i> Estructura de madera con crucetas, armado tipo “H”	14
<i>Figura 05:</i> Comparación de pandeo de conductores convencionales y HTLS a 180° C.....	16
<i>Figura 06:</i> Conductor de ACSR y ACCC con hilos trapezoidales y núcleo compuesto de carbono.	17
<i>Figura 07:</i> Conductor de 520 mm ² Cables Drake probados por Kinectrics Lab - 1600 A.....	17
<i>Figura 08:</i> Aisladores poliméricos para líneas de transmisión.....	18
<i>Figura 09:</i> Ferretería eléctrica para líneas de transmisión.	18
<i>Figura 10:</i> Recorrido de la línea de transmisión Chiclayo – Íllimo.....	31
<i>Figura 11:</i> Flujo de potencia de la línea de transmisión – doble terna	32
<i>Figura 12:</i> Perfil actual de la línea de transmisión, con software DLT-Cad	35
<i>Figura 13:</i> Árbol de carga de estructura tipo “B” y S2 con sobrecarga.....	36
<i>Figura 14:</i> Esfuerzos y flecha de los conductores eléctricos.....	38
<i>Figura 15:</i> Árbol de carga general de una estructura de transmisión.....	41
<i>Figura 16:</i> Árbol de carga de estructura tipo “A2+3” sin sobrecarga y con sobrecarga	51
<i>Figura 17:</i> Árbol de carga de estructura tipo “S2+3” sin sobrecarga y con sobrecarga	53

<i>Figura 18:</i> Conductor eléctrico antes y después de incrementar la altura de las estructuras.....	55
<i>Figura 19:</i> Árbol de carga de estructura tipo “A2+3” sin sobrecarga y con sobrecarga	62
<i>Figura 20:</i> Árbol de carga de estructura tipo “S2+3” sin sobrecarga y con sobrecarga	64
<i>Figura 21:</i> Conductor eléctrico antes y después de incrementar la altura de las estructuras.....	66
<i>Figura 22:</i> Árbol de carga de estructura tipo “A2+3” sin sobrecarga y con sobrecarga	74
<i>Figura 23:</i> Árbol de carga de estructura tipo “S2+3” sin sobrecarga y con sobrecarga.	76
<i>Figura 24:</i> Conductor eléctrico antes y después de incrementar la altura de las estructuras.....	78
<i>Figura 25:</i> Flujo de potencia de la línea de transmisión Chiclayo – Íllimo.	88
<i>Figura 26:</i> Flujo de potencia de la línea de transmisión Chiclayo – Íllimo	90
<i>Figura 27:</i> Flujo de potencia de la línea de transmisión Chiclayo – Íllimo	92
<i>Figura 28:</i> Flujo de potencia de la línea de transmisión Chiclayo – Íllimo	94
<i>Figura 29:</i> Flujo de potencia de la línea de transmisión Chiclayo – Íllimo	96
<i>Figura 30:</i> Flujo de potencia de la línea de transmisión Chiclayo – Íllimo	98

Resumen

Debido al incremento de consumo de energía eléctrica en la zona norte de nuestro país y específicamente en la región Lambayeque, las redes de transmisión y subestaciones eléctricas de potencia, están operando al límite de su capacidad nominal.

La línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo en doble terna, está operando a su máxima capacidad, debido a la creciente demanda de energía eléctrica por la entrada en funcionamiento de nuevas agroindustrias en la provincia de Lambayeque. Esta infraestructura eléctrica fue diseñada y construida para transportar una potencia de 18 MW y debido al acelerado crecimiento agroindustrial está transportando 24 MW, a esto se suman los 24 años de operación, poniendo en riesgo la operatividad de la red eléctrica.

También existe una gran demanda de energía eléctrica por atender, debido a la construcción de nuevas plantas de procesos y empaque de frutas de agro exportación en la zona nor oeste de la región Lambayeque. Es por ello que se ha realizado el estudio de tres alternativas de solución para optimizar la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo. De las alternativas estudiadas se determinó que la más favorable es la alternativa de doble conductor por fase.

Palabras claves: Líneas de transmisión, repotenciación, incremento de carga, conductores eléctricos.

Abstract

Due to the increase in electricity consumption in the northern part of our country and specifically in the Lambayeque region, the transmission networks and electrical power substations are operating at the limit of their nominal capacity.

The 60 kV Chiclayo – Íllimo double-line transmission line is operating at its maximum capacity, due to the growing demand for electricity due to the start-up of new agro-industries in the province of Lambayeque. This electrical infrastructure was designed and built to transport a power of 18 MW and due to the accelerated agro-industrial growth it is transporting 24 MW, added to this the 24 years of operation, putting at risk the operability of the electrical network.

There is also a great demand for electrical energy to be met, due to the construction of new processing and packaging plants for agro-export fruits in the North West zone of the Lambayeque region. That is why a study of three solution alternatives has been carried out to optimize the repowering of the 60 kV Chiclayo – Íllimo transmission line. Of the alternatives studied, it will be reduced that the most favorable is the alternative of double conductor per phase.

Keywords: Transmission lines, repowering, load increase, electrical conductors.

I. INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión eléctrica son medios físicos, mediante la cual se transporta la energía eléctrica a grandes distancias, permitiendo interconectar eléctricamente ciudades y países, esto ha generado el gran desarrollo industrial y crecimiento de la demanda energética, por lo que se incrementan las construcciones de líneas de transmisión con nuevas tecnologías. En ese sentido, las empresas de transmisión eléctrica de nuestro país en esta última década vienen planteando alternativas de solución con la finalidad de incrementar la capacidad de transmisión de energía eléctrica para atender la gran demanda existente. Por otro lado, la concesionaria de distribución local hace 10 años aproximadamente tenía grandes problemas, para el transporte de energía eléctrica entre las subestaciones de potencia en 60 kV: Chiclayo - Oeste a Chiclayo – Norte, ubicada en la zona Nor Este de la ciudad, por lo que realizó un estudio para aumentar la capacidad de transmisión mediante el reemplazo de conductores eléctricos por uno de mayor sección.

Así mismo, mediante audiencia pública la empresa Electronorte presentó su propuesta del Plan de Inversiones en Transmisión 2017 – 2021 a Osinergmin, en la cual indica sobrecargas en las líneas de transmisión Chiclayo Oeste – Íllimo de 25 % y una caída de tensión de 15 % en las barras más extremas de la troncal de transmisión de 60 kV. Las posibles soluciones serían: Reforzar la troncal de transmisión de 60 kV e implementar compensación reactiva para evitar las fuertes caídas de tensión o considerar un nuevo punto de suministro para la troncal de transmisión en 60 kV ubicado en subestación Olmos o subestación Pampa Pañalá. Además, se observa que para el año 2021 se presentan caídas de tensión mayores al 10 %, por lo que los resultados demuestran que la solución a plantear en el mediano plazo (2021), serán referidos a los problemas de tensión en el sistema eléctrico Chiclayo. De igual manera la empresa transmisora Red de Energía del Perú - REP, desarrolló estudios para el reforzamiento de la barra en 60 kV de la subestación Chiclayo –Oeste, debido al gran crecimiento del consumo de energía eléctrica en la región Lambayeque, esto con la finalidad de cubrir la demanda eléctrica exigida por la población, industrias y nuevos comercios en las ciudades.

Actualmente, la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo en doble terna está operando a su máxima capacidad, a consecuencia del aumento progresivo de energía eléctrica en la provincia de Lambayeque, hecho que pone en riesgo la continuación del suministro eléctrico y por ende afectaría la calidad del producto. Debido a las fuertes caídas de tensión producidas por el gran consumo de potencia eléctrica, a causa de la entrada en funcionamiento de grandes agroindustrias en dicha provincia.

Esta infraestructura eléctrica fue diseñada y construida para transportar una potencia de 18 MW, pero el acelerado crecimiento agroindustrial la red eléctrica está transportando 24 MW, a esto se suman los 24 años desde su puesta en operación y adicionalmente la cercanía al litoral marino, por lo que sus componentes eléctricos presentan un elevado nivel de corrosión, poniendo en riesgo la operatividad de esta red eléctrica. Así también existe una gran demanda de energía eléctrica por atender, debido a la construcción de nuevas plantas de procesos y empaque de frutas para exportación y otras agroindustrias en la zona Nor- Oeste de la región Lambayeque. De la misma manera considerando el tiempo de operación y el estado actual de esta infraestructura eléctrica y en concordancia con las exigencias normativas del sector eléctrico, es necesario realizar el estudio de tres alternativas para optimizar la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo - Íllimo, actividad que permitirá determinar la alternativa idónea para incrementar el flujo de potencia eléctrica, mayor confiabilidad en el sistema de transmisión, mejorar la calidad de suministro y atender el requerimiento de la demanda eléctrica de las nuevas agroindustrias y población en general, siendo así se plantea lo siguiente: ¿Qué alternativas estudiadas para repotenciar la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo, es la más conveniente y con ello incrementar la capacidad de transporte de energía eléctrica, considerando el costo – beneficio?

De la revisión de experiencias técnicas implementadas en otras instalaciones de transmisión por parte de otras empresas, se verificó la obtención de buenos resultados, por lo que, se realizó la evaluación técnica económica de varias alternativas para optimizar la repotenciación de las líneas de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo, con la finalidad de determinar la más conveniente y con ello incrementar la capacidad de transporte de energía eléctrica.

Por ello con este proyecto orientado a mejorar la calidad del suministro eléctrico, así como también atender el requerimiento de la demanda eléctrica existente en la zona norte de la región Lambayeque, así como el cumplimiento de los requerimientos técnicos y normativa legal vigente. Además, el proyecto de investigación se justificó económicamente, toda vez que con la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo, aumenta la capacidad de transporte de energía eléctrica, permitiendo atender a más agroindustrias y población en general, lo cual contribuiría con mejoras económicas para el concesionario de transmisión. Del mismo modo la presente investigación contribuye con el medio ambiente, en el sentido que al ampliar la potencia de transporte de energía eléctrica y la atención a más agroindustrias, ya no es necesario el uso de grupos electrógenos y/o construcción de nuevas líneas con mayores complicaciones en la imposición de la servidumbre de electroducto. Por lo tanto, los principales beneficiarios son las nuevas agroindustrias y población en general, logrando con ello cubrir sus necesidades y por ende un mayor desarrollo socio – económico.

En ese sentido y en función al problema planteado se propuso la siguiente hipótesis: “Estudio de alternativas para optimizar la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo”. Por consiguiente, dando respuesta a lo anterior se tuvo como objetivo general: El estudio de alternativas para optimizar la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV, Chiclayo – Íllimo y con ello incrementar el volumen del transporte de energía eléctrica. Para llevar a cabo el objetivo general se planteó los siguientes objetivos específicos: Desarrollar el estudio técnico de tres alternativas seleccionadas para repotenciar la línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Íllimo, Estudio económico de las alternativas de repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo, Aplicar la simulación del flujo de potencia con software de ingeniería para determinar el efecto de las alternativas técnicas aplicadas en la línea de transmisión, Determinación de la alternativa más favorable para la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo.

II. MARCO TEÓRICO

Las redes de transporte de energía eléctrica son los medios físicos por el cual se realiza el flujo de potencia de energía eléctrica. Debido a que está conformada por: conductores eléctricos, estructuras de apoyo, aisladores, ferretería eléctrica y demás accesorios, así mismo la repotenciación de dichas líneas es el incremento de la capacidad del flujo de potencia de las líneas de transmisión existentes de un sistema eléctrico. Para lo cual en esta sección destacamos como trabajos previos las siguientes investigaciones en la cual los investigadores proponen ciertas consideraciones a tener presente al realizar diversas propuestas técnicas y económicas para repotenciación de líneas de transmisión.

Por otro lado, la empresa (Red Eléctrica de España 2016), propone un programa de ampliación de la línea de transporte de energía eléctrica con la finalidad de repotenciar una línea de transmisión, cuya capacidad de transporte prevé 500 MVA en invierno y 410 MVA en verano (actualmente es 380 MVA en invierno y 250 MVA en verano), además se ha considerado un incremento de la temperatura máxima de operación de 50°C a 85°C, sin modificar en ningún caso la tensión de 220 kV.

Este incremento de temperatura implicará un aumento en la flecha máxima del conductor, lo que resultaría que en algunos casos no se cumpla con las distancias mínimas de seguridad al terreno y en los cruzamientos con líneas de telefonía, carreteras, etc. Es así que la solución consiste en la elevación de los conductores mediante el incremento de altura a los apoyos. Los incrementos tendrán entre 3 y 5 m de altura, en función a cada caso. Estos apoyos requerirán incrementar su altura y a su vez un refuerzo de las cimentaciones. Así mismo se realizarán talas y/o podas de vegetación para cumplir de las distancias mínimas de seguridad.

Por otra parte en un trabajo previo la autora (Mejía 2012), plantea distintas técnicas de conductorización actuales para la repotenciación de líneas eléctricas en una empresa de la ciudad de Bogotá – Colombia, iniciando con la explicación de procesos anteriores tales como: La programación y las proyecciones del consumo eléctrico, iniciando por una exposición de tecnologías recientes de cables de alta capacidad y culmina con la elaboración de un método que admite evaluar técnica y económica las distintas opciones de repotenciación de líneas eléctricas aéreas en

AT, para la elección de la opción más adecuada a emplear a un sistema de transmisión incorporando este método, para encontrar la solución óptima de repotenciación de líneas de alta tensión de CODENSA S.A. de Bogotá.

Por lo que es necesario la planificación de los sistemas eléctricos, el cual tiene por finalidad dar una salida técnica, económica y ambiental factible a las exigencias futuras de demanda, perfeccionando las condiciones de la red como son calidad del servicio, confiabilidad y seguridad.

En cambio, el autor (Chen 2009), indica que actualmente hay necesidad de aumentar la cargabilidad de las líneas de transmisión por el incremento de demanda eléctrica. Para lo cual se basa en el análisis de la línea Esperanza – Pologuá – Huehuetenango, ubicada en Guatemala y bajo las condiciones actuales en 69 kV y con repotenciación en 138 kV. El primer capítulo enfoca una breve descripción de los tipos de líneas de transmisión, conceptos de los fenómenos asociados a éstas, así como conceptos económicos relacionados a costos. El segundo describe la situación actual de la línea en estudio, diversos factores que se involucran en el aumento de demanda y tolerancias en la calidad del servicio.

En el tercero se enuncian los beneficios de repotenciar una red de transmisión mediante elevar el voltaje y el cuarto capítulo analiza las libranzas por los trabajos a realizar en la repotenciación de la línea en estudio, que es una parte esencial al realizar este cambio, basados en normas nacionales e internacionales vigentes y por último en el quinto capítulo se realizan recomendaciones técnicas y una evaluación de costos para estimar la inversión y su vida útil de la red eléctrica repotenciada.

Así también los autores (Guerra y Pazmiño 2008), manifiestan que mediante la investigación técnico - económico para una elección adecuada del cable eléctrico generación reciente tipo "T", para repotenciar la línea de transmisión Paute - Pascuales en 230 kV en Quito – Ecuador. Manteniendo los soportes, aislamientos, mismo voltaje y franja de electroducto para ello realizaron un estudio para comparar el peso, resistencia de rotura, resistencia eléctrica en DC a 20°C, la ampacidad en distintas circunstancias ambientales, característica de pandeo en distintas condiciones de temperatura para los conductores ACAR 1200 y ACSR 1113 y

conductores sugeridos tipo TW como ACSR/TW, ACSS/TW y ACCC/TW. Por lo que determinaron que los conductores tipo "TW" están acorde con las especificaciones técnicas requeridas al presentar mínima variación en condiciones ambientales adversas con respecto a otros conductores convencionales.

Por lo tanto, los conductores tipo "T" son eficientes en diferentes condiciones como: obras de nuevas líneas, incremento en la confiabilidad del sistema, repotenciación de líneas de transmisión cortas y líneas largas que transmiten gran cantidad de potencia. Determinándose que el conductor más eficiente para la repotenciación de la línea Paute – Pascuales de Quito es el ACCC/TW Cardinal 1222 MCM, por tener menor costo en pérdidas de energía.

En ese sentido el autor (Salazar 2010), indica que, existiendo la exigencia de incrementar la potencia de transporte de energía eléctrica, ante el aumento permanente de la demanda y teniendo de limitantes diversos motivos como el de construir una red de transmisión paralela, instalar un condensador intermedio o hacer uso de dispositivos FACTS (Sistema Flexible de Transmisión de Corriente Alterna) de fase al corto plazo. Esta problemática se circunscribe al aumento de transmisión de energía en la línea de transmisión existente de 220 kV que inicia en la subestación Independencia de Pisco hasta la subestación Lea.

Por lo que para incrementar la transmisión de energía a partir del uso de conductores se debe resolver el problema de dilatación en los vanos de la red de transmisión existente, siendo la principal preocupación mantener las distancias mínimas de seguridad, razón por la cual se plantea el uso de conductores con más capacidad de transmisión y desempeño con alta temperatura de operación, mínimas flechas y obtener una solución a corto plazo, sin recurrir cambios significativos en la infraestructura de transmisión existente.

También en otro planteamiento para dar una solución al aumento de carga, se observó que esto de igual manera sucede en algunas líneas eléctricas de Venezuela, por lo que los autores (Hernández, Monagas y Romero 2016), realizaron un análisis para encontrar alternativas de cómo incrementar el volumen de transporte de potencia eléctrica. Para ello se evalúa el desempeño de distintas

tecnologías en conductores eléctricos tradicionales y tecnologías emergentes que todavía no han sido utilizadas en el sector eléctrico venezolano.

Para precisar cuál de estos cumplen con las especificaciones técnica requeridas de la línea Arenosa - Yaguara en 115 kV. Por lo que es un proyecto factible, tipo documental, con un plan metodológico en tres fases para obtener el planteamiento de la configuración final de la red caso de estudio. Las conclusiones determinan que con el reemplazo de la red eléctrica existente de conductor ACAR 500 kcmil, por cables de altas prestaciones térmicas es posible duplicar la capacidad de transmisión.

De esta manera, los autores (Aibar y Mendoza, 2015), consideran que en la investigación de repotenciación de una línea de transmisión se debe implicar varias contemplaciones tanto eléctricas, mecánicas, civiles y económicas. Así como la realización de estudios de parámetros eléctricos y mecánicos, pérdidas de potencia y caída de tensión. También presentan alternativas de repotenciación tales como: Aumentar la temperatura de operación de la línea de 50 a 90°C, reemplazar los conductores por otros de menor resistencia, sustituir el conductor ACSR mediante el aumento de 02 conductores por fase y por último la posibilidad más atractiva es sustituir por conductores de alta temperatura y baja flecha (HTLS) que soportan de 150 a 250°C denominados.

Cuyo fin fundamental es garantizar que la línea de transmisión opere de manera adecuada, garantizando la calidad del servicio eléctrico, siendo una operación económica y satisfaciendo los requerimientos de transmisión de potencia. Por ello repotenciar una línea de transmisión aplicando las nuevas tecnologías digitales y análisis ingenieril puede ser una buena alternativa para satisfacer las necesidades de transmisión de potencia a través de redes eléctricas en operación, teniendo en cuenta que las líneas fueron diseñadas bajo ciertas consideraciones básicas.

Del mismo modo los investigadores (Canelos y Chasipanta 2012), indican que mediante el estudio de repotenciación de la línea de transmisión Pucará - Mulaló de 138 kV en Ecuador, se plantea utilizar el conductor más económico mediante la teoría de la evaluación técnica - económica. Por lo que para el análisis eléctrico y mecánico se utilizó, el cálculo de ampacidad según la norma IEEE y cálculo

mecánico de los conductores según normas del EX INECEL, cálculo de pérdidas de potencia el programa de flujo de potencia DigSILENT y para análisis de las estructuras de soporte el programa SAP 2000.

Este Software va a permitir seleccionar conductores eléctricos eficaces para la repotenciación y así considerar cuál es el más apropiado que va a reemplazar al conductor eléctrico actual. Teniendo en cuenta el costo total, flecha máxima y tracción mecánica del mismo. Los conductores eléctricos según de la potencia a transportar son del tipo High Temperature Low Sag - (HTLS), los más adecuados actualmente y son conocidos como (ACCR, ACCC, ASCC) y los conductores del tipo convencional (ACAR), pero estos representan una mayor flecha (pandeo), por lo que son desestimados para las repotenciaciones, por lo que se expone a detalle un método eficaz de reemplazo de conductores convencionales por los de alta temperatura

Por otra parte, los autores (Abarrategui, F. de la Bodega, Gutiérrez, Iraolagoitia, Larruskain, Loroño y Zamora 2007), comentan que, debido a los problemas asociados con la construcción de nuevas líneas de transmisión aéreas, es importante examinar las posibles opciones para aumentar la capacidad de transmisión en los sitios actuales y aprovechar al máximo los sistemas de transmisión existentes mediante actualizaciones. Cuando es factible, las actualizaciones son una alternativa atractiva, porque los costos y los plazos de entrega son menores que los de la construcción de nuevas líneas. Las restricciones limitan la capacidad de un sistema para transmitir energía y reducir las tasas por uso de la red de transmisión existente.

Existiendo limitaciones de la capacidad de un sistema para transmitir energía de un área a otra. Así también analizan las posibilidades de actualización para incrementar la conducción de transporte de energía eléctrica en las líneas de transmisión y distribución existentes para que la potencia eléctrica adicional se pueda transmitir de manera confiable de un área y/o sistema a otro. Algunas de las posibles soluciones para estas limitaciones a través de actualizaciones cosen presentan junto con una comparación del aumento de potencia que se puede lograr

en una red existente y del costo de actualización en comparación con los costos de nuevas líneas de transmisión.

Finalmente, el autor (Bocanegra 2012), indica que, por el aumento del consumo de energía en el Perú, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) efectuó la planificación del sistema interconectado donde propone construir nuevas líneas, subestaciones y realizar repotenciaciones de líneas actuales; con la finalidad de evitar racionamientos de energía, por ello el autor plantea a la repotenciación de líneas de transmisión como la opción de corto plazo más factible. Por lo que evalúa opciones de solución para repotenciar una línea de transmisión de 220 kV desde lo técnico - económico para que pueda transmitir una potencia de 200 MVA sin sobrepasar el límite térmico, además se seleccionará los métodos de trabajo para su ejecución.

La repotenciación de líneas de transmisión permitirá ahorrar gastos en imposición de servidumbre, Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos - CIRA, Estudio de Impacto Ambiental - EIA y el tiempo de ejecución es menor al de una línea nueva. Por lo que se analizó dos opciones con la preservación del conductor y con la sustitución del mismo. Por estos tiempos existen distintos modelos de conductores que pueden trabajar a altas temperaturas y con menor flecha, pero el costo es mayor que los conductores convencionales y su instalación más costosa, todo esto se analizó y se menciona como la alternativa más adecuada. El resultado será una obra electromecánica que logrará satisfacer la demanda de potencia, energía requerida y confiabilidad, para el sistema eléctrico mencionado.

La investigación está relacionada a las teorías que han sido descritas por diferentes investigaciones sobre la repotenciación de líneas de transmisión en 60 kV.

Por ello es que el sistema de transmisión eléctrico europeo se enfrentará a un gran desafío a largo plazo por la incorporación de mayor cantidad de energía renovable para ello, se están analizando distintas opciones. Una de ellas es la formación de una súper red, por lo que resultaría indispensable la repotenciación del sistema de transmisión eléctrico en operación. Además, en una región bastante poblada como el europeo, existen varios obstáculos para la realización de nuevas redes de transmisión, por lo que uno de estos objetivos principales de esta repotenciación es

el aprovechamiento al máximo posible de la infraestructura existente. Por ello en la actualidad realizar grandes inversiones son escasas, por lo que se deben buscar alternativas económicamente competitivas.

La utilización de la infraestructura existente ayudaría a una disminución importante en la inversión. Por lo que se recomiendan tres formas para concretar estas repotenciaci3nes: Repotenciación por intensidad, por tensi3n y otras opciones de repotenciación (Borau 2016).

De otra manera esta teorí3a menciona que como método de repotenciación es reemplazar el conductor de fase por dos o más en paralelo (haz). El distanciamiento entre conductores es de centímetros. El resultado de esta disposici3n es la reducci3n del campo de gradiente al campo eléctrico, reducci3n de inductancias entre el 25 y 30% disminuci3n del aumento pelicular e incremento en la capacidad de transmisi3n. Confrontando con líneas de un solo conductor por fase por ende la formaci3n de conductores en haz trae como resultado la reducci3n o eliminaci3n del efecto corona, perturbaciones radiof3nicas o ruido audible, disminuci3n de la impedancia característica o de onda, aumento de la corriente de vací3o en la línea, potencia natural de las líneas y mejora en la estabilidad (Quelex y Stuardo, 2012).

Por otra parte, en la línea de transmisi3n de 88 kV entre Normandie y Hlungwana, en Sudáfrica. Se requería aumentar la capacidad de transmisi3n de potencia eléctrica. El cable existente de la línea eléctrica es Wolf ACSR y con un conductor de guarda de acero 7/2,65 con estructuras de acero. Esta red fue construida para trabajar a 50 °C. por lo que el cable Wolf ACSR está limitado a una temperatura máxima por el conductor de 90 °C. se indica que en gran número las líneas tienen conductores ACSR que están limitados a un MACT de 75 a 100 °C, en tanto los conductores HTLS operan entre 150 – 210 °C (Greg Landwehr, Pierre Marais, 2016).

Por consiguiente, una soluci3n al incremento de la demanda sería colocar conductores de alta temperatura (también llamados de baja flecha), el cual asegura un aumento de potencia de 70 y 80%, sin embargo, la realizaci3n del tendido eléctrico es muy elevada, plazo de ejecuci3n reducido y la oposici3n del entorno es casi nula. El empleo de este tipo de conductores garantiza la repotenciación de las

mismas, sustituyendo al conductor eléctrico y evitando la construcción de nuevas redes. Es así que no solo se consigue el objetivo técnico, sino que también es más rentable (Landeira, Mazón y Morentin 2007).

Por otra parte, para garantizar el funcionamiento seguro en las líneas de transmisión eléctrica se aplican varias metodologías, en los cuales se define el límite térmico de los cables eléctricos, la potencia a transmitir de las redes eléctricas y una buena estabilidad ante las oscilaciones de conexiones de transmisión entre zonas. Para que el sistema eléctrico llegue a un estado de funcionamiento estable se necesita aplicar una estructura de corte de carga para así garantizar un modo de oscilación inter área al amortiguar oscilaciones negativas. Por lo que cuando incrementa la capacidad de transmisión aumenta la intensidad y por ende la temperatura de operación del conductor. Por lo tanto, entre mayor es la temperatura del conductor también es mayor la diferencia de capacidad de conducción de intensidad de ambos calibres (Castellanos 2014).

La investigación se centra en varios enfoques conceptuales los cuales se precisarán para un mejor entendimiento:

Primero: El sistema de transmisión de energía eléctrica: Conformado por líneas de transmisión y subestaciones de transformación de energía eléctrica, apreciándose en la figura 01. Las líneas de transmisión son los medios de transporte la energía eléctrica a grandes distancias y las subestaciones de potencia las elevan y/o reducen los niveles de voltaje de acuerdo a los requerimientos técnicos (área tecnología.com).

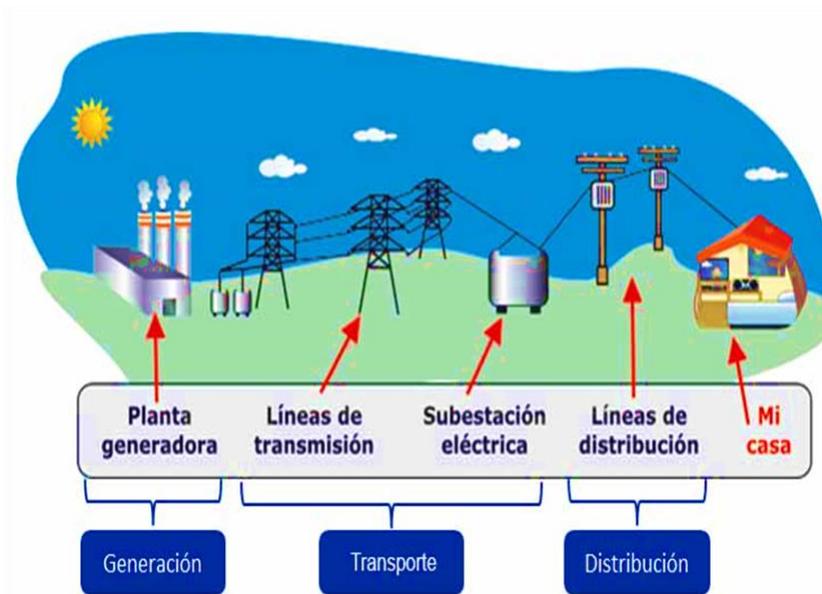


Figura 01: Sistema de transmisión eléctrica

Fuente: Área tecnología.com

Segundo: Repotenciación de líneas de transmisión: Repotenciar una línea de transmisión implica aumentar su capacidad para transportar la energía eléctrica. Para ello, las repotenciaci3nes se organizan en dos grandes grupos: Las que requieren un incremento de intensidad y las que necesitan un incremento de la tensi3n. La repotenciación por corriente eléctrica es la alternativa más usada y segura para líneas de transporte de poca longitud donde la carga de la línea está restringida por el soporte térmico de los conductores. Un aumento de la corriente eléctrica acarrea un aumento en la temperatura del conductor eléctrico, en tabla 01 se aprecia los distintos procedimientos de repotenciación por intensidad (Borau 2016).

Tabla 01: *Procedimientos de repotenciación por intensidad*

Procedimiento	Técnica	Proceso
Recableado	Sustituci3n de los conductores	Aumento del área de conductividad. Conductores de alta temperatura
	Modificar los criterios de clasificaci3n	Estudio meteorol3gico
Método determinista	Incrementar la tensi3n del conductor	Aumentar la tensi3n
	Aumentar la altura de sujeci3n del conductor	Extensi3n de cuerpo de la estructura. Crucetas aisladas. Espaciadores entre las fases
Método probabilístico	Modificar el criterio de clasificaci3n	Estudio meteorol3gico basado en estudios probabilísticos

Método de monitorización en tiempo real	Medida de las condiciones climáticas, de flecha y tensión	Estación meteorológica Monitor para estudiar la flecha o la tensión de la línea. Sensores de temperatura distribuidos a lo largo de conductor
Método de HSIL (<i>High Surge Impedance Loading</i>)	Reordenamiento de los haces y geometría de los conductores	Configuración física

Fuente: Trabajo de fin de master, Borau.

Tercero: Estructuras de transmisión eléctrica: Son los soportes en la cual se instalan los cables y ferretería eléctrica para a través de ellos conducir la energía eléctrica, existiendo diversos tipos dependiendo del nivel de tensión y número de circuitos los cuales son: Estructuras de celosía, postes tubulares de fierro, postes de concreto armado y postes de madera.

Para el caso de torres de acero de celosía para líneas de transmisión estas están conformadas por un mayor número de partes metálicas (perfiles, chapas y pernos) y el tipo de estructura está definida por el nivel de tensión, número y sección del conductor, así como la altura lo determina la planimetría del terreno. En la figura 02 se aprecia una torre para un nivel de tensión de 138 kV.



Figura 02: Estructura de acero de celosía de una línea de transmisión.

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a los postes tronconicos, estas estructuras están compuestas por un número menor de piezas, tales como: crucetas, ménsulas y arriostras definidas de acuerdo al tipo de armados y arreglos según requerimiento de la red eléctrica tal como se observa en la figura 03, un poste de concreto armado centrifugado y en figura 04, postes de madera tratada (frepik.es).



Figura 03: Estructura de concreto armado con cruceta y ménsula.

Fuente: Elaboración propia



Figura 04: Estructura de madera con crucetas, armado tipo "H".

Fuente: Frepik.es

Cuarto: Conductores eléctricos: Son elementos por donde circula la corriente eléctrica los cuales tienen poca resistencia, pudiendo ser estos de cobre, aluminio, aleación de aluminio y aleación de aluminio con alma de acero, así también de compuestos poliméricos y aleación de acero reforzado y extra reforzado, para lo cual se menciona a algunas características principales de los conductores eléctricos convencionales y conductores de alta temperatura y baja flecha (área tecnología.com).

Quinto: Conductores eléctricos convencionales: Los más usados son del siguiente tipo:

Conductor tipo AAC (All Aluminium Conductor), conductor completamente de aluminio trenzados, refinado con una pureza de metal mínima del 99,7 %, Conductor AAAC (All Aluminium Alloy conductor), conductor de aleación de aluminio es utilizado en los circuitos aéreos que requieren una mayor resistencia mecánica que los AAC y una mejor resistencia a la corrosión que los ACSR.

Las características de hundimiento y la relación resistencia - peso del cable conductor AAAC son mejores que de los cables AAC y ACSR, Conductor ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced), conductor de aluminio con refuerzo de acero, con una mayor resistencia a la tracción se usan habitualmente para cruces fluviales, alambres de puesta a tierra aéreos e instalaciones en las que existen tramos extra largos y el conductor ACAR (Aluminum Conductor Alloy Reinforced),

El cable tiene alambres de aluminio trenzados concéntricamente alrededor de un núcleo de aleación de aluminio, siendo este una excelente opción de conductor para la capacidad de carga de corriente, mayor resistencia y siendo de menor peso es fundamental para el diseño de líneas (Mejía, 2012).

Sexto: Conductores eléctricos de alta temperatura: Los conductores HTLS (High-Temperature, Low Sag), están cambiando el panorama futuro para los conductores eléctricos de las líneas de transmisión de alta temperatura (figura 05).

El conductor HTLS es capaz de soportar temperaturas de funcionamiento más altas, llevando así una mayor cantidad de potencia eléctrica en comparación con los conductores convencionales siendo los de mayor uso los siguientes: Conductor tipo ACSS (Supported Conductor Aluminum Steel), acero de aluminio de conductor soportado. Conductor ACCC (Composite, Conductor Aluminum Composite), núcleo compuesto de aluminio de conductor compuesto. Materiales compuestos de fibra de carbono híbrido, favorecen altos niveles de desempeño y durabilidad, donde otros metales no pueden competir con resultados positivos y por último el conductor tipo ACCR (Reinforced Aluminum Composite Composite), compuesto de aluminio reforzado, están hechos de materiales con una gama más amplia de posibilidades de disposición que el acero reforzado convencional (Canelos y Chasipanta, 2012).

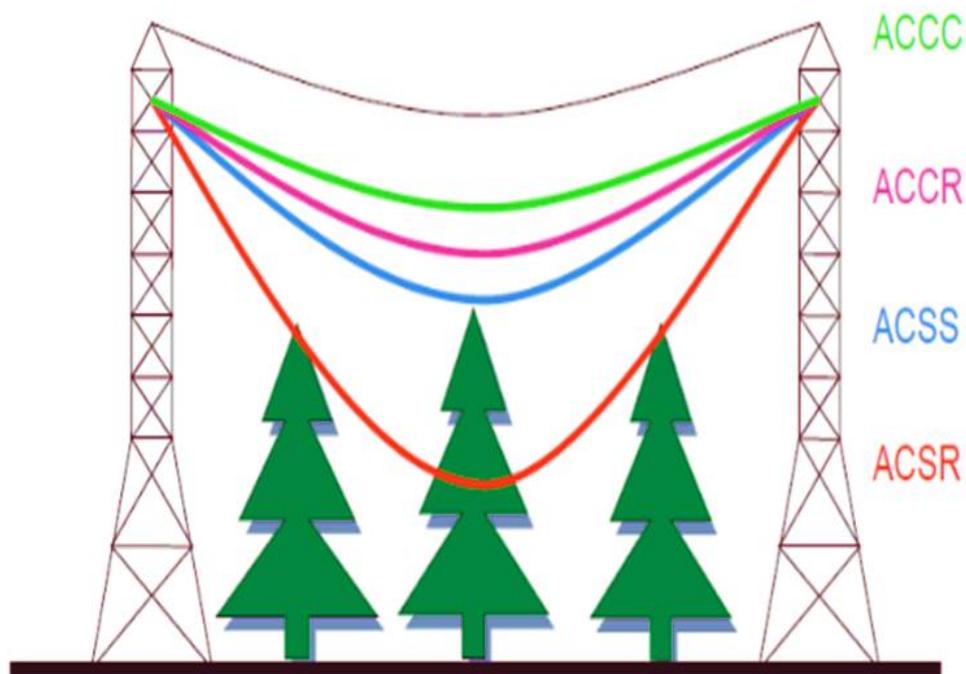


Figura 05: Comparación de pandeo de conductores convencionales y HTLS a 180° C.

Fuente: Revista Sector Electricidad

En figura 05, se observa las diferencias físicas entre los conductores convencionales y los conductores de alta temperatura (HTLS).



Figura 06: Conductor de ACSR y ACCC con hilos trapecoidales y núcleo compuesto de carbono.
Fuente: CTC Cable Corporation.

En figura 07, se observa el comportamiento de los diferentes tipos de conductores de alta temperatura y baja flecha.

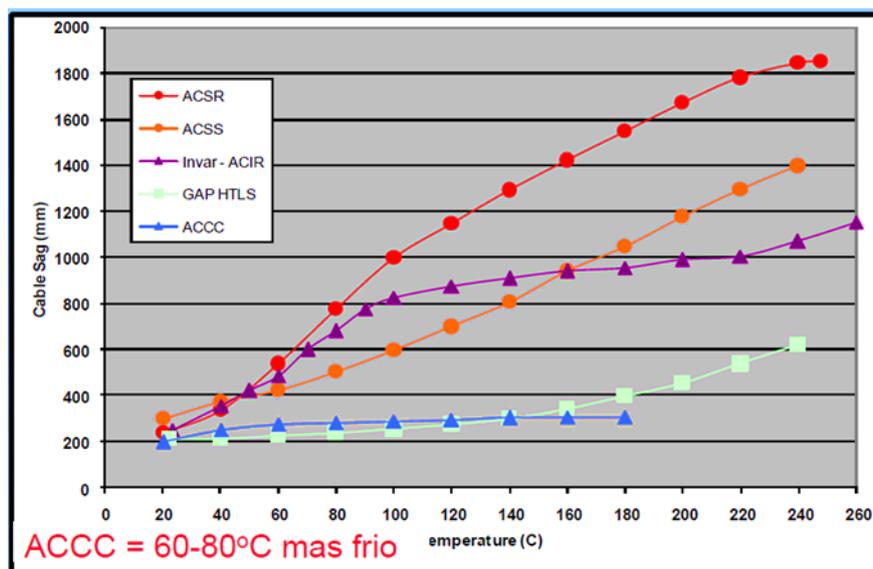


Figura 07: Conductor de 520 mm² Cables Drake probados por Kinectrics Lab - 1600 A.
Fuente: CTC Cable Corporation

Séptimo: Aisladores poliméricos: Utilizados en líneas de transmisión y distribución eléctrica, están compuestos por un núcleo de material sólido, fibra de vidrio y cubierta exterior aislante de material polimérico tal como se aprecia en figura 08, que además se caracteriza por ser flexible. Ello lo hace diferente de otros aisladores

fabricados con otros materiales como vidrio, porcelana y/o cerámica, sus principales ventajas es la resistencia mecánica ante golpes derivada de su flexibilidad, mayor performance ante la contaminación y anti vandalismo (Gamma.com).



Figura 08: Aisladores poliméricos para líneas de transmisión.

Fuente: Fabrica Gamma- Colombia.

Octavo: Ferrería eléctrica, herrajes y accesorios: Son dispositivos metálicos que tienen fin la fijación, empalme, protección eléctrica o mecánica, separación y/o amortiguamiento de vibraciones con altos coeficientes de seguridad, es decir, están sobredimensionados con el fin de soportar sobrecargas. Los cuales son grapas de suspensión, grapas de anclaje, terminales de compresión, varilla preformada, antivibradores metálicos y PVC, manguitos de empalme tubulares, casquillo ojo y demás herrajes ver en figura 09 (Enersis, 2002).



Figura 09: Ferrería eléctrica para líneas de transmisión.

Fuente: Furima.com

III. METODOLOGÍA

3.1. Tipo y diseño de investigación

3.1.1. Tipo de investigación:

El tipo de investigación es aplicada por que se utilizó los conocimientos y bases teóricas de ingeniería para el desarrollo del proyecto denominado estudio de alternativas para optimizar la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV, Chiclayo – Íllimo.

3.1.2. Diseño de investigación:

Esta investigación fue de diseño no experimental y transversal por que no se manipularon deliberadamente las variables, es por ello que se trabajó tal y como se dieron en su contexto natural para observar y analizar la información de las variables correspondientes, de acuerdo al estudio de alternativas para optimizar la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV, Chiclayo – Íllimo.

3.2. Variables y operacionalización

Variable independiente:

- Estudio de alternativas para optimizar la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV, Chiclayo – Íllimo.

Variable dependiente:

- Determinación de la alternativa más favorable para la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo y con ello incrementar en la capacidad de transmisión de potencia eléctrica.

Operacionalización de variables:

- En el anexo 01 se describe y detalla la operacionalización de las variables.

3.3. Población, muestra, muestreo.

3.3.1. Población:

La población está constituida por las instalaciones que forman parte de la Línea de Transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo – Occidente, la cual es doble terna en el tramo Chiclayo – Illimo y simple terna de Illimo - Occidente. Esta línea de transmisión secundaria se conecta al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), la cual está localizada en la región Lambayeque, la misma que ha presentado en los últimos años un elevado crecimiento en su demanda de energía eléctrica poblacional e industrial, no previstos en el diseño de las capacidades de los sistemas de transmisión que operan en dicho sector, por contar con un conductor eléctrico de aleación de aluminio de 120 mm², lo que ha generado sobrecargas y con ello la necesidad de ejecutar propuestas de nuevas obras y/o ampliaciones y/o repotenciaciones en las redes de transmisión. No considerándose en esta investigación las líneas de transmisión en 60 kV con conductor de aleación de aluminio mayor a 120 mm² de sección.

- Criterios de inclusión: El nivel de tensión de la línea de transmisión de 60 kV y la sección del conductor de aleación de aluminio siendo de 120 mm².
- Criterios de exclusión: Líneas de transmisión mayores a 60 kV y con conductores eléctricos mayores a 120 mm² de sección, las cuales no se consideraron en la investigación.

3.3.2. Muestra:

La muestra constituye para el presente trabajo, el tramo de línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Illimo, con un recorrido de 35,47 km, conformada por: 120 estructuras metálica de celosía, conductor de aleación de aluminio, aisladores poliméricos y ferretería eléctrica. Este tramo es una troncal que se deriva de la subestación eléctrica principal Chiclayo Oeste, por lo que atiende el mayor requerimiento de demanda de flujos de potencia, lo que determina la importancia para evaluar su repotenciación.

3.3.3. Muestreo:

El muestreo se realizó en el primer tramo de la línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Illimo, comprendido entre la torre N° 01 y la torre N° 14, por ser el sector de mayor contaminación que afecta a los elementos de la línea de transmisión. Utilizándose para ello, la técnica de estadística descriptiva por que se analizó la información contenida en los datos recogidos. Así mismo el método del muestreo que se utilizó fue el aleatorio simple, porque implicó el análisis y la obtención de resultados de la muestra, siendo para este caso el estado del conductor de aleación de aluminio.

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Técnicas:

Una técnica es el conjunto de mecanismos, medios y procedimientos que nos conduzcan a reunir datos con un propósito específico.

En este proyecto de investigación se utilizó una técnica fundamental que consiste en aplicar técnicas de análisis documental recolectando información de fuentes confiables de acuerdo al proyecto de investigación de forma consecuente.

En anexo 02, se presenta un resumen de las técnicas e instrumentos en el cual se detalla.

Instrumentos:

Son los medios tangibles por medio del cual se conseguirán los datos sobre las variables que se tienen en mente. El instrumento que se utilizó en esta investigación fue la ficha de recolección de datos: La elección de técnicas e instrumentos de recolección de datos que implica establecer los medios o métodos el investigador consiguió la información imprescindible para alcanzar los objetivos trazados, (ver anexo 03 y 04).

3.5. Procedimientos

En esta investigación se consideró los siguientes procedimientos los cuales se describen a continuación:

Primer paso: Desarrollar el estudio técnico de tres alternativas para repotenciar la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo - Íllimo:

Para el presente proyecto de investigación se revisó diversos artículos científicos, revistas indexadas, tesis de grado y proyectos ejecutados con los diferentes procedimientos que se vienen empleando para los estudios de repotenciación de líneas de transmisión en alta tensión, tales como:

- Reemplazo del conductor eléctrico por uno de mayor sección.
- Instalación de un mayor número de conductores por fase.
- Conductores eléctricos de alta temperatura y baja flecha.

Segundo paso: Estudio económico de las alternativas de repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo:

Realización del estudio económico de las tres alternativas y/o métodos técnicos que se emplean para la repotenciación de líneas de transmisión de 60 kV y/o alta tensión.

Tercer paso: Simulación con software de flujo de potencia para determinar el efecto de las alternativas aplicadas en la línea de transmisión:

Con la finalidad de evaluar el efecto de las tres alternativas de repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo en doble terna, se realizó la simulación del flujo de potencia con un software, el cual nos otorgó un reporte para cada una de las alternativas.

Cuarto paso: Determinación de la alternativa más favorable para la repotenciación de la línea de transmisión:

Considerando el estudio técnico, así como el económico se determinó la alternativa más favorable para la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo, la cual considera una mayor confiabilidad, un menor costo e impacto ambiental y social, por último, una pronta ejecución.

3.6. Método de análisis de datos

En el presente trabajo uno de los instrumentos más importantes para el análisis de datos es la estadística, mediante la cual el investigador expone los resultados y el procedimiento para llegar a ellos.

Así mismo se utilizó la estadística descriptiva como método para el análisis de los datos obtenidos a través de nuestro instrumento (ficha de recolección de datos). Esta información fue alcanzada por la unidad de transmisión eléctrica del Proyecto Especial Olmos - Tinajones.

También se empleó los análisis descriptivos, sobre el comportamiento de una variable en una población o en el interior de subpoblaciones y se limita a la utilización de estadística descriptiva (media, varianza, cálculo de tasas, etc).

3.7. Aspectos éticos

En el presente trabajo se tomó en cuenta los aspectos éticos como el respeto a la propiedad intelectual y el acatamiento de la información confidencial brindada por la entidad denominada Proyecto Especial Olmos Tinajones.

Así mismo al emplear el instrumento de ficha de recolección de datos se evitó modificar la información recibida.

Por lo tanto, la información técnica que brindó el Proyecto Especial Olmos Tinajones, fue llenada en la ficha de recolección de datos, sin alteración y/o pérdida garantizando la investigación.

IV. RESULTADOS

La línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Íllimo, corresponde a un sistema de transmisión secundaria del tipo radial, la cual se deriva de la subestación eléctrica Chiclayo – Oeste 220/60 kV. Por lo que ante situaciones de restricción del servicio eléctrico se ocasionó el racionamiento de energía eléctrica en dicha subestación principal de despacho. Esta subestación se interconecta al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN a través de las líneas de transmisión en 220 kV proveniente de la subestación Guadalupe y por el norte interconectándose con la SET. La Niña, donde también se enlaza con la línea de transmisión en 500 kV.

4.1. Características de la línea de transmisión:

A continuación, se describen las características técnicas principales de la línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Íllimo en doble terna:

Líneas de transmisión en 60 kV

- Tensión nominal : 60 kV
- Tensión máxima de operación : 72.5 kV
- Tipo de instalación : Exterior
- Conductor : Aleación de Aluminio 120 mm²
- Estructuras: : Torres metálicas de A^o G^o
- Aisladores : Poliméricos de goma de Silicón

Línea en doble terna Chiclayo - Íllimo (L-6032/L-6033)

- Longitud : 35.47 km
- Capacidad de transmisión : 18 MVA

4.2. Criterios de diseño eléctrico:

En general, los criterios de diseño utilizados se rigen por las siguientes disposiciones:

- Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011)

- Norma técnica de calidad de servicios eléctricos – NTCSE.
- VDE (Norma Alemana de Diseño de Líneas)
- IEEE Std 738-2006, Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship Of Bare Overhead Conductors.
- International Electro Technical Commission (IEC).
- EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200kV and Above, Third Edition
- Norma para fabricación de conductores tipo AAAC

Por otro lado, los criterios de Diseño Eléctrico están referidos a los siguientes conceptos:

- Distancias de seguridad en las estructuras, entre conductores y estructuras.
- Aislamiento y distancias entre conductor y estructura.

Distancias Mínimas de Seguridad

Para establecer las distancias mínimas de seguridad se utilizó las recomendaciones del Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011), la Norma VDE 0210/12,85 y la práctica usual en la construcción de líneas de transmisión en el Perú.

En la distribución de estructuras, se consideró las distancias mínimas de seguridad para la condición más desfavorable de la flecha máxima y conductores verticales o desviados:

Distancia de seguridad entre conductores

Distancias de seguridad horizontal entre conductores que se cruzan o adyacentes en diferentes estructuras según regla 233.B.1 no debió ser menor a 1,5 m.

Los valores mínimos entre fases fueron revisados a mitad de vano de acuerdo con la fórmula de la norma VDE 210/12.85

$$D = k \cdot \sqrt{(f+Lc)} + 0,5 \dots \dots \dots (1)$$

Dónde:

D = Distancia entre fases (m)

k = 0,65 Constante que depende de la configuración de la estructura

f = Flecha máxima a mitad de vano (m)

Lc = Longitud de la cadena de aisladores (m)

Distancias verticales al terreno e instalaciones (bajo la línea)

Las distancias verticales de seguridad se encuentran especificadas en la Tabla 232-1a del Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 (CNE) las cuales han sido corregidas por nivel de tensión y por altura, tal como se describe en el numeral 233.C.2:

- Distancia mínima al cruce de carreteras, avenidas: 7,6 m
- Distancia mínima al suelo sobre terrenos de cultivo: 7,0 m
- Distancia mínima al suelo sobre caminos acceso peatonal: 7,6 m
- Distancia mínima al cruce de calles y caminos en zona rural: 7,6 m
- Distancia mínima vertical a líneas de comunicación: 2,5 m
- Distancia vertical mínima a líneas de Transmisión en cruce: 3,0 m
- Distancia vertical mínima a lo largo calles, carreteras y avenidas: 7,0 m

Distancia Horizontal (desde la línea a objetos)

La distancia mínima se utilizó para el peor caso, con el máximo balanceo del conductor.

- Edificios, puentes, señales, antenas de televisión: 3,0 m
- Soportes de Luminarias, señales de tráfico: 2,0 m

Faja de Servidumbre

El ancho de faja de servidumbre para el nivel de 60 kV es: 16 m.

Condiciones Ambientales y Climatológicas

Las estructuras, conductores y demás accesorios fueron sometidos a estas condiciones por lo que debieron ser diseñados y fabricados para soportar las siguientes condiciones climatológicas:

- Temperatura máxima media : 33,4 °C
- Temperatura promedio : 21,7 °C
- Temperatura mínima media : 14.4 °C
- Humedad relativa máxima : 82 %
- Velocidad máxima absoluta : 35,6 km/h
- Nivel Ceráunico : 5
- Nivel de polución ambiental : Alto

Cargas para los grados y C.B

A. Carga del Viento.

Las cargas de vientos horizontales o presiones debidas al viento debieron emplearse a las áreas de los alambres que fueron sostenidos y a las estructuras de soporte y aisladores. Se utilizó la siguiente fórmula para calcular la presión del viento en las áreas proyectadas:

$$P_v = K.V^2.S_f \dots \dots \dots (2)$$

Dónde:

P_v : Presión del Viento en N/m².

V : Velocidad del viento (m/s).

K : Constante de presión (0,613 para elevaciones hasta 3000 m.s.n.m.)

S_f : Factor de forma (1,0)

B. Carga del conductor.

Los componentes de carga deberán establecerse de la siguiente manera:

La carga vertical del conductor o cable portador es su propio peso más el peso de los conductores y la carga horizontal debió ser la presión de viento horizontal

determinada según la regla 250 del CNE-S, aplicada en ángulo recto hacia la dirección de la línea que utiliza el área proyectada del conductor donde la carga total en el conductor fue la resultante de los componentes 1 y 2 antes mencionados.

$$Wr0 = W2 + FV2 \dots \dots \dots (3)$$

$$Fv = PV.D \dots \dots \dots (4)$$

Dónde:

Wr : Carga resultante sobre el conductor (N/m).

Wro : Peso propio del conductor (N/m).

D : Diámetro exterior del conductor (m).

Fv : Peso adicional debido a la presión del viento (N/m).

C. Carga en los soportes de las líneas.

C.1 Cargas verticales.

Las cargas verticales en los postes, torres, cimentaciones, crucetas, espigas, aisladores y sujetadores de conductores deberán ser las de su propio peso más el peso que soporten, incluyendo todos los alambres y cables de acuerdo con las reglas 251, A y 251, B.1 del CNE-S.

C.2 Cargas transversales.

Las cargas transversales totales en los postes, torres, cimentaciones, crucetas, espigas, aisladores y sujetadores de conductores deberán incluir lo siguiente: - Cargas transversales de conductores. - Cargas debidas al viento en las estructuras.

C.3 Cargas longitudinales.

Se considera las cargas longitudinales que ocurren en la estructura durante las operaciones del tensado de los alambres. O las creadas por la diferencia de tensiones de los alambres en los vanos adyacentes ocasionada por las cargas verticales desiguales o vanos desiguales.

C.4 Aplicación simultánea de las cargas

Cuando una combinación de las cargas verticales, transversales o longitudinales ocurriera de manera simultánea, la estructura deberá estar diseñada para soportar la aplicación simultánea de estas cargas; teniendo en cuenta los factores de sobrecarga según sea el grado de construcción de la línea proyectada.

Factores de Sobrecarga.

Los factores de sobrecarga para las estructuras, crucetas, retenidas, cimentaciones y anclajes se dan en la tabla 02 (Ver CNE-S. Pág. 206)

Tabla 02: Factores de sobrecarga

Cargas	Grado B	Grado C
Cargas de la regla 250B Cargas verticales	1,50	1,50
Cargas Transversales	2,50	2,20 ⁴
Viento	1,65 ²	1,30 ⁵
Tensión en el alambre		
Cargas Longitudinales		
En los cruces	1,10	
En general	1,65 ²	Ningún requerimiento
En los amarres (Anclajes)		1,30 ⁵
En cualquier lugar		
En general	1,00	Ningún requerimiento
En los amarres	1,65 ²	1,30 ⁵
Cargas de la regla 250B	1,00	1,00

Fuente: CNE-S

¹ Incluye poste.

² Para retenidas y anclajes asociados con las estructuras que sostienen sólo conductores y cables de comunicación, este factor puede reducirse a 1,33.

³ Cuando las cargas verticales reduzcan significativamente la tensión del miembro de una estructura se deberá utilizar un factor de sobrecarga de 1,0 para el diseño del miembro. Dicho miembro deberá ser diseñado para el caso de peor carga.

⁴ Este factor puede reducirse a 1,75 para las estructuras de madera y concreto armado (no pretensado) cuando el vano que se está sosteniendo no está en un cruce.

⁵ Para las estructuras y crucetas de metal y concreto pretensado, retenidas, cimentaciones y anclajes, utilice un valor de 1,10.

4.3. Ubicación geográfica:

La Línea de Transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo en doble terna, tiene como punto de inicio la subestación Chiclayo Oeste, ubicada en la zona urbana de la ciudad de Chiclayo colindante con la urbanización Las Brisas y aun costado de la vía de evitamiento del distrito y provincia de Chiclayo, departamento de Lambayeque y teniendo como punto de llegada la subestación Íllimo, ubicada en la parte sur este de la ciudad de Íllimo, en calle 07 de enero cuadra -1, en el distrito de Íllimo, provincia y departamento de Lambayeque. Por lo que en tabla 03 para una mayor referencia del lugar de donde se realizó el estudio se describe la ubicación mediante coordenadas UTM WGS84-17-SUR:

Tabla 03: *Inicio y fin de Línea de Transmisión en SET. Chiclayo Oeste*

Subestación	UTM – X	UTM - Y
Inicio de Línea de Transmisión en subestación Chiclayo Oeste	624717.54	9250218.52
Fin de Línea de Transmisión en subestación Íllimo	626629.54	9283912.52

Fuente: Elaboración propia

A continuación, en figura 10 se observa la ruta del recorrido de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo en doble terna y las características principales climatológicas de la zona, la cual es objeto de estudio.

- Ubicación de la estación : Lambayeque/00301/DRE-02; 18 msnm
- Temperatura máxima media : 33,4 °C
- Temperatura promedio : 21,7 °C
- Temperatura mínima media : 14,4 °C
- Humedad relativa máxima : 82 %
- Velocidad máxima absoluta : 35,6 km/h



Figura 10: Recorrido de la línea de transmisión Chiclayo – Íllimo.

Fuente: Elaboración propia

4.4. Situación de la línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Illimo.

A continuación, describiremos la situación de la línea de transmisión en 60 kV, la cual es objeto de estudio, simulándose el flujo de potencia.

Flujo de potencia:

En figura 11 se puede observar el reporte de simulación del flujo de potencia de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Illimo, en doble terna, realizado mediante el software de ingeniería Digsilent 15.1.7. La línea de transmisión en doble terna transporta en su máxima demanda 25.6 MW, para esta potencia transportada en la subestación Chiclayo oeste, se entregó una tensión en barra de 62 kV, recepcionándose en la barra de la subestación de Illimo una tensión de 59.8 kV, manteniéndose el voltaje dentro de los parámetros de caída de tensión.

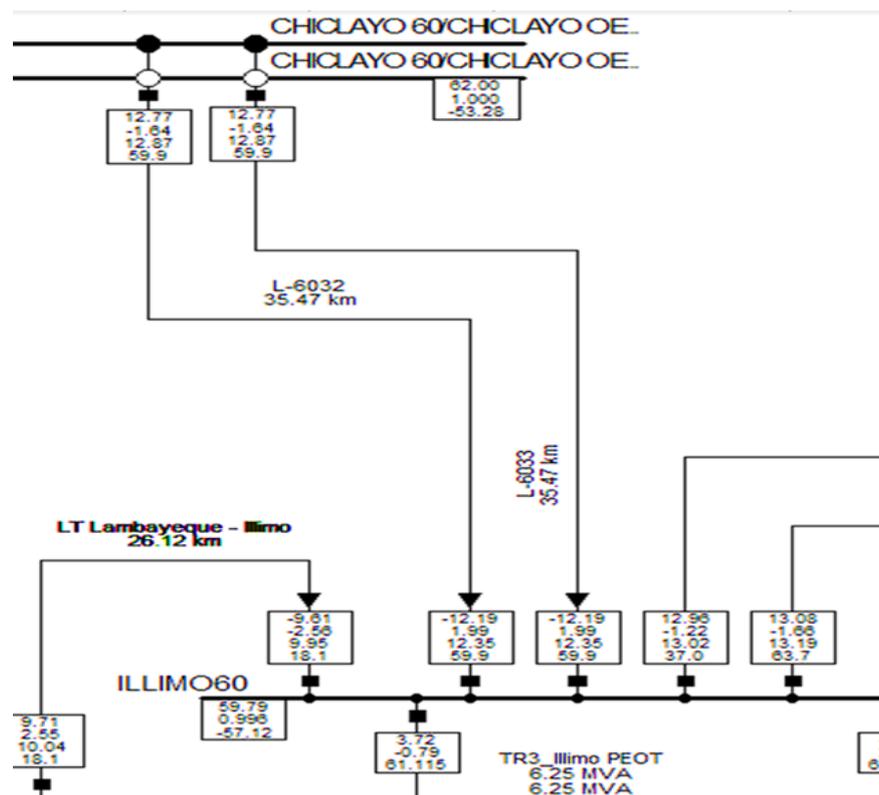


Figura 11: Flujo de potencia de la línea de transmisión – doble terna

Fuente: Elaboración propia

Así mismo, en tabla 04, se indica los valores de las tensiones en 60 kV de las barras de subestaciones Chiclayo Oeste e Illimo y el flujo de potencia transmitida por las líneas de transmisión 60 kV Chiclayo – Íllimo en doble terna, simulados en el software de ingeniería de flujo de potencia.

En el cual se obtuvieron como resultado una tensión en barra de 60 kV de la subestación eléctrica de Illimo 59.8 kV, tanto para la línea de transmisión L-6032 y L-6033 y con una carga máxima transportada de 12.8 MW en cada una de las ternas, obteniendo una cargabilidad del 60% en esta red eléctrica.

Tabla 04: *Valores de tensión y potencia de la línea de transmisión*

Código de Línea	Barra SET. Chiclayo Oeste (kV)	Barra SET. Illimo (kV)	Potencia Transportada (MW)	Cargabilidad (%)
L-6032	62.0	59.8	12.8	60
L-6033	62.0	59.8	12.8	60

Fuente: Elaboración propia

A continuación, explicaremos la conformación de la línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Illimo, en doble terna en cuanto al tipo de diseño, función, altura efectiva y cantidad de las estructuras que se utilizaron en la construcción de dicha obra, estas características obedecieron básicamente al perfil, planimetría y ubicación geográfica por donde recorrió esta infraestructura eléctrica. Para ello en tabla 05, se indican las características en resumen de la planilla de estructuras de la línea de transmisión L-6032 y L-6033, la cual es objeto de estudio para la repotenciación.

Tabla 05: *Resumen de planilla de estructuras de líneas (L-6032/L-6033)*

Tipo de estructura	Función de la estructura	Altura efectiva m (amarre)	Cantidad (Und)
S2+3	Suspensión	15.90	73
S2+0	Suspensión	12.90	32
B+3	Anclaje	15.90	2
B+0	Anclaje	12.90	8
B-3	Anclaje	10.00	5
Total:			120

Fuente: Elaboración propia

En figura 12 se presenta el perfil de la disposición de los conductores de la línea de transmisión Chiclayo – Illimo, modelado con el software de ingeniería DLT-CAD con una carga máxima de 20 MVA y temperatura máxima de 40° C, en el cual se observa las flechas máximas de los 03 conductores de las líneas, cumpliendo con las distancias mínimas de seguridad establecidas. Así mismo no se presentaron alarmas por esfuerzos mecánicos de sobrecarga en las estructuras de anclaje como en las de suspensión.

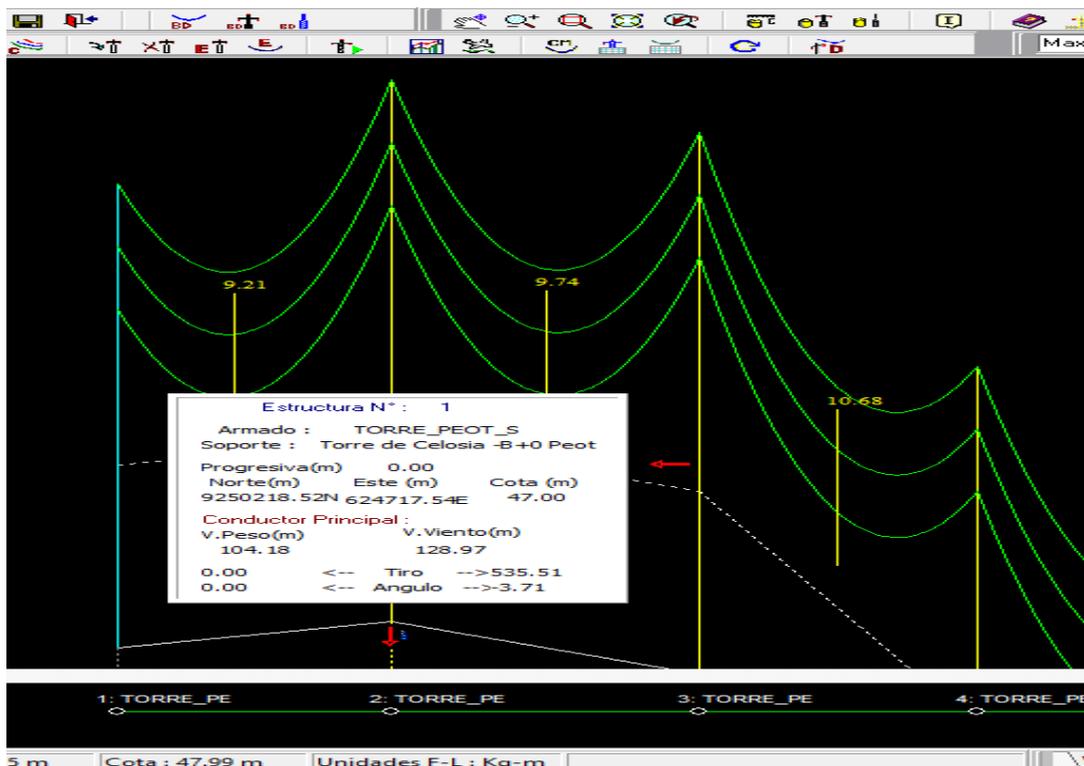


Figura 12: Perfil actual de la línea de transmisión, con software DLT-Cad

Fuente: PEOT

A continuación, mostramos en figura 13 el esquema gráfico de árbol de carga de la estructura angular tipo B+3 y también el árbol de carga de la estructura tipo S2+3, sometidas a pruebas no destructivas con sobrecarga, indicándonos los esfuerzos mecánicos vertical, longitudinal y transversal al cual han sido sometidas estas estructuras de soporte y retención.

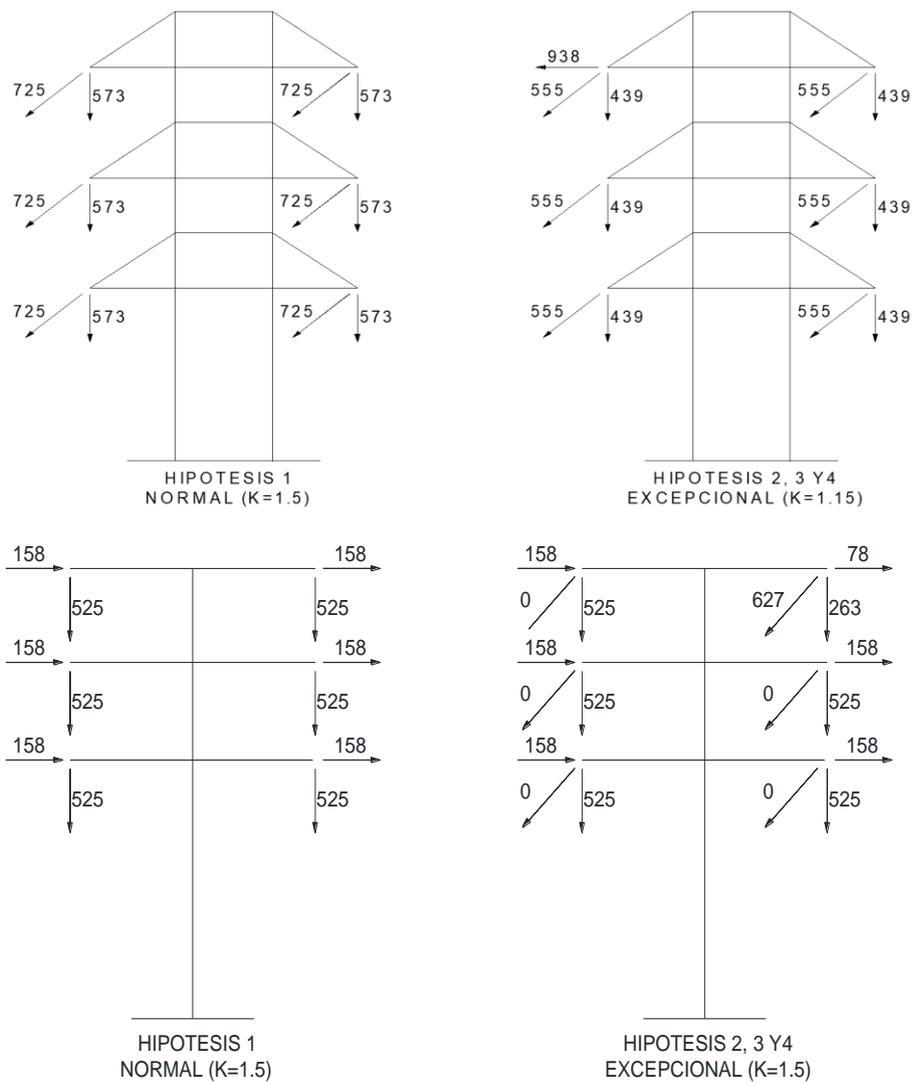


Figura 13: Árbol de carga de estructura tipo "B" y "S2" con sobrecarga

Fuente: PEOT

4.5. Estudio técnico de tres alternativas seleccionadas para repotenciar la línea de transmisión 60 kV Chiclayo –Illimo:

Se realizó el estudio de tres alternativas técnicas seleccionadas para repotenciar la línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Illimo, por ser las que más se adecuan a la infraestructura existente, las cuales son las siguientes:

- Reemplazo del conductor eléctrico por uno de mayor sección,
- Instalación de un mayor número de conductores por fase y
- Conductores eléctricos de alta temperatura y baja flecha.

Para el estudio de las tres alternativas de repotenciación seleccionadas se consideró lo siguiente:

A) Cálculo mecánico del conductor

Dichos cálculos establecieron los esfuerzos mecánicos máximos y mínimos en las hipótesis correspondientes, los primeros determinaron la robustez de las estructuras y los segundos para la flecha máxima; además los distanciamientos entre fase y fase.

1. Hipótesis Adoptadas

A.- Hipótesis I

Condición Inicial

Temperatura : 23 °C.

Velocidad del viento : 0 km/hr.

Tiro de rotura : 18%.

B.- Hipótesis II

Temperatura mínima

Temperatura mínima : 10 °C.

Velocidad del viento : 0 km/hr.

Tiro de rotura : 60%.

C.- Hipótesis III**Viento máximo (Esfuerzo máximo)**

Temperatura mínima : 10 °C.

Velocidad del viento : 60 km/hr.

Tiro de rotura : 60%.

D.- Hipótesis IV**Máxima temperatura (Flecha máxima)**

Temperatura máxima : 45 °C.

Velocidad del viento : 0 km/hr.

Tiro de rotura : 60%.

2. Esfuerzos máximos.

Las normas internacionales y las instituciones vinculadas a la investigación respecto al comportamiento de los conductores, recomiendan que, en líneas con conductores aéreos, la EDS inicial sea 18% del esfuerzo de rotura del conductor y la EDS final 15% del esfuerzo de rotura del conductor.

a). Formulas Adoptadas

En la figura 14 se muestra los esfuerzos de los conductores y su flecha máxima.

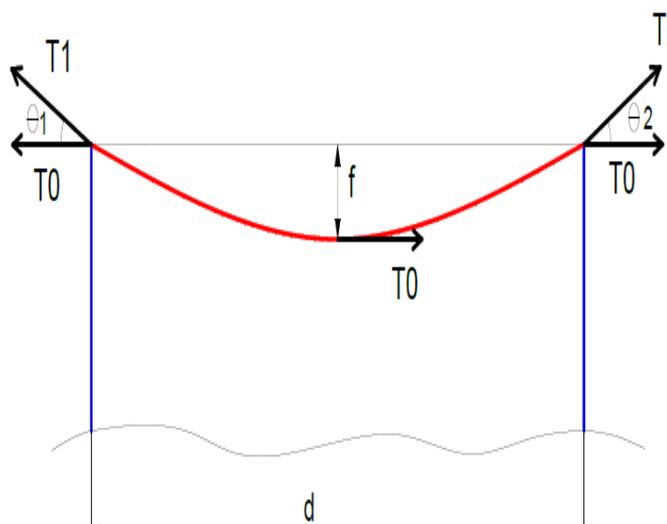


Figura 14: Esfuerzos y flecha de los conductores eléctricos

Fuente: Elaboración propia

Dónde:

d : Vano.

W : Peso del cable por unidad de longitud.

T0 : Tensión mecánica horizontal del cable en los apoyos

T1 y T2: Tensión mecánica de cable en los apoyos

b). Ecuación de Cambio de Estado.

$$\sigma_2^3 + \left[E\alpha(t_2 - t_1) - \sigma_1 + \left(\frac{w_1 d}{A\sigma_1} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right] \cdot \sigma_2^2 - \left(\frac{w_2 d}{A} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} = 0 \dots\dots (5)$$

Dónde:

w1, w2 : Pesos resultantes en los estados 1 y 2 (N/m).

σ_1, σ_2 : Esfuerzos en los estados 1 y 2 (N/mm²).

t1, t2 : Temperatura en los estados 1 y 2 (°C).

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

E : Módulo de elasticidad (N/mm²).

A : Sección (mm²).

d : Vano (m).

Si;

$$M = E\alpha(T_2 - T_1) - \sigma_1 + \left(\frac{w_1 d}{A\sigma_1} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \dots\dots\dots (6)$$

$$N = \left(\frac{w_2 d}{A} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \dots\dots\dots (7)$$

La ecuación para el estado 2 a partir del estado 1 quedaría:

$$\sigma_2^3 + M \cdot \sigma_2^2 - N = 0 \dots\dots\dots (8)$$

c). Flecha (f).

$$f = \frac{wd^2}{8T_0} \dots\dots\dots (9)$$

Dónde:

d : Vano.

w : Peso del cable por unidad de longitud.

T0 : Tensión mecánica de cable en los apoyos

d). Cálculo de vano básico

El tensado de conductores; comprendidos entre dos estructuras de anclaje, debe tener el mismo esfuerzo a lo largo de todo el tendido de la línea.

Es por ello que es importante el concepto de Vano Básico (o Vano de Regulación), ya que es el que nos admite absorber las diferencias de tensión de los conductores por variación del vano y de las condiciones meteorológicas de la zona.

Analíticamente se demuestra:

$$VanoBásico = \left[\frac{L_1^3 + L_2^3 + L_3^3 + \dots + L_n^3}{L_1 + L_2 + L_3 + \dots + L_n} \right]^{1/2} \dots\dots\dots (10)$$

$$VanoBásicoTramo1 = \left[\frac{260^3 + 280^3 + 300^3 + 320^3 + 340^3}{260 + 280 + 300 + 320 + 340} \right]^{1/2}$$

$$VanoBásicoTramo1 = 303.97m$$

$$VanoBásicoTramo11 = \left[\frac{300^3 + 320^3 + 340^3}{300 + 320 + 340} \right]^{1/2}$$

$$VanoBásicoTramo11 = 321.25m$$

e). Vano Viento (Vv) y Vano Peso (Vp).

$$Vv = Vp = \frac{d_1 + d_2}{2} \dots\dots\dots (11)$$

Dónde:

d1 : Vano atrás

d2 : Vano adelante

B). Árbol carga:

El árbol de carga es un esquema grafico que muestra las máximas cargas de diseño, que se aplican en los soportes de una línea de transmisión, sobre los cuales se soportan los conductores en la cual actúan tres tipos de cargas, tal como se describe en la figura 15.

- Carga transversal con componente de viento y ángulo.
- Carga Longitudinal.
- Carga vertical.

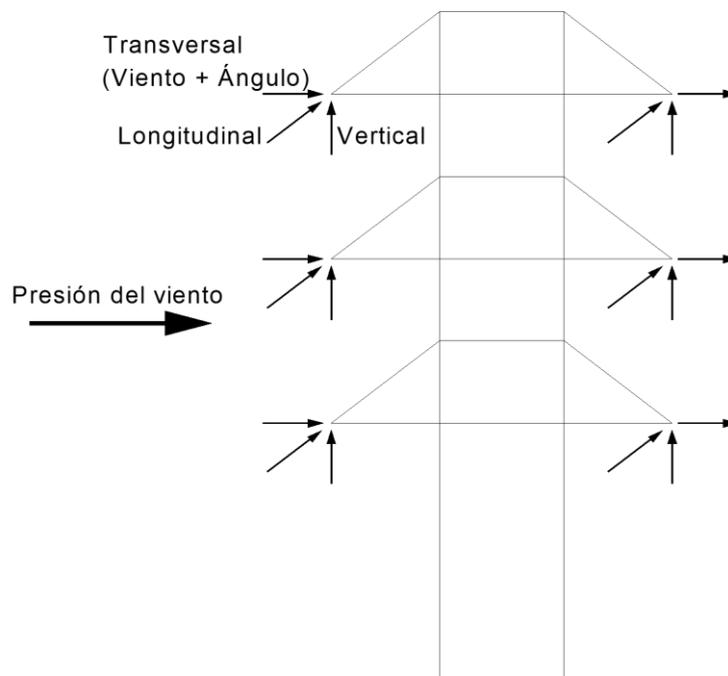


Figura 15: Árbol de carga general de una estructura de transmisión.

Fuente: Elaboración propia

C). Cálculo de caída de tensión:

1.- Parámetros de conductores

a). Resistencia de los conductores a la temperatura de operación se calculará mediante la siguiente fórmula.

$$R_1 = R_{20} [1 + 0.0036(t - 20^\circ)] \dots\dots\dots (12)$$

Dónde:

R_{20} = Resistencia del conductor en cc a 20 °C, en W/km, $t = 20$ °C

t = Temperatura máxima de operación, en °C = 70°C (red aérea).

t = Temperatura máxima de operación, en °C = 90°C (red subterránea).

a1). Para conductor AAAC 240 mm²

$$R_{20} = 0.1420 \text{ Ohm/km}$$

$$R_{70} = 0,1420 [1 + 0,0036(70 - 20^\circ)]$$

$$R_{70} = 0.1676 \text{ Ohm/km}$$

a2). Para conductor AAAC de 120 mm² (haz de dos conductores por fase separados 0.455 m)

$$R_{20} = 0.2840 \text{ Ohm/km}$$

$$R_{20}^{**} = 0.2840/2 = 0.1420 \text{ Ohm/km}$$

$$R_{70}^{**} = 0,1420 [1 + 0,0036(70 - 20^\circ)]$$

$$R_{70} = 0.1676 \text{ Ohm/km}$$

a3). Para conductor HTLS tipo ACCC de 160 mm²

$$R_{20} = 0.1792 \text{ Ohm/km}$$

$$R_{70} = 0,1792 [1 + 0,0036(70 - 20^\circ)]$$

$$R_{70} = 0.2114 \text{ Ohm/km}$$

b) Reactancia inductiva para sistema trifásico equilibrado

$$X_L = 377 \cdot \left[0,5 + 4,6 \log \left(\frac{DMG}{r} \right) \right] \cdot 10^{-4} \dots\dots\dots (13)$$

Dónde:

X_L : Reactancia inductiva en Ω/km .

DMG : Distancia Media Geométrica.

r : Radio del conductor en m.

b1). Para conductor AAAC 240 mm²

DMG=2.772 m

$r = 10.6 \text{ mm} = 0.0106 \text{ m}$

$$X_L = 377 \cdot \left[0,5 + 4,6 \log \left(\frac{2.772}{0.0106} \right) \right] \cdot 10^{-4}$$

$X_L = 0.4381 \text{ Ohm/km}$

b2). Para conductor AAAC 2x120 mm² (haz de dos conductores por fase separados 0.455 m)

DMG=2.772 m

$$r' = 0.7788 \left(\frac{0.0142}{2} \right) = 0.00553 \text{ m}$$

$$RMG = \sqrt[N]{N \left(\frac{S/2}{\text{sen}(\pi/N)} \right)^{N-1} r'} \dots\dots\dots (14)$$

$$RMG = \sqrt[2]{2 \left(\frac{0.455/2}{\text{sen}(\pi/2)} \right)^{2-1} (0.00553)} = 0.05016 \text{ m}$$

$$X_L = 377 \cdot \left[2 \ln \left(\frac{2.772}{0.05016} \right) \right] \cdot 10^{-4}$$

$X_L = 0.3025 \text{ Ohm/km}$

b3). Para conductor HTLS tipo ACCC de 160 mm²

DMG=2.772 m

$r = 7.825 \text{ mm} = 0.007825 \text{ m}$

$X_L = 0.2957 \text{ Ohm/km}$

2.- Cálculo de caída de tensión en sistemas trifásicos

$$\Delta V\% = K_1 \cdot P \cdot L \dots\dots\dots (15)$$

$$K_1 = \frac{R + X_L \cdot \text{tg} \varphi}{10 \cdot V_L^2} \dots\dots\dots (16)$$

Dónde:

- K₁ : Factor de caída de tensión.
- V_L : Voltaje de línea en kV.
- P : Potencia en kVA.
- L : Longitud en km.
- Ø : Angulo de fase.

2.1. Cálculo de caída de tensión en sistema trifásicos a 20°C

a). Para conductor AAAC 240 mm²

$$K_1 = \frac{0.1420 + 0.4381 \cdot \text{tg}(18.19)}{10(62)^2} \dots\dots\dots (17)$$

$$\Delta V\% = (7.6348 \times 10^{-6})(20 \times 10^3)(35.47)$$

$$\Delta V\% = 5.45$$

$$\Delta V = 3.38 \text{ kV}$$

b). Para conductor AAAC 2x120 mm² (haz de 02 conductores por fase)

$$K_1 = \frac{0.1420 + 0.3025 \cdot \text{tg}(18.19)}{10(62)^2} \dots\dots\dots (18)$$

$$\Delta V\% = (6.2799 \times 10^{-6})(20 \times 10^3)(35.47)$$

$$\Delta V\% = 4.46$$

$$\Delta V = 2.76 \text{ kV}$$

c). Para conductor HTLS tipo ACCC de 160 mm²

$$K_1 = \frac{0.1792 + 0.2957 \cdot \text{tg}(18.19)}{10(62)^2} \dots\dots\dots(19)$$

$$\Delta V\% = (7.1895 \times 10^{-6})(25 \times 10^3)(35.47)$$

$$\Delta V\% = 5.10$$

$$\Delta V = 3.16 \text{ kV}$$

4.5.1 Reemplazo de conductor eléctrico por uno de mayor sección:

Como primera alternativa se estudió el reemplazo del conductor de AAAC de 120 mm² existente, por el conductor AAAC de 240 mm².

Para el estudio de esta alternativa en tabla 06, se describe las características técnicas del conductor según el fabricante.

Tabla 06: Datos técnicos del conductor de aleación de Aluminio 240mm².

Ítem	Descripción	Unidad	Especificación
1.0	Material y tipo del conductor		AAAC (6201-
2.0	CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR		T81)
2.1	Sección nominal	mm ²	240
2.2	Hilos componentes	N°	37
2.3	Área calculada	mm ²	240
2.4	Peso del conductor	kg/km	670
2.5	Carga máxima de rotura	kg	7,210
2.6	Diámetro exterior del conductor	mm	20.12
2.7	Resistencia eléctrica a 20°C en CC	Ohm/km	0.142
2.8	Módulo de elasticidad final	kg/mm ²	6,375
2.9	Coefficiente de dilatación final	1/°C	23x10 ⁻⁶
2.10	Temperatura de operación	°C	80
3.0	CARACTERÍSTICAS HILOS DEL CONDUCTOR		
3.1	Diámetro y tolerancia	mm	2.27
3.2	Carga de rotura mínima	kg/mm ²	
3.3	Elongación a 250 mm	%	3.0
3.4	Conductividad mínima (a 20° C)	% IACS	4.5

Fuente: Fabricante Hangzhou Easy Electric Wire and Cable Co,LTD

Cálculo mecánico del conductor

Dichos cálculos establecieron los esfuerzos mecánicos máximos y mínimos en las hipótesis correspondientes, los primeros determinaron la robustez de las estructuras y los segundos para la flecha máxima; además los distanciamientos entre fases.

Datos técnicos del conductor:

Designación	Conductor AAAC de 240 mm ²
Diámetro exterior	d=20.12 mm = 0.02012 m
Peso total	W= 670 kg/km = 0.67 kg/m
Resistencia de rotura	T _R = 7210 kg
Sección total	S= 240 mm ²
Módulo de elasticidad	E= 6375 kg/mm ²
Coefficiente de Dilatación	α= 0.000023 °C ⁻¹
Vano promedio	a= 295 m

Inicialmente calculamos sobrecargas de viento (v=60 km/h)

Presión del viento:

$$P = 0,007(V)^2 0,6 = 0,007(60)^2 0,6 = 15.12 \text{ kg} / \text{mm}^2$$

Fuerza del viento

$$W_v = Pd = 15.12(0.02012) = 0.3042 \text{ kg} / \text{m}$$

Peso aparente

$$W' = \sqrt{W_v^2 + W^2} = \sqrt{0.3042^2 + 0.6700^2} = 0.7358 \text{ kg} / \text{m}$$

La ecuación de cambio de hipótesis es

$$t_2^2(t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)) = \frac{a^2 w^2 E}{24} m_2^2 \dots\dots\dots(20)$$

Dónde:

$$K_1 = t_1 - \frac{a^2 m_1^2 w^2 E}{24 t_1^2} \dots\dots\dots(21)$$

Peso específico del conductor

$$w = \frac{W}{S} = \frac{0.6700}{240} = 0.00279 \left(\frac{kg}{m - mm^2} \right)$$

A. Hipótesis de Viento Máximo (P+V; $\theta_1=10^\circ\text{C}$)

$$W_1' = 0.7358 \text{ kg / m}$$

El conductor está sometido a un peso

$$w_1 = \frac{W}{S} = \frac{0.7358}{240} = 0.00307 \left(\frac{kg}{m - mm^2} \right)$$

El coeficiente de sobrecarga será:

$$m_1 = \frac{W_1'}{W} = \frac{0.7358}{0.67} = 1.1$$

Tensión de trabajo

$$T_1 = 7210(0.2) = 1442 \text{ kg}$$

Tensión de trabajo específico

$$t_1 = \frac{T}{S} = \frac{1442}{240} = 6.0083 \left(\frac{kg}{mm^2} \right)$$

La flecha será:

$$f_1 = \frac{a^2 w_1}{8 t_1} = \frac{(295)^2 0.00307}{8(6.0083)} = 5.55 \text{ m}$$

B. Hipótesis de Máxima Temperatura (P+0; $\theta_2=40^\circ\text{C}$)

Tenemos los siguientes datos iniciales:

$$t_1 = 6.0083 \left(\frac{kg}{mm^2} \right); \quad w_1 = 0.00307 \left(\frac{kg}{m - mm^2} \right); \quad \theta_1 = 10^\circ\text{C};$$

$$K_1 = 6.0083 - \frac{(295)^2 (1.1)^2 (0.00279)^2 (6375)}{24(6.0083)^2} = -0.01 \left(\frac{kg}{mm^2} \right)$$

Los datos de la hipótesis de flecha máxima son:

$$w_2 = 0.00279 \left(\frac{kg}{m - mm^2} \right); \theta_2 = 40^\circ C; m_2 = 1$$

Aplicando la ecuación de cambio de hipótesis

$$t_2^2 (t_2 + 0.01 + (0.000023)(6375)(40 - 10)) = \frac{(295)^2 (0.00279)^2 (6375)}{24} (1)^2$$

$$t_2 = 4.49 \left(\frac{kg}{mm^2} \right)$$

La flecha para esta hipótesis será:

$$f_2 = \frac{a^2 w_2}{8 t_2} = \frac{(295)^2 0.00279}{8(4.49)} = 6.75 \text{ m}$$

Resultados:

En tabla 07 se muestran los resultados obtenidos mediante el uso del software de ingeniería DLT-CAD sobre el cálculo de esfuerzo mecánico de los conductores de AAAC 240 mm², el cual ha sido sometido a diferentes hipótesis, indicando el tiro horizontal, tiro máximo y flecha.

Tabla 07: Esfuerzo mecánico del conductor 240 mm² con software DLT-Cad.

Conductor AAAC-240						
Sección	Diam. Exterior	N° de hilos	Peso Unitario	Tiro de Rotula	M.E. Final	Coef. Dilatación
(mm²)	(mm)		(Kg/m)	(Kg)	(Kg/mm²)	(1/°C)
240	20.12	37	0.67	7210	6375	0.000023

Descripción	Hip. 1	Hip. 2	Hip. 3	Hip. 4
Nombre	Cond. Inicial	Temp. Mínima	Viento Máximo	Máxima Temperatura
% Tiro	18	60	60	60
Temperatura (°C)	23	10	10	40
V. Viento (Km/h)	0	0	60	0
M. Hielo (mm)	0	0	0	0

Vano	Desnivel	Hip. 1		Hip. 2		Hip. 3		Hip. 4					
(m)	(m)TiroH(Kg)	Tmax(Kg)	Flecha(m)	(m)TiroH(Kg)									
200	2	1322.28	1324.71	2.53	1540.27	1542.47	2.18	1590.1	1592.62	2.32	1094.73	1097.51	3.06
210	2.1	1322.28	1324.92	2.79	1531.47	1533.87	2.41	1584.81	1587.55	2.56	1104.33	1107.33	3.35
220	2.2	1322.28	1325.14	3.07	1522.89	1525.48	2.66	1579.66	1582.63	2.82	1113.46	1116.7	3.64
230	2.3	1322.28	1325.36	3.35	1514.55	1517.36	2.93	1574.66	1577.87	3.1	1122.15	1125.63	3.95
240	2.4	1322.28	1325.6	3.65	1506.48	1509.51	3.2	1569.82	1573.28	3.38	1130.41	1134.14	4.27
250	2.5	1322.28	1325.84	3.96	1498.69	1501.95	3.49	1565.16	1568.87	3.68	1138.27	1142.24	4.6
260	2.6	1322.28	1325.09	4.28	1494.69	1494.69	3.8	1560.67	1564.64	3.99	1145.73	1149.97	4.94
270	2.7	1322.28	1325.35	4.62	1487.74	1484.74	4.12	1556.35	1560.6	4.32	1152.83	1157.34	5.3
280	2.8	1322.28	1326.61	4.97	1477.12	1481.11	4.45	1552.21	1556.75	4.65	1159.57	1164.36	5.67
290	2.9	1322.28	1326.89	5.33	1470.53	1474.79	4.79	1548.25	1553.09	5.01	1155.98	1171.05	6.04
300	3	1322.28	1327.17	5.7	1464.25	1468.77	5.15	1544.46	1549.6	5.37	1172.07	1177.44	6.44
310	3.1	1322.28	1327.46	6.09	1458.25	1463.06	5.52	1540.85	1546.3	5.75	1177.86	1183.54	6.84
320	3.2	1322.28	1327.77	6.49	1452.55	1457.65	5.91	1537.39	1543.17	6.14	1183.37	1189.36	7.25
330	3.3	1322.28	1328.08	6.9	1447.12	1452.52	6.31	1534.1	1540.21	6.54	1188.5	1194.91	7.68
340	3.4	1322.28	1328.39	7.33	1441.95	1447.66	6.72	1530.96	1537.42	6.96	1193.59	1200.23	8.12
350	3.5	1322.28	1328.72	7.76	1437.05	1443.08	7.14	1527.97	1534.78	7.39	1198.33	1205.3	8.57
360	3.6	1322.28	1329.06	8.21	1432.39	1438.74	7.58	1525.12	1532.3	7.83	1202.85	1210.16	9.03

Fuente: Elaboración propia

Árbol de carga de estructura tipo anclaje - retención:

Mediante el software de ingeniería DLT-Cad se realizó el cálculo del árbol de carga vertical, longitudinal y transversal de la estructura tipo A2+3, cuyos resultados obtenidos se indican en la tabla 08.

Tipo de estructura: Torre tipo A2+3

Conductor AAAC-240 mm²

Unidad fuerza (kg)

Tabla 08: Árbol de carga de la estructura A2+3

Sin Sobrecargas					
Punto	Carga (Kg)	Normal	F1	F2	F3
1	V	429.90	272.45	429.90	429.90
1	T	749.93	375.83	749.93	749.93
1	L	1006.07	1509.10	1006.07	1006.7
2	V	429.90	429.90	272.45	429.90
2	T	749.93	749.93	375.83	749.93
2	L	1006.07	1006.07	1509.10	1006.7
3	V	429.90	429.90	429.90	272.45
3	T	749.93	749.93	749.93	375.83
3	L	1006.7	1006.7	1006.7	1509.10
Esfuerzo total en la torre	V	1,289.70	1,132.25	1,132.25	1,132.25
	T	2,249.79	1,875.69	1,875.69	1,875.69
	L	3,018.21	3,521.24	3,521.24	3,521.24
	Esf. total	3,764.46	3,989.65	3,959.65	3,989.65
Con Sobrecargas					
Punto	Carga (Kg)	Normal	F1	F2	F3
1	V	644.85	408.67	644.85	644.85
1	T	1085.07	544.45	1085.07	1085.07
1	L	1307.89	1961.83	1307.89	1307.89
2	V	644.85	644.85	408.67	644.85
2	T	1085.07	1085.07	544.45	1085.07
2	L	1307.89	1307.89	1961.83	1307.89
3	V	644.85	644.85	644.85	408.67
3	T	1085.07	1085.07	1085.07	544.45
3	L	1307.89	1307.89	1307.89	1961.83
Esfuerzo total en la torre	V	1,934.55	1,698.37	1,698.37	1,698.37
	T	3,255.21	2,714.59	2,714.59	2,714.59
	L	3,923.67	4,577.61	4,577.61	4,577.61
	Esf. total	5,098.19	5,321.98	5,321.98	5,321.98

Fuente: Elaboración propia

A continuación, mostramos en figura 16 el esquema gráfico de árbol de carga de la estructura angular tipo A2+3, sin sobrecarga y con sobrecarga, indicándonos los esfuerzos mecánicos tanto vertical, longitudinal y transversal, a la cual han sido sometidas estas estructuras de transmisión.

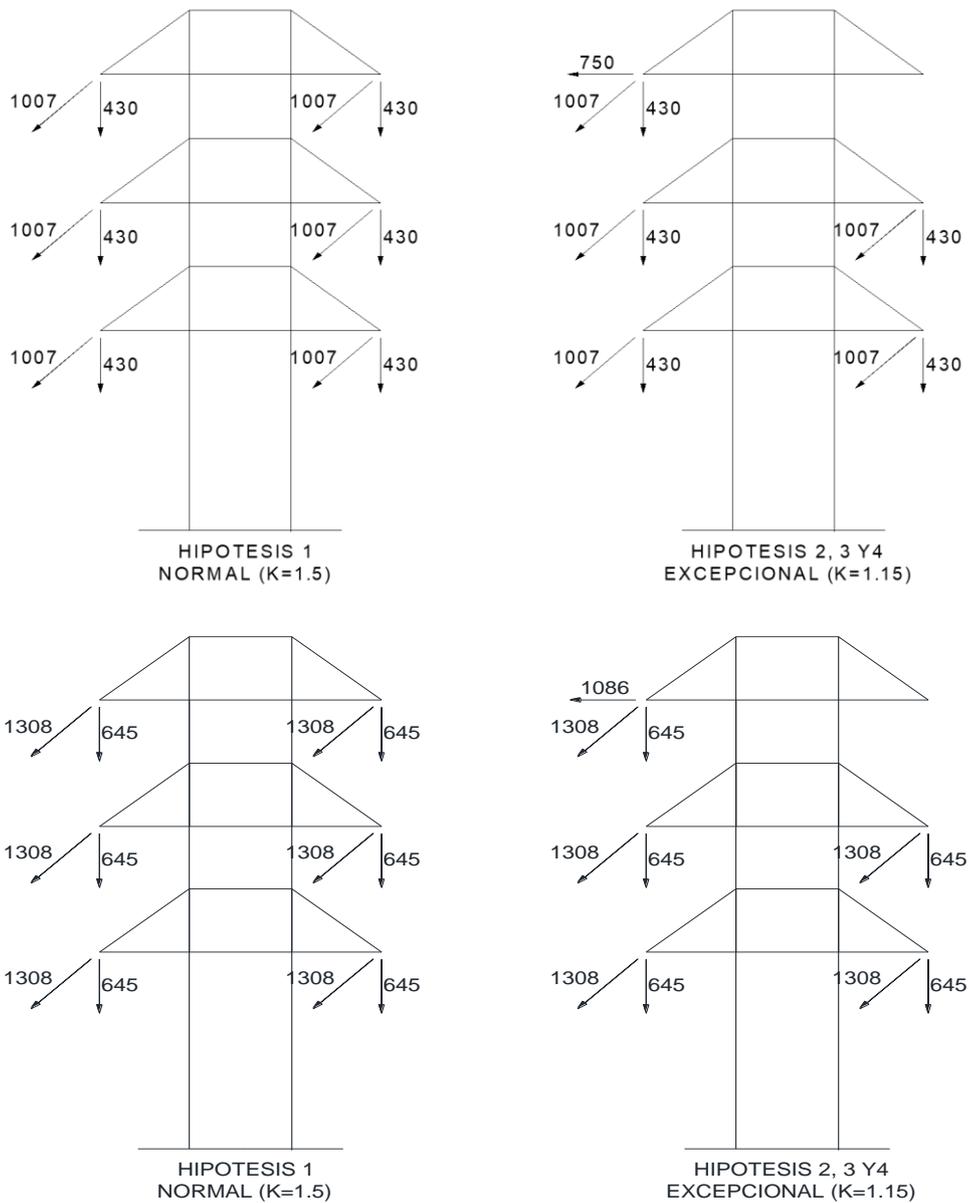


Figura 16: Árbol de carga de estructura tipo "A2+3" sin sobrecarga y con sobrecarga

Fuente: Elaboración propia

Árbol de carga de estructura tipo suspensión:

Mediante el software de ingeniería DLT-Cad se realizó el cálculo del árbol de carga vertical, longitudinal y transversal de la estructura S2+3, cuyos resultados se pueden observar en la tabla 09.

Tipo de estructura: Torre tipo S2+3

Conductor AAAC 240 mm²

Unidad fuerza (kg)

Tabla 09: Árbol de carga de la estructura N° 20 (con software DLT-Cad).

Sin Sobrecargas					
Punto	Carga (Kg)	Normal	F1	F2	F3
1	V	429.90	272.45	429.90	429.90
1	T	151.44	76.59	151.44	151.44
1	L	0.00	754.55	0.00	0.00
2	V	429.90	429.90	272.45	429.90
2	T	151.44	151.44	76.59	151.44
2	L	0.00	0.00	754.55	0.00
3	V	429.90	429.90	429.90	272.45
3	T	151.44	151.44	151.44	76.59
3	L	0.00	0.00	0.00	754.55
Esfuerzo total en la torre	V	1,289.70	1,132.25	1,132.25	1,132.25
	T	454.32	379.47	379.47	379.47
	L	0.00	3754.55	3754.55	3754.55
	Esf. total	454.32	844.60	844.60	844.60
Con Sobrecargas					
Punto	Carga (Kg)	Normal	F1	F2	F3
1	V	644.85	408.67	644.85	644.85
1	T	309.46	156.64	309.46	309.46
1	L	0.00	980.91	0.00	0.00
2	V	644.85	644.85	408.67	644.85
2	T	309.46	309.46	156.64	309.46
2	L	0.00	0.00	980.91	0.00
3	V	644.85	644.85	644.85	408.67
3	T	309.46	309.46	309.46	156.64
3	L	0.00	0.00	0.00	980.91
Esfuerzo total en la torre	V	1,934.55	1,698.37	1,698.37	1,698.37
	T	928.38	775.56	775.56	775.56
	L	0.0	980.91	980.91	980.91
	Esf. total	928.38	1,250.47	1,250.47	1,250.47

Fuente: Elaboración propia

Seguidamente mostramos en figura 17, el esquema gráfico de árbol de carga de la estructura angular tipo S2+3, sin sobrecarga y con sobrecarga, indicándonos los esfuerzos mecánicos tanto vertical, longitudinal y transversal, a la cual han sido sometidas estas estructuras de transmisión.

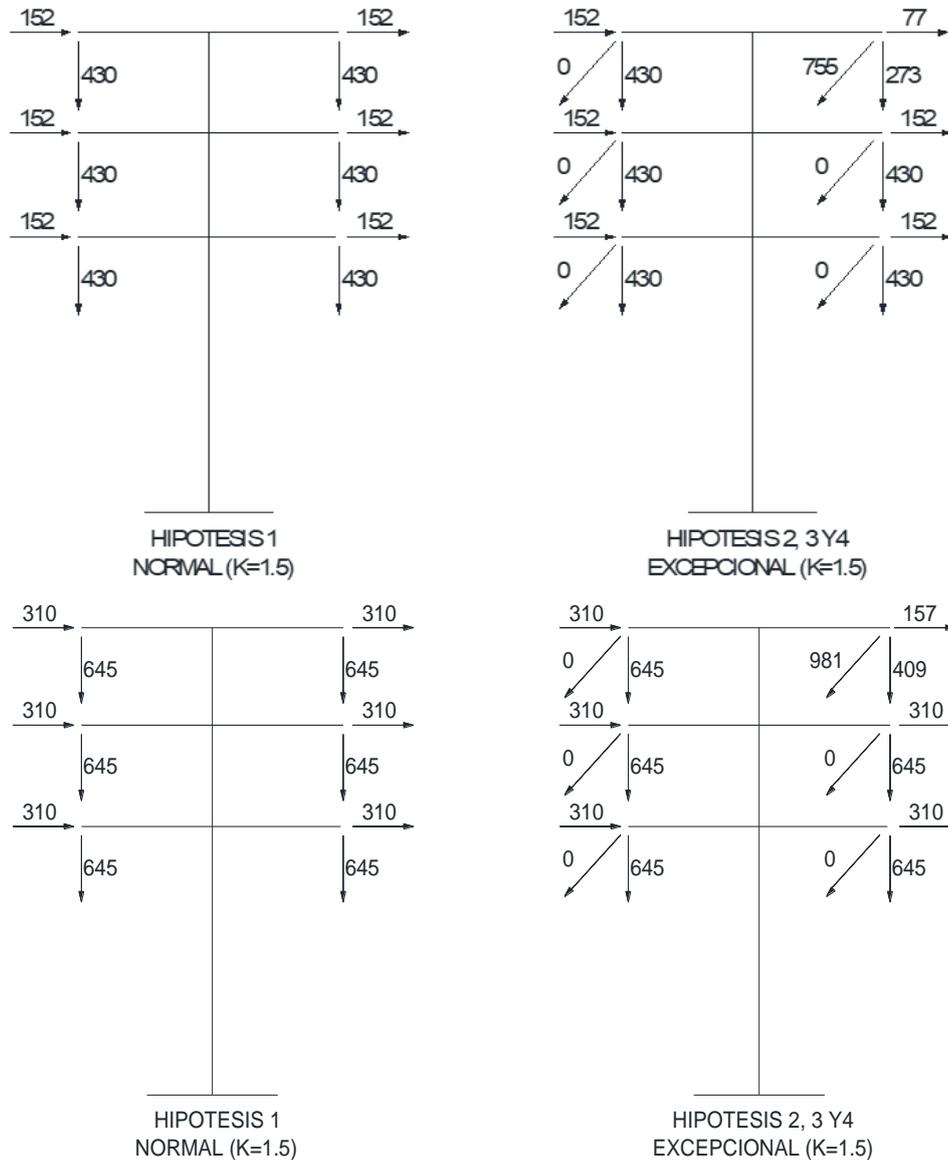


Figura 17: Árbol de carga de estructura tipo "S2+3" sin sobrecarga y con sobrecarga

Fuente: Elaboración propia

Considerando los cálculos realizados del árbol de cargas vertical, longitudinal y transversal para las estructuras tipo suspensión y anclaje – terminal, conlleva a lo siguiente:

- a). Reemplazo de 15 torres de anclaje – retención tipo “B” por torres tipo “A2” de mayor robustez acorde al nuevo cálculo de árbol de carga.
- b). Reforzamiento a las 105 torres de suspensión tipo S2+0 y S2+3, dicho refuerzo se realizará principalmente en el cuerpo superior y perfiles de amarre de las extensiones +3, +0 y cuerpo común.
- c). Incremento en 28 torres de suspensión la altura en 2.4 m, de tipos S2+0 y S2+3, generando una nueva extensión de torre denominada S2+6.

De acuerdo al recalcu el nuevo árbol de carga, dio como resultado la siguiente planilla de estructuras, la cual se detalla en la tabla 10.

Tabla 10: Resumen de planilla de estructuras modificada alternativa 1

Tipo de estructura	Función de la estructura	Altura efectiva m (amarre)	Cantidad (Und)
S2+0	Suspensión	12.90	17
S2+3	Suspensión	15.90	75
S2+6	Suspensión	18.90	13
A2+0	Anclaje	12.90	8
A2+3	Anclaje	15.90	7
Total:			120

Fuente: Elaboración propia

Perfil de los conductores eléctricos con respecto a la superficie de la línea de transmisión:

A continuación, en figura 18 se presenta el perfil de los conductores de la línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Íllimo, modelado con software de ingeniería DLT-CAD y con una carga de 20 MVA y temperatura máxima de 40° C, antes del incremento de altura a las estructuras los conductores incumplían con la DMS y después del incremento de altura si cumplen con la DMS.

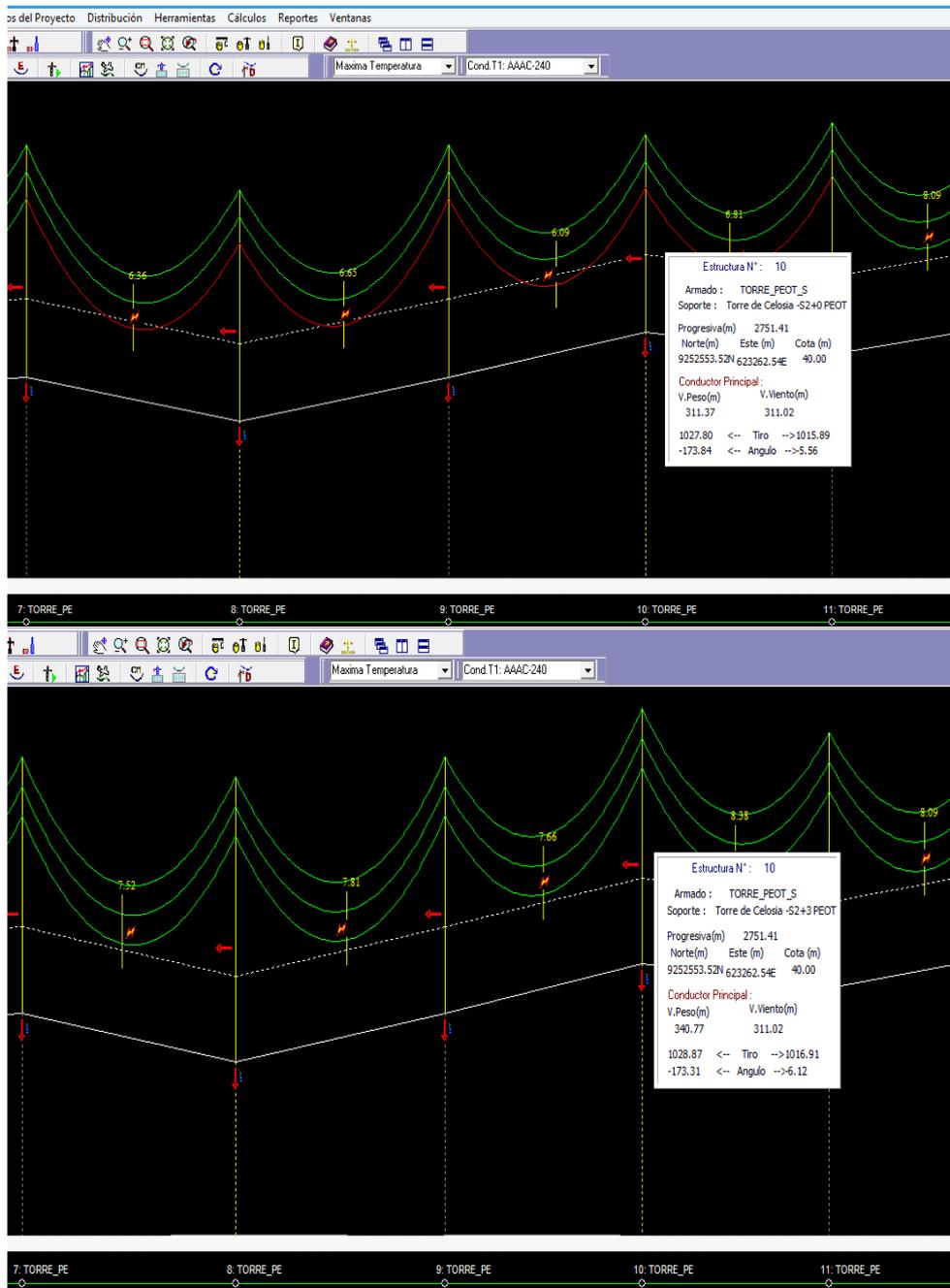


Figura 18: Conductor eléctrico antes y después de incrementar la altura de las estructuras.

Fuente: Elaboración propia

4.5.2 Instalación de un mayor número de conductores por fase:

Como segunda alternativa se estudió el uso de dos conductores por fase de AAAC de 120 mm² (haz de 02 conductores).

Para el estudio de esta alternativa en tabla 11, se describe las características técnicas del conductor según el fabricante.

Tabla 11: Datos técnicos del conductor de aleación de Aluminio 120 mm²

Item	Descripción	Unidad	Especificación
1	Material y tipo del conductor		AAAC(6201-T81)
2	CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR		
2.1	Sección Nominal	mm ²	120
2.2	Hilos componentes	N°	19
2.3	Área calculada	mm ²	120
2.4	Peso del conductor	kg/km	329
2.5	Carga máxima de rotura	kN	37.05
2.6	Diámetro exterior del conductor	mm	14.2
2.7	Resistencia eléctrica a 20°C en CC	Ohm/km	0.284
2.8	Módulo de elasticidad final	kN/mm ²	60.82
2.9	Coefficiente de dilatación final	1/°C	23x10 ⁻⁶
2.10	Temperatura de operación	°C	80
3	CARACTERÍSTICAS HILOS DEL CONDUCTOR		
3.1	Diámetro y tolerancia	mm	2.83
3.2	Carga de rotura mínima	kg/mm ²	
3.3	Elongación a 250 mm	%	3.0
3.4	Conductividad mínima (a 20° C)	% IACS	4.5

Fuente. Fabricante Hangzhou Easy Electric Wire and Cable Co,LTD

Calculo mecánico del conductor

Dichos cálculos establecieron los esfuerzos mecánicos máximos y mínimos en las hipótesis correspondientes, los primeros determinaron la robustez de las

estructuras y los segundos para la flecha máxima; además los distanciamientos entre fases.

Datos técnicos del conductor:

Designación : Conductor AAAC de 120 mm²

(Dos conductores por fase)

Diámetro exterior : d=14.2 mm = 0.0142 m

Peso total : W= 330 kg/km = 0.33 kg/m

Resistencia de rotura : T_R= 3778 kg

Sección total : S= 120 mm²

Módulo de elasticidad : E= 6375 kg/mm²

Coefficiente de Dilatación : α= 0.000023 °C⁻¹

Vano promedio : a= 295 m

Inicialmente calculamos sobrecargas de viento (v=60 km/h)

Presión del viento

$$P = 0,007(V)^2 0,6 = 0,007(60)^2 0,6 = 15.12 \text{ kg} / \text{mm}^2$$

Fuerza del viento

$$W_v = Pd = 15.12(0.0142) = 0.2147 \text{ kg} / \text{m}$$

Peso aparente

$$W' = \sqrt{W_v^2 + W} = \sqrt{0.2147^2 + 0.33^2} = 0.3937 \text{ kg} / \text{m}$$

La ecuación de cambio de hipótesis es

$$t_2^2 (t_2 - K_1 + \alpha E (\theta_2 - \theta_1)) = \frac{a^2 w^2 E}{24} m_2^2$$

Donde:

$$K_1 = t_1 - \frac{a^2 m_1^2 w^2 E}{24 t_1^2}$$

Peso específico del conductor

$$w = \frac{W}{S} = \frac{0.33}{120} = 0.00275 \left(\frac{kg}{m - mm^2} \right)$$

Hipótesis de Viento Máximo (P+V; $\theta_1=10^\circ\text{C}$)

$$W_1' = 0.3937 \text{ kg / m}$$

El conductor está sometido a un peso

$$w_1 = \frac{W}{S} = \frac{0.3937}{120} = 0.00328 \left(\frac{kg}{m - mm^2} \right)$$

El coeficiente de sobrecarga será:

$$m_1 = \frac{W_1'}{W} = \frac{0.3937}{0.33} = 1.19$$

Tensión de trabajo

$$T_1 = 3778(0.2) = 755.60 \text{ kg}$$

Tensión de trabajo específico

$$t_1 = \frac{T}{S} = \frac{755.60}{120} = 6.30 \left(\frac{kg}{mm^2} \right)$$

La flecha será:

$$f_1 = \frac{a^2 w_1}{8 t_1} = \frac{(295)^2 0.00328}{8(6.30)} = 5.67 \text{ m}$$

Hipótesis de Máxima Temperatura (P+0; $\theta_2=40^\circ\text{C}$)

Tenemos los siguientes datos iniciales:

$$t_1 = 6.30 \left(\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right); w_1 = 0.00328 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m} - \text{mm}^2} \right); \theta_1 = 10^\circ\text{C};$$

$$K_1 = 6.30 - \frac{(295)^2 (1.19)^2 (0.00275)^2 (6375)}{24(6.30)^2} = 0.02 \left(\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right)$$

Los datos de la hipótesis de flecha máxima son:

$$w_2 = 0.00275 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m} - \text{mm}^2} \right); \theta_2 = 40^\circ\text{C}; m_2 = 1$$

Aplicando la ecuación de cambio de hipótesis

$$t_2^2 (t_2 - 0.02 + (0.000023)(6375)(40 - 10)) = \frac{(295)^2 (0.00275)^2 (6375)}{24} (1)^2$$

$$t_2 = 4.40 \left(\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right)$$

La flecha para esta hipótesis será:

$$f_2 = \frac{a^2 w_2}{8 t_2} = \frac{(295)^2 0.00275}{8(4.40)} = 6.80 \text{ m}$$

Resultados:

En tabla 12, se muestran los resultados obtenidos mediante el uso del software de ingeniería DLT-CAD, sobre el cálculo de esfuerzo mecánico de los conductores de AAAC 2x120 mm², el cual ha sido sometido a diferentes hipótesis, indicando el tiro horizontal, tiro máximo y flecha.

Tabla 12: Esfuerzo mecánico del conductor 2x120 mm² con software DLT-Cad.

Conductor	AAAC-120					
Sección	Diam. Exterior	N° de hilos	Peso Unitario	Tiro de Rotula	M.E. Final	Coef. Dilatación
(mm ²)	(mm)		(Kg/m)	(Kg)	(Kg/mm ²)	(1/°C)
120	14	19	0.32	3662	615213	0.000023

Descripción	Hip. 1	Hip. 2	Hip. 3	Hip. 4
Nombre	Cond. Inicial	Temp. Mínima	Viento Máximo	Máxima Temperatura
% Tiro	18	60	60	60
Temperatura (°C)	23	10	10	40
V. Viento (Km/h)	0	0	60	0
M. Hielo (mm)	0	0	0	0

Vano	Desnivel	Hip. 1			Hip. 2			Hip. 3			Hip. 4		
(m)	(m)TiroH(Kg)	Tmax(Kg)	Flecha(m)	(m)TiroH(Kg)									
200	2	669.16	660.3	2.44	772.71	773.74	2.08	819.69	821.02	2.35	541.03	542.34	2.98
210	2.1	669.16	660.4	2.69	768.3	769.42	2.31	818.56	820.01	2.6	545.9	547.32	3.25
220	2.2	669.16	660.5	2.96	763.97	765.19	2.55	817.46	819.03	2.85	550.55	552.07	3.54
230	2.3	669.16	660.6	3.23	759.76	761.07	2.8	815.36	818.08	3.12	554.97	556.6	3.84
240	2.4	669.16	660.71	3.52	755.67	757.08	3.07	814.36	817.17	3.4	559.18	560.93	4.15
250	2.5	669.16	660.82	3.82	751.71	753.23	3.35	813.39	816.3	3.7	563.18	565.05	4.47
260	2.6	669.16	660.94	4.13	747.89	749.52	3.64	812.46	815.47	4	567	598.99	4.8
270	2.7	669.16	661.06	4.45	744.21	745.95	3.94	811.56	814.68	4.32	570.63	572.75	5.14
280	2.8	669.16	661.19	4.79	740.68	742.54	4.26	810.7	813.93	4.66	574.08	576.33	5.5
290	2.9	669.16	661.31	5.14	737.29	739.28	4.59	809.87	813.22	5	577.37	579.75	5.87
300	3	669.16	661.45	5.5	734.06	736.16	4.94	809.87	812.55	5.36	580.49	583.02	6.24
310	3.1	669.16	661.58	5.87	730.96	732.2	5.29	809.08	811.92	5.72	583.47	586.14	6.63
320	3.2	669.16	661.72	6.26	728.01	730.38	5.66	808.32	811.33	6.11	586.31	589.12	7.03
330	3.3	669.16	661.87	6.65	725.19	721.7	6.05	807.59	810.77	6.5	589.01	591.97	7.45
340	3.4	669.16	662.01	7.06	722.51	725.17	6.44	806.9	810.25	6.9	591.58	594.69	7.87
350	3.5	669.16	662.17	7.49	719.95	722.76	6.85	806.23	809.77	7.32	597.3	597.3	8.31
360	3.6	669.16	662.32	7.92	717.52	720.48	7.27	805.6	809.32	7.75	599.79	599.79	8.75

Fuente: Elaboración propia

Árbol de carga de estructura tipo anclaje - retención:

Mediante el software de ingeniería DLT-Cad se calculó el árbol de carga de la estructura A2+3, sin sobrecarga y con sobrecarga, cuyos resultados obtenidos de los esfuerzos vertical, longitudinal y transversal se indican en la tabla 13.

Tipo de estructura: Torre tipo A2+3

Conductor AAAC 2x120 mm²

Unidad fuerza (kg)

Tabla 13: Árbol de carga de la estructura N° 76 (con software DLT-Cad).

Sin Sobrecargas					
Punto	Carga (Kg)	Normal	F1	F2	F3
1	V	465.20	113.15	465.20	465.20
1	T	781.90	392.72	781.90	781.90
1	L	906.72	1360.08	906.72	906.72
2	V	465.20	465.20	113.15	465.20
2	T	781.90	781.90	392.72	781.90
2	L	906.72	906.72	1360.08	906.72
3	V	465.20	465.20	465.20	113.15
3	T	781.90	781.90	781.90	392.72
3	L	906.72	906.72	906.72	1360.08
Esfuerzo total en la torre	V	1,395.60	1,043.55	1,043.55	1,043.55
	T	2,345.70	1,956.52	1,956.52	1,956.52
	L	2,720.16	3,173.52	3,173.52	3,173.52
	Esf. total	3,591.88	3,728.16	3,728.16	3,728.16
Con Sobrecargas					
Punto	Carga (Kg)	Normal	F1	F2	F3
1	V	697.80	427.65	697.80	697.80
1	T	1133.76	569.44	1133.76	1133.76
1	L	1178.74	1768.10	1178.74	1178.74
2	V	697.80	697.80	427.65	697.80
2	T	1133.76	1133.76	569.44	1133.76
2	L	1178.74	1178.74	1768.10	1178.74
3	V	697.80	697.80	697.80	427.65
3	T	1133.76	1133.76	1133.76	569.44
3	L	1178.74	1178.74	1178.74	1768.10
Esfuerzo total en la torre	V	2,093.40	1,823.25	1,823.25	1,823.25
	T	3,401.28	2,836.96	2,836.96	2,836.96
	L	3,536.22	4,125.58	4,125.58	4,125.58
	Esf. total	4,906.48	5,006.87	5,006.87	5,006.87

Fuente: Elaboración propia

A continuación, mostramos en figura 19 el esquema gráfico de árbol de carga de la estructura angular tipo A2+3, sin sobrecarga y con sobrecarga, indicándonos los esfuerzos mecánicos tanto vertical, longitudinal y transversal, a la cual han sido sometidas las estructuras de transmisión.

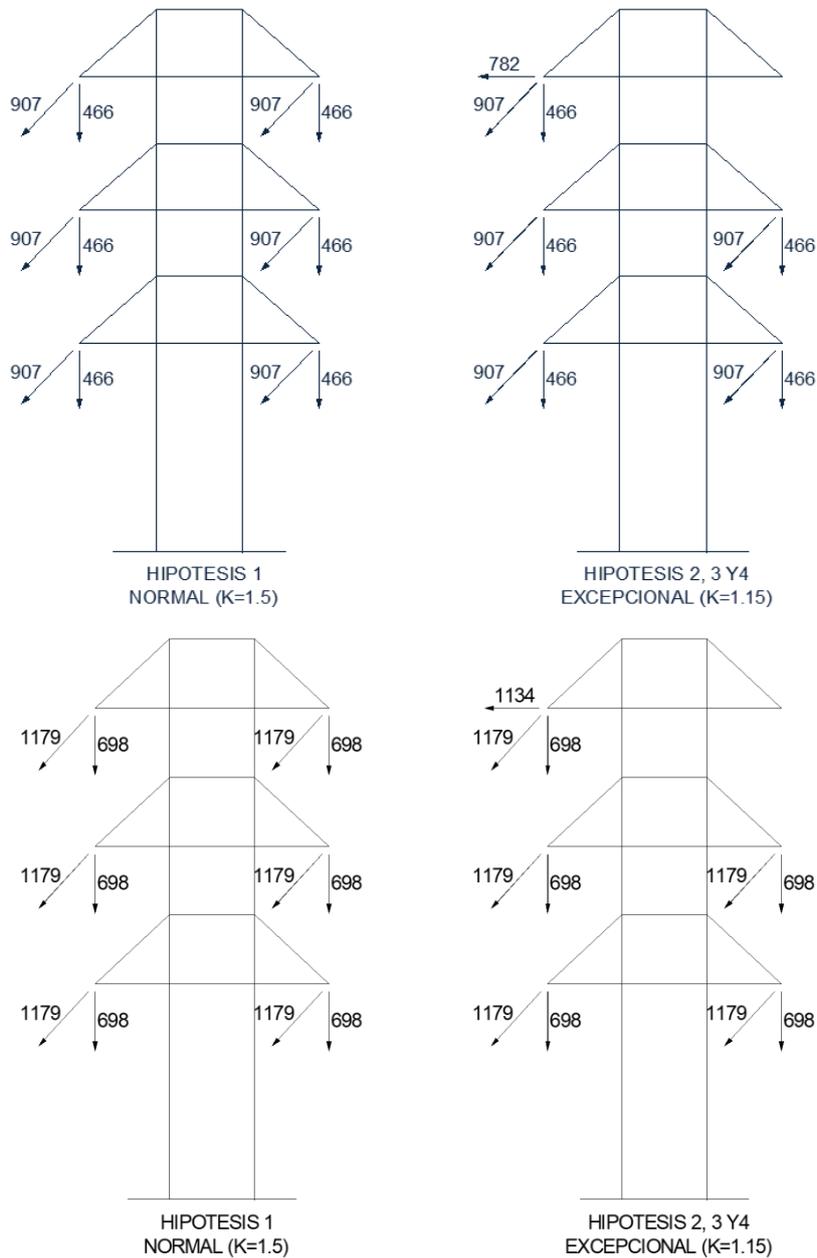


Figura 19: Árbol de carga de estructura tipo "A2+3" sin sobrecarga y con sobrecarga

Fuente: Elaboración propia

Árbol de carga de estructura tipo suspensión:

Mediante el software de ingeniería DLT-Cad se calculó el árbol de carga de la estructura S2+3, cuyos resultados de los esfuerzos mecánicos vertical, longitudinal y transversal se indican en la tabla 14.

Tipo de estructura: Torre tipo S2+3

Conductor AAAC 2x120 mm²

Unidad fuerza (kg)

Tabla 14: Árbol de carga de la estructura N° 20 (con software DLT-Cad).

Sin Sobrecargas					
Punto	Carga (Kg)	Normal	F1	F2	F3
1	V	465.20	113.15	465.20	465.20
1	T	222.75	285.10	222.75	222.75
1	L	0.00	680.04	0.00	0.00
2	V	465.20	465.20	113.15	465.20
2	T	222.75	222.75	285.10	222.75
2	L	0.00	0.00	680.04	0.00
3	V	465.20	465.20	465.20	113.15
3	T	222.75	222.75	222.75	285.10
3	L	0.00	0.00	0.00	680.04
Esfuerzo total en la torre	V	1,395.60	1,043.55	1,043.55	1,043.55
	T	668.25	730.60	730.60	730.60
	L	0.00	680.04	680.04	680.04
	Esf. total	668.25	998.11	998.11	998.11
Con Sobrecargas					
Punto	Carga (Kg)	Normal	F1	F2	F3
1	V	697.80	427.65	697.80	697.80
1	T	485.11	236.47	485.11	485.11
1	L	0.00	1016.60	0.00	0.00
2	V	697.80	697.80	427.65	697.80
2	T	485.11	485.11	236.47	485.11
2	L	0.00	0.00	1016.60	0.00
3	V	697.80	697.80	697.80	427.65
3	T	485.11	485.11	485.11	236.47
3	L	0.00	0.00	0.00	1016.60
Esfuerzo total en la torre	V	2,093.40	1,823.25	1,823.25	1,823.25
	T	1,455.33	1,206.69	1,206.69	1,206.69
	L	0.0	1,016.60	1,016.60	1,016.60
	Esf. total	1,455.33	1,577.84	1,577.84	1,577.84

Fuente: Elaboración propia

Seguidamente mostramos en figura 20, el esquema gráfico de árbol de carga de la estructura angular tipo S2+3, sin sobrecarga y con sobrecarga, indicándonos los esfuerzos mecánicos tanto vertical, longitudinal y transversal, a la cual han sido sometidas estas estructuras de transmisión.

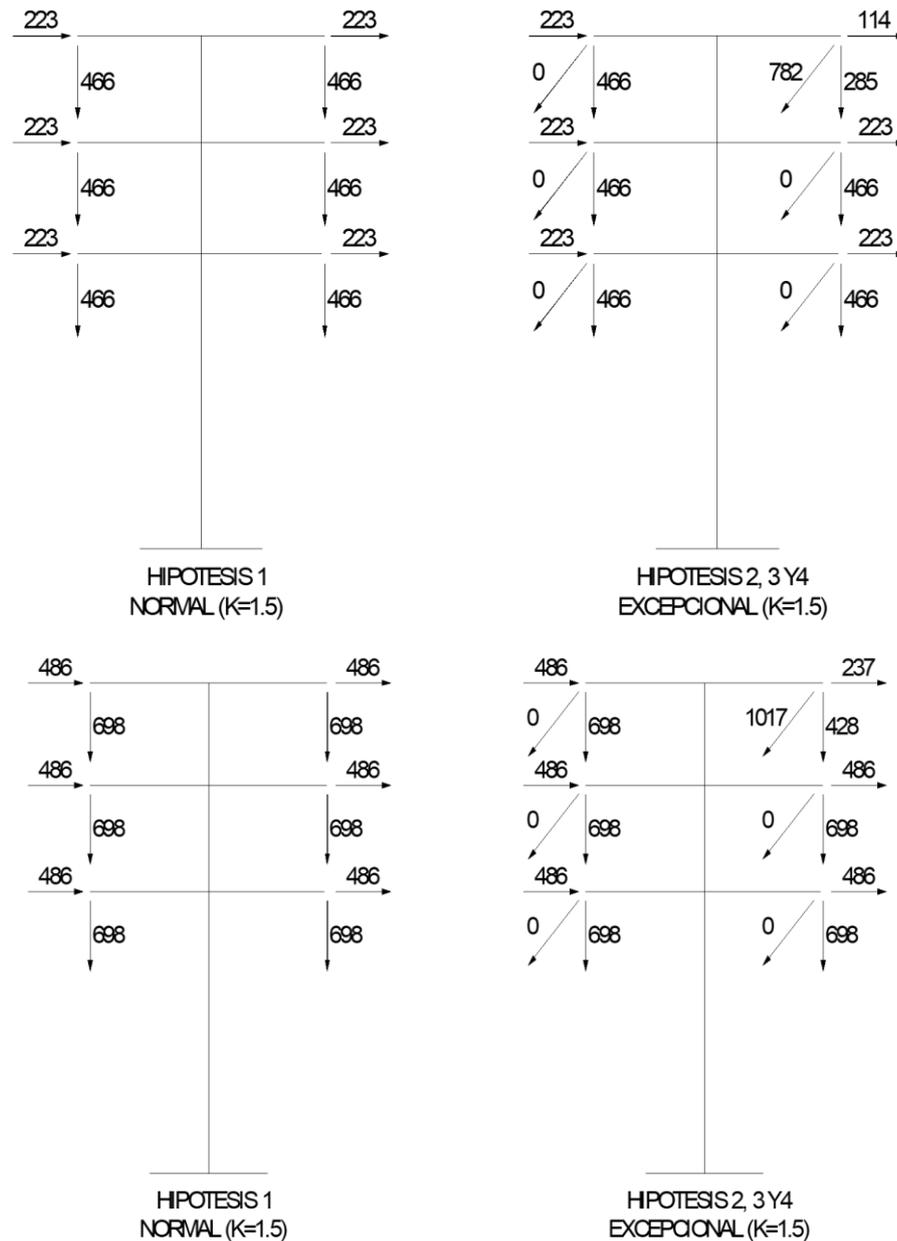


Figura 20: Árbol de carga de estructura tipo "S2+3" sin sobrecarga y con sobrecarga

Fuente: Elaboración propia

Considerando el cálculo del árbol de cargas para las estructuras tipo suspensión y anclaje – terminal, conlleva a lo siguiente:

- a). Reemplazo de 15 torres de anclaje – retención tipo “B” por torres tipo “A2” de mayor robustez acorde al nuevo cálculo de árbol de carga.
- b). Reforzamiento de 105 torres de suspensión tipo S2+0 y S2+3, dicho refuerzo se realizará principalmente en el cuerpo superior y perfiles de amarre de las extensiones +3, +0 y cuerpo común.
- c). Incremento a 14 torres de suspensión la altura en 2.4 m, los tipos S2+0 y S2+3, generando una nueva extensión de torre denominado S2+6.

De acuerdo al recalcu el nuevo árbol de carga, dio como resultado la siguiente planilla de estructuras, la cual se detalla en la tabla 15.

Tabla 15: *Resumen de planilla de estructuras modificada alternativa 2.*

Tipo de estructura	Función de la estructura	Altura efectiva (m) (amarre)	Cantidad (Und)
S2+6	Suspensión	18.90	04
S2+3	Suspensión	15.90	77
S2+0	Suspensión	12.90	24
A2+3	Anclaje	15.90	8
A2+0	Anclaje	12.90	7
Total:			120

Fuente: Elaboración propia

Perfil de los conductores eléctricos con respecto a la superficie de la línea de transmisión:

A continuación, en figura 21 se presenta el perfil de los conductores de la línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Íllimo, modelado con software de ingeniería DLT-CAD y con una carga de 20 MVA y temperatura máxima de 40° C, antes de incrementar la altura a las estructuras los conductores incumplían con la DMS y después del incremento de altura si cumplen con la DMS.

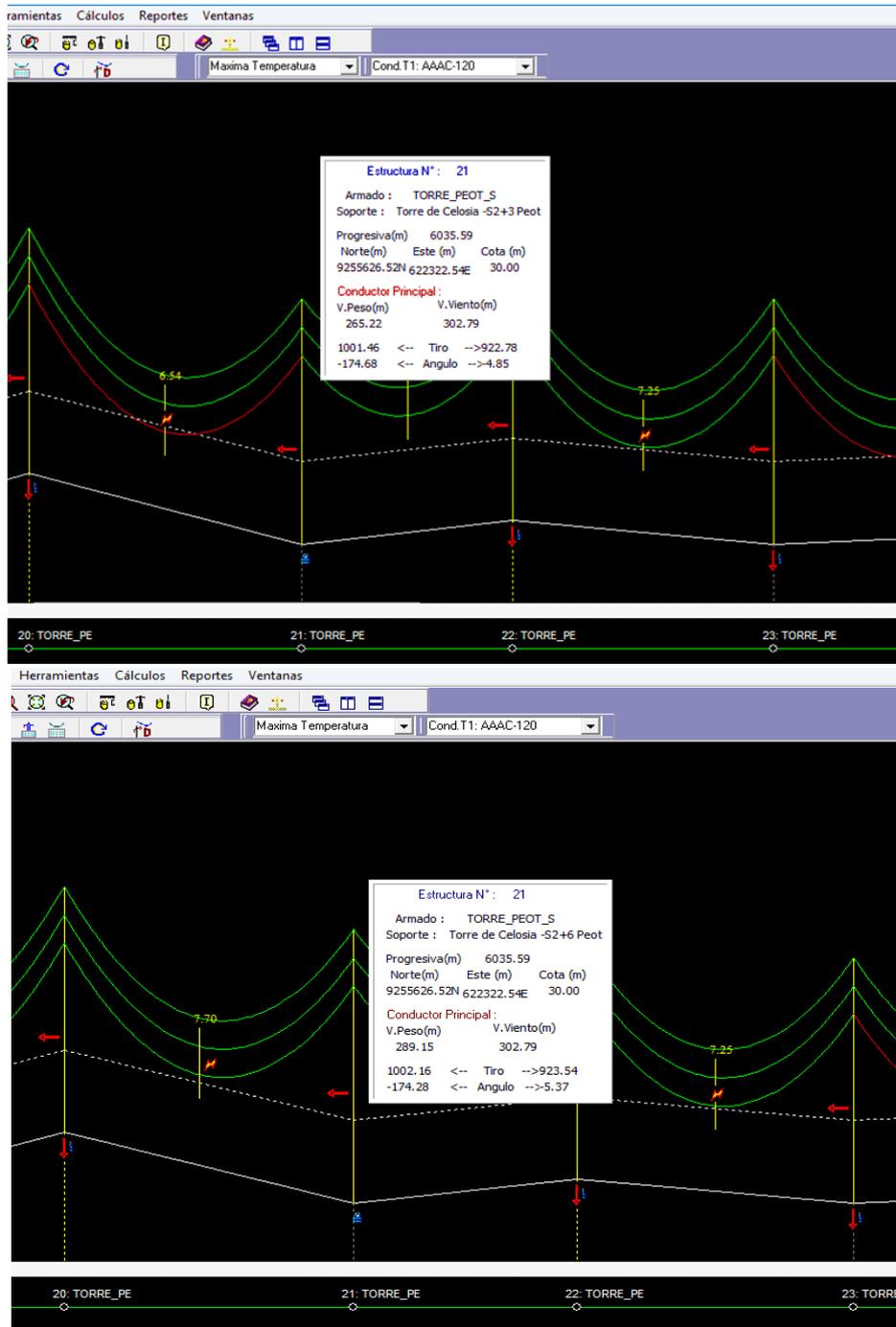


Figura 21: Conductor eléctrico antes y después de incrementar la altura de las estructuras.

Fuente: Elaboración propia

4.5.3 Conductores de alta temperatura y baja flecha:

Como tercera alternativa se realizó el estudio para el uso de conductores de alta temperatura y baja flecha tipo ACCC de 160 mm²

Para el estudio de esta alternativa en tabla 16, se describe las características técnicas del conductor según el fabricante.

Tabla 16: Datos técnicos del conductor de alta temperatura (HTLS)

Item	Descripción	Unidad	Especificación
1.0	Material y tipo del conductor		ACCC
2.0	CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR		
2.1	Sección nominal	mm ²	160
2.2	Hilos trapezoidales	N°	19
2.3	Área calculada	mm ²	178.47
2.4	Peso del conductor	kg/km	477
2.5	Carga máxima de rotura	kg	5,205
2.6	Diámetro exterior del conductor	mm	15.50
2.7	Resistencia eléctrica a 20°C en CC	Ohm/km	0.1792
2.8	Módulo de elasticidad final	kN/mm ²	117.0
2.9	Coefficiente de dilatación final	1/°C	1.61x10 ⁻⁶
2.10	Temperatura de operación	°C	120
2.11	Temperatura máxima de operación	°C	175
3.0	CARACTERÍSTICAS HILOS DEL CONDUCTOR		
3.1	Diámetro y tolerancia	mm	3.10
3.2	Carga de rotura mínima	kg/mm ²	
3.3	Elongación a 250 mm	%	
3.4	Conductividad mínima (a 20° C)	% IACS	63

Fuente: Elaboración propia

Cálculo mecánico del conductor

Dichos cálculos establecieron los esfuerzos máximos y mínimos en las hipótesis correspondientes, los primeros determinaron la robustez de las estructuras y los segundos para la flecha máxima; además los distanciamientos entre fases.

Datos técnicos del conductor HTLS:

Designación	Conductor ACCC de 160 mm ²
Diámetro exterior	d=15.5 mm = 0.0155 m
Peso total	W= 477 kg/km = 0.477 kg/m
Resistencia de rotura	T _R = 5205.06 kg
Sección total	S= 178.47 mm ²
Módulo de elasticidad	E= 11934 kg/mm ²
Coefficiente de Dilatación	α= 0.00000161 °C ⁻¹
Vano promedio	a= 295 m

Inicialmente calculamos sobrecargas de viento (v=60 km/h)

Presión del viento

$$P = 0,007(V)^2 0,6 = 0,007(60)^2 0,6 = 15.12 \text{ kg} / \text{mm}^2$$

Fuerza del viento

$$W_v = Pd = 15.12(0.0155) = 0.2344 \text{ kg} / \text{m}$$

Peso aparente

$$W' = \sqrt{W_v^2 + W} = \sqrt{0.2344^2 + 0.477^2} = 0.5315 \text{ kg} / \text{m}$$

La ecuación de cambio de hipótesis es

$$t_2^2 (t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)) = \frac{a^2 w^2 E}{24} m_2^2$$

Dónde:

$$K_1 = t_1 - \frac{a^2 m_1^2 w^2 E}{24 t_1^2}$$

Peso específico del conductor

$$w = \frac{W}{S} = \frac{0.477}{178.47} = 0.00267 \left(\frac{kg}{m - mm^2} \right)$$

A. Hipótesis de Viento Máximo (P+V; $\theta_1=10^\circ\text{C}$)

$$W_1' = 0.5315 \text{ kg} / m$$

El conductor está sometido a un peso

$$w_1 = \frac{W}{S} = \frac{0.5315}{178.47} = 0.00298 \left(\frac{kg}{m - mm^2} \right)$$

El coeficiente de sobrecarga será:

$$m_1 = \frac{W_1'}{W} = \frac{0.5315}{0.477} = 1.11$$

Tensión de trabajo

$$T_1 = 5205.06(0.2) = 1041.012 \text{ kg}$$

Tensión de trabajo específico

$$t_1 = \frac{T}{S} = \frac{1041.01}{178.47} = 5.8330 \left(\frac{kg}{mm^2} \right)$$

La flecha será:

$$f_1 = \frac{a^2 w_1}{8 t_1} = \frac{(295)^2 0.00298}{8(5.8330)} = 5.55 \text{ m}$$

B. Hipótesis de Máxima Temperatura (P+0; $\theta_2=40^\circ\text{C}$)

Tenemos los siguientes datos iniciales:

$$t_1 = 5.8330 \left(\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right); w_1 = 0.00298 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m} - \text{mm}^2} \right); \theta_1 = 10^\circ\text{C};$$

$$K_1 = 5.8330 - \frac{(295)^2 (1.11)^2 (0.00267)^2 (11934)}{24(5.8330)^2} = -5.45 \left(\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right)$$

Los datos de la hipótesis de flecha máxima son:

$$w_2 = 0.00276 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m} - \text{mm}^2} \right); \theta_2 = 40^\circ\text{C}; m_2 = 1$$

Aplicando la ecuación de cambio de hipótesis

$$t_2^2 (t_2 + 5.45 + (0.00000161)(11934)(40 - 10)) = \frac{(295)^2 (0.00276)^2 (11934)}{24} (1)^2$$

$$t_2 = 5.24 \left(\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right)$$

La flecha para esta hipótesis será:

$$f_2 = \frac{a^2 w_2}{8 t_2} = \frac{(295)^2 0.00276}{8(5.24)} = 5.54 \text{ m}$$

Los datos de la hipótesis para máxima temperatura de operación son:

$$w_2 = 0.00276 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m} - \text{mm}^2} \right); \theta_2 = 175^\circ\text{C}; m_2 = 1$$

Aplicando la ecuación de cambio de hipótesis

$$t_2^2 (t_2 + 5.45 + (0.00000161)(11934)(175 - 10)) = \frac{(295)^2 (0.00276)^2 (11934)}{24} (1)^2$$

$$t_2 = 4.8 \left(\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right)$$

La flecha para esta hipótesis será:

$$f_2 = \frac{a^2 w_2}{8t_2} = \frac{(295)^2 0.00276}{8(4.8)} = 6.06 \text{ m}$$

Resultados:

Seguidamente mediante el modelado con el software de ingeniería DLT-CAD, se calculó el esfuerzo mecánico de los conductores de ACCC 160 mm², el cual ha sido sometido a diferentes hipótesis de tiro horizontal, tiro máximo y flecha, el cual en tabla 17, se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 17: Esfuerzo mecánico del conductor ACCC 160 con software DLT-Cad

Conductor ACCC-160						
Sección	Diam. Exterior	N° de hilos	Peso Unitario	Tiro de Rotula	M.E. Final	Coef. Dilatación
(mm ²)	(mm)		(Kg/m)	(Kg)	(Kg/mm ²)	(1/°C)
178.47	15.5	19	0.48	5205.06	11934	0.0000161

Descripción	Hip. 1	Hip. 2	Hip. 3	Hip. 4
Nombre	Cond. Inicial	Temp. Mínima	Viento Máximo	Máxima Temperatura
% Tiro	18	60	60	60
Temperatura (°C)	23	10	10	40
V. Viento (Km/h)	0	0	60	0
M. Hielo (mm)	0	0	0	0

Vano	Desnivel	Hip. 1		Hip. 2		Hip. 3		Hip. 4					
(m)	(m)TiroH(Kg)	Tmax(Kg)	Flecha(m)	(m)TiroH(Kg)									
200	2	936.91	938.65	2.55	947.2	948.93	2.52	994.51	996.51	2.67	923.68	925.43	2.58
210	2.1	936.91	938.8	2.81	946.75	948.62	2.78	996.58	998.75	2.94	924.26	926.17	2.85
220	2.2	936.91	938.95	3.08	946.32	948.34	3.05	998.56	1000.91	3.22	924.82	926.88	3.12
230	2.3	936.91	939.11	3.37	95.9	948.09	3.34	1000.46	1002.99	3.51	925.36	927.58	3.41
240	2.4	936.91	939.28	3.67	945.5	947.86	3.63	1002.28	1005	3.82	925.86	928.25	3.71
250	2.5	936.91	939.45	3.98	945.12	947.65	3.94	1004.01	1006.93	4.14	926.35	928.91	4.02
260	2.6	936.91	939.63	4.3	944.76	947.47	4.27	1005.67	1008.79	4.47	926.81	929.55	4.35
270	2.7	936.91	939.82	4.64	944.42	947.31	4.6	1007.25	1010.57	4.81	927.25	930.18	4.69
280	2.8	936.91	940.01	4.99	944.1	947.17	4.95	1008.75	1012.29	5.17	927.66	930.78	5.04
290	2.9	936.91	940.2	5.35	943.79	947.06	5.32	1010.18	1013.94	5.53	928.06	931.38	5.41
300	3	936.91	940.41	5.73	943.5	946.97	5.69	1011.54	1015.53	5.91	928.43	931.95	5.78
310	3.1	936.91	940.62	6.12	943.22	946.9	6.08	1012.83	1017.06	6.31	928.79	932.52	6.17
320	3.2	936.91	940.83	6.52	942.95	946.85	6.48	1014.06	1018.53	6.71	929.13	933.07	6.58
330	3.3	936.91	941.05	6.93	942.7	946.83	6.89	1015.23	1019.95	7.13	929.44	933.61	6.99
340	3.4	936.91	941.28	7.36	942.47	946.82	7.32	1016.34	1021.32	7.56	929.75	934.14	7.42
350	3.5	936.91	941.51	7.8	942.24	946.83	7.76	1017.4	1022.64	8	930.03	934.66	7.86
360	3.6	936.91	941.75	8.25	942.03	946.85	8.21	1018.41	1023.91	8.46	930.31	935.18	8.31

Fuente: Elaboración propia

Árbol de carga de estructura tipo anclaje - retención:

Mediante el software de ingeniería DLT-Cad se calculó el árbol de carga de la estructura A2+3, referente a los esfuerzos mecánicos vertical, longitudinal y transversal cuyos resultados obtenidos, se indican en la tabla 18.

Tipo de estructura: Torre tipo A2+3

Conductor ACCC 160 mm²

Unidad fuerza (kg)

Tabla 18: Árbol de carga de la estructura N° 76 (con software DLT-Cad)

Sin Sobrecargas					
Punto	Carga (Kg)	Normal	F1	F2	F3
1	V	339.19	227.10	339.19	339.19
1	T	516.93	259.34	516.93	516.93
1	L	678.27	1017.40	678.27	678.27
2	V	339.19	339.19	227.10	339.19
2	T	516.93	516.93	259.34	516.93
2	L	678.27	678.27	1017.40	678.27
3	V	339.19	339.19	339.19	227.10
3	T	516.93	516.93	516.93	259.34
3	L	678.27	678.27	678.27	1017.40
Esfuerzo total en la torre	V	1,017.57	905.48	905.48	905.48
	T	1,550.79	1,293.20	1,293.20	1,293.20
	L	2,034.81	2,373.94	2,373.94	2,373.94
	Esf. total	2,558.40	2,703.32	2,703.32	2,703.32
Con Sobrecargas					
Punto	Carga (Kg)	Normal	F1	F2	F3
1	V	508.79	340.64	508.79	508.79
1	T	756.50	380.16	756.50	756.50
1	L	881.75	1322.62	881.75	881.75
2	V	508.79	340.64	340.64	508.79
2	T	756.50	380.16	380.16	756.50
2	L	881.75	1322.62	1322.62	881.75
3	V	508.79	340.64	508.79	340.64
3	T	756.50	380.16	756.50	380.16
3	L	881.75	1322.62	881.75	1322.62
Esfuerzo total en la torre	V	1,526.37	1,358.22	1,358.22	1,358.22
	T	2,269.50	1,893.16	1,893.16	1,893.16
	L	2,645.25	3,086.12	3,086.12	3,086.12
	Esf. total	3,485.39	3,620.52	3,620.52	3,620.52

Fuente: Elaboración propia

A continuación, mostramos en figura 22 el esquema gráfico de árbol de carga de la estructura angular tipo A2+3, sin sobrecarga y con sobrecarga, indicándonos los esfuerzos mecánicos tanto vertical, longitudinal y transversal, a la cual han sido sometidas estas estructuras de transmisión.

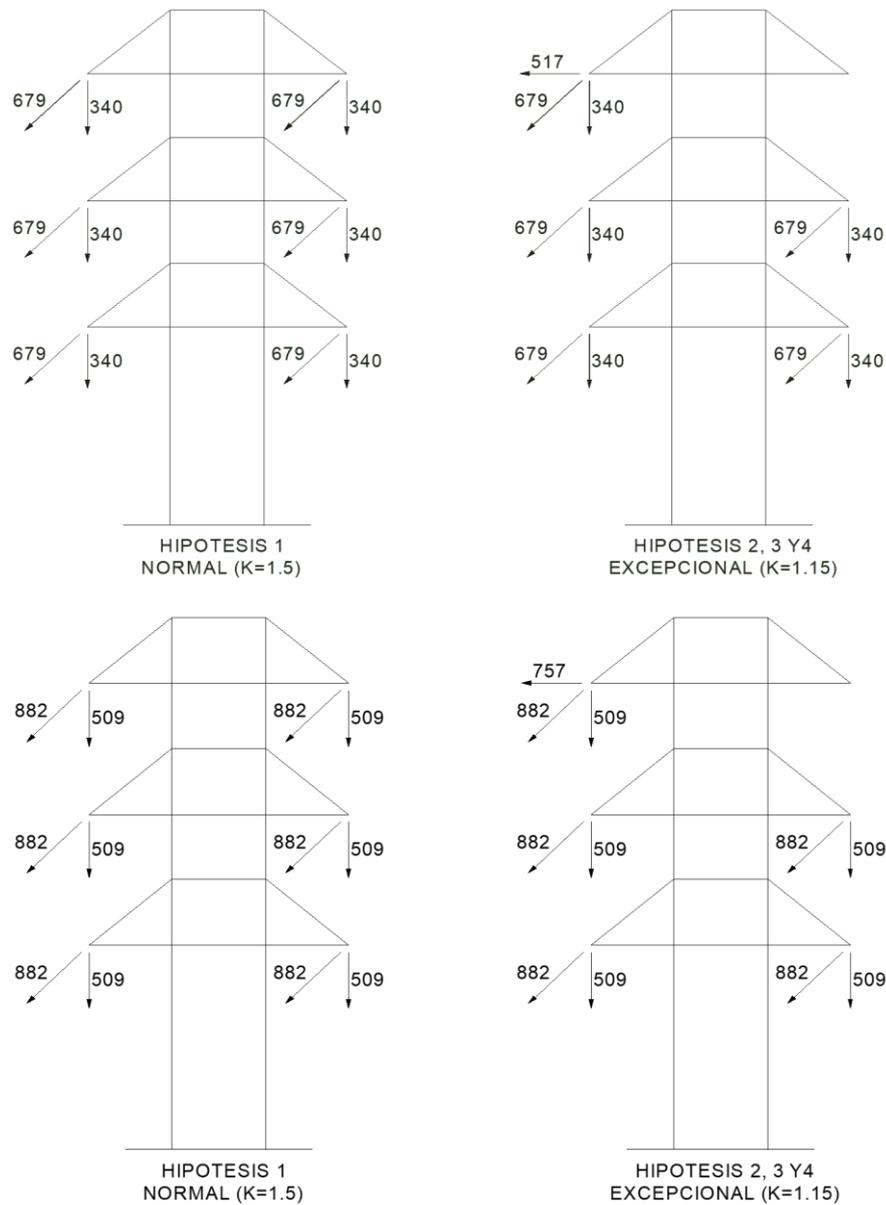


Figura 22: Árbol de carga de estructura tipo "A2+3" sin sobrecarga y con sobrecarga

Fuente: Elaboración propia

Árbol de carga de estructura tipo suspensión:

Mediante el software de ingeniería DLT-Cad se calculó el árbol de carga de la estructura S2+3, referente a los esfuerzos mecánicos vertical, horizontal y transversal y cuyos resultados obtenidos, se detallan en la tabla 19.

Tipo de estructura: Torre tipo S2+3

Conductor ACCC 160 mm²

Unidad fuerza (kg).

Tabla 19: Árbol de carga de la estructura N° 20 (con software DLT-Cad)

Sin Sobrecargas					
Punto	Carga (Kg)	Normal	F1	F2	F3
1	V	339.19	227.10	339.19	339.19
1	T	113.69	57.57	113.69	113.69
1	L	0.00	508.70	0.00	0.00
2	V	339.19	339.19	227.10	339.19
2	T	113.69	113.69	57.57	113.69
2	L	0.00	0.00	508.70	0.00
3	V	339.19	339.19	339.19	227.10
3	T	113.69	113.69	113.69	57.57
3	L	0.00	0.00	0.00	508.70
Esfuerzo total en la torre	V	1,017.57	905.48	905.48	905.48
	T	341.07	284.95	284.95	284.95
	L	0.00	508.70	508.70	508.70
	Esf. total	341.07	593.07	593.07	593.07
Con Sobrecargas					
Punto	Carga (Kg)	Normal	F1	F2	F3
1	V	508.79	340.64	508.79	508.79
1	T	234.13	118.97	234.13	234.13
1	L	0.00	661.31	0.00	0.00
2	V	508.79	508.79	340.64	508.79
2	T	234.13	234.13	118.97	234.13
2	L	0.00	0.00	661.31	0.00
3	V	508.79	508.79	508.79	340.64
3	T	234.13	234.13	234.13	118.97
3	L	0.00	0.00	0.00	661.31
Esfuerzo total en la torre	V	1,526.37	1,358.22	1,358.22	1,358.22
	T	702.39	587.23	587.23	587.23
	L	0.00	661.31	661.31	661.31
	Esf. total	702.39	884.40	884.40	884.40

Fuente: Elaboración propia

Seguidamente mostramos en figura 23, el esquema gráfico de árbol de carga de la estructura angular tipo S2+3, sin sobrecarga y con sobrecarga, indicándonos los esfuerzos mecánicos tanto vertical, longitudinal y transversal, a la cual han sido sometidas estas estructuras de transmisión.

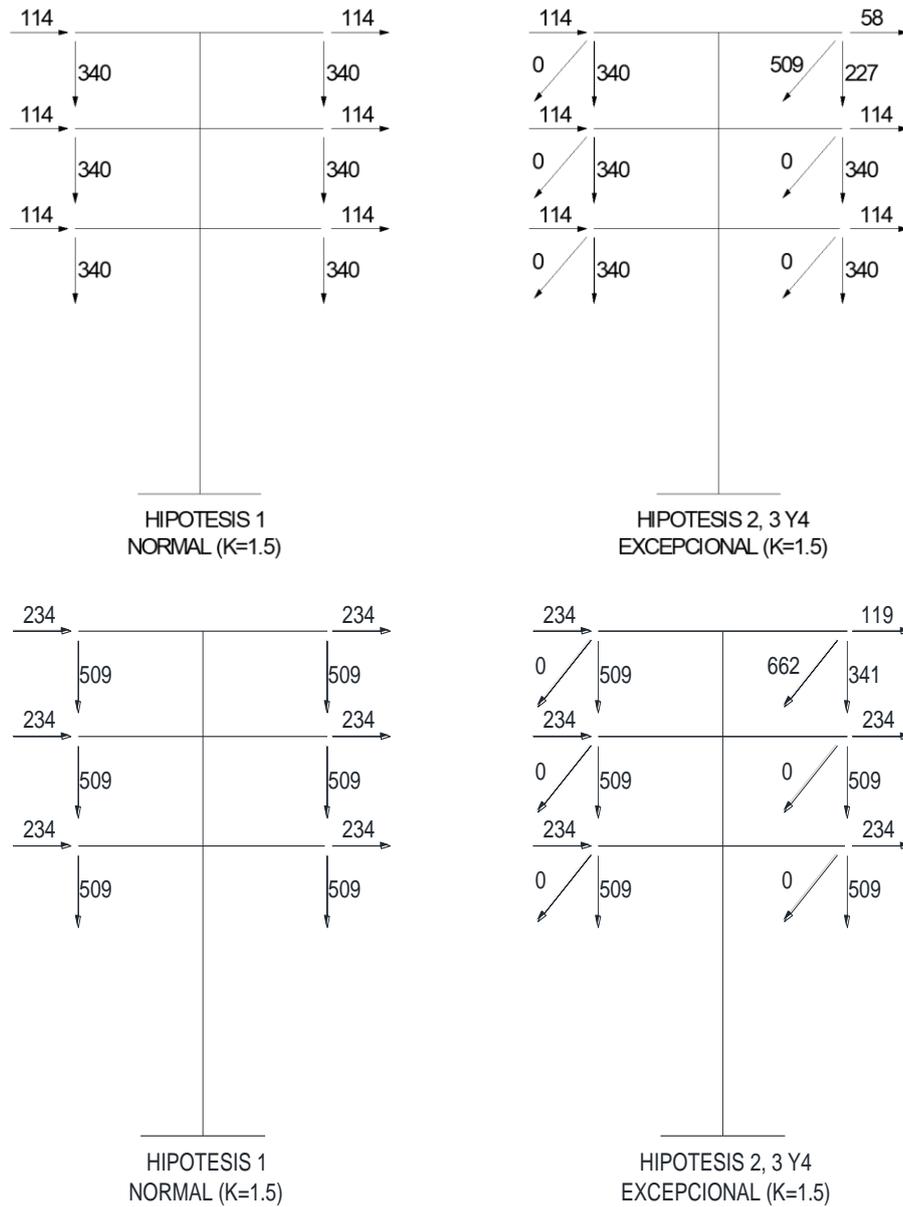


Figura 23: Árbol de carga de estructura tipo "S2+3" sin sobrecarga y con sobrecarga.

Fuente: Elaboración propia

Considerando el cálculo del árbol de cargas para las estructuras tipo suspensión y anclaje – terminal, conlleva a lo siguiente:

- a). Reemplazo las 15 torres de anclaje – retención tipo “B” por torres tipo “A2” de mayor robustez acorde al nuevo recalcu de árbol de carga.
- b). Reforzamiento las 105 torres de suspensión tipo S2+0 y S2+3, dicho refuerzo se realizará reemplazando los 04 montantes del cuerpo superior.
- c). Incremento 22 torres de suspensión la altura en 2.4 m, los tipos S2+0 y S2+3, generando una nueva extensión de torre denominado S2+6.

De acuerdo al recalcu el nuevo árbol de carga, dio como resultado la siguiente planilla de estructuras la cual se detalla en tabla 20.

Tabla 20: *Resumen de planilla de estructuras modificada alternativa 3.*

Tipo de estructura	Función de la estructura	Altura efectiva (m) (amarre)	Cantidad (Und)
S2+0	Suspensión	12.90	10
S2+3	Suspensión	15.90	75
S2+6	Suspensión	18.90	20
A2+3	Anclaje	15.90	9
A2+0	Anclaje	12.90	6
Total:			120

Fuente: Elaboración propia

Perfil de los conductores eléctricos de la línea de transmisión con respecto a la superficie:

A continuación, en figura 24 se presenta el perfil de los conductores de la línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Íllimo, modelado con software de ingeniería DLT-CAD, con una carga de 20 MVA y temperatura máxima de 40° C, antes de incrementar la altura a las estructuras los conductores incumplían con la DMS y después del incremento de la altura si cumplen con la DMS.

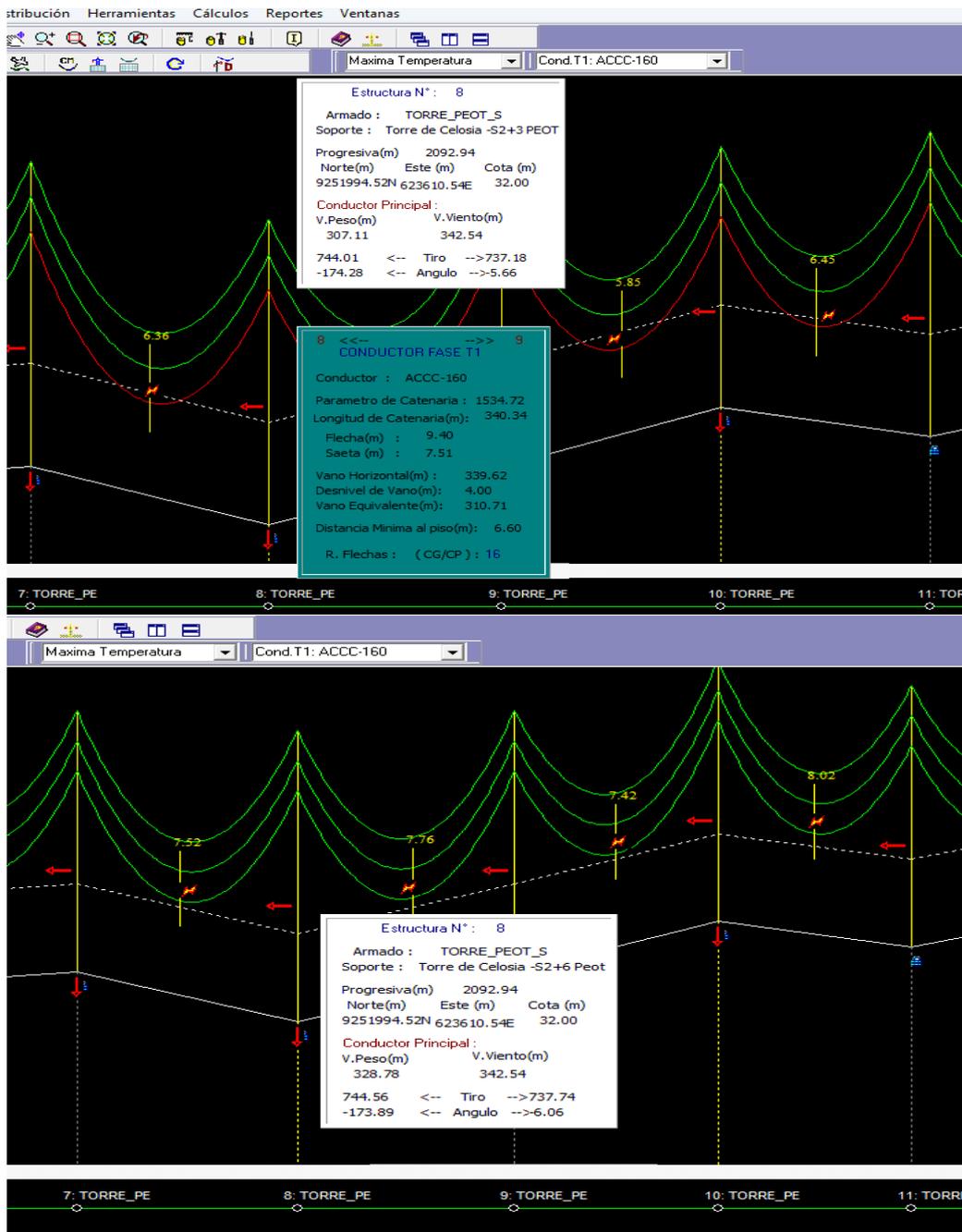


Figura 24: Conductor eléctrico antes y después de incrementar la altura de las estructuras.

Fuente: Elaboración propia

4.6. Estudio económico de las alternativas para repotenciar la línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Illimo:

A continuación, se presenta el estudio económico realizado a las tres alternativas seleccionadas.

4.6.1. Reemplazo de conductor eléctrico por uno de mayor sección

Como primera alternativa se estudió reemplazar el conductor de AAAC de 120 mm² existente por el conductor AAAC de 240 mm².

4.6.1.1. Presupuesto de suministro de materiales:

Se determinó el presupuesto del suministro de materiales para esta alternativa se habiendo realizado las indagaciones de los materiales a precio de mercado, el cual se describe en la tabla 21, tanto los materiales para la línea de transmisión como de las celdas en 60 kV.

Tabla 21: Suministro de materiales de línea de transmisión L-6032/L-6033 y celdas de salida 60 kV.

LINEA DE TRANSMISIÓN 60 kV					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	COSTO UNITARIO S/.	COSTO PARCIAL S/.
1	Conductor de aleación de aluminio 240 mm ²	km	216	11,814.00	2,551,824.00
2	Aislador polimérico 60 kV	Und	912	460.00	419,520.00
3	Ferretería eléctrica y accesorios	Glb	1	263,442.24	263,442.24
4	Suministro de estructuras metálicas tipo anclaje - retención	Und	15	65,000.00	975,000.00
5	Suministro de perfiles y pernos de F° G° para reforzamiento de torres tipo S2	Und	105	15,202.01	1'596,211.05
6	Suministro de perfiles y pernos de F° G° para adición de cuerpo superior tipo S2	Und	29	5,179.63	150,209.27
Sub total S/.					5'956,206.56

CELDAS DE SALIDA 60 kV

7	Transformador de Corriente 60 kV: Aislador Porcelana 31 mm /kV, Ic lth= 20 kA, 3x15VA-5P20, 15VA Cl. 0,2 , Relación de 400-200/1/1/1A. Incluye estructura soporte y caja de agrupamiento.	Und	06	45,000.0	270,000.00
8	Conductor de aleación de aluminio 240 mm ²	km	0.40	11,814.00	4,725.60
9	Aislador polimérico 60 kV	Und	30	460.00	13,800.00
10	Ferretería eléctrica y accesorios	Glb	1	13,656.00	13,656.00
Sub total S/.					302,181.60
Costo total S/.					6'258,388.16

Fuente: Elaboración propia

4.6.1.2. Presupuesto de montaje electromecánico:

Se determinó el presupuesto del desmontaje y montaje electromecánico para esta alternativa habiendo realizado las indagaciones a precio de mercado, el cual se describe en la tabla 22, tanto para la línea de transmisión y celdas en 60 kV.

Tabla 22: A). *Desmontaje y montaje electromecánico de línea de transmisión y celda de salida 60 kV L-6032/L-6033*

DESMONTAJE DE LINEA DE TRANSMISIÓN 60 kV					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	COSTO UNITARIO S/.	COSTO PARCIAL S/.
1	Conductor de aleación de aluminio de 120 mm ²	km	216	2,900.00	626,400.00
2	Aisladores poliméricos y ferretería eléctrica	Und	912	60.00	54,720.00
3	Conductores y transformadores de corriente en celdas 60 kV SECHO	Glb	1	13,388.00	13,388.00
Sub total S/.					694,508.00
MONTAJE DE LINEA DE TRANSMISIÓN 60 kV					
4	Tendido y flechado de conductor de aleación de aluminio 240 mm ²	km	216	6.000	1'296,000.00
5	Montaje de aisladores y ferretería eléctrica	Und	912	105.00	95,760.00
6	Montaje de estructuras metálicas tipo anclaje - retención	Und	15	45,600.00	684,000.00
7	Montaje de perfiles y pernos de F° G° para reforzamiento de torres tipo S2	Und	105	5,696.86	598,170.30
8	Montaje de perfiles y pernos de F° G° para adición de cuerpo superior tipo S2	Und	29	2,868.00	83,172.00
9	Montaje de conductores y transformadores de corriente en celdas de 60 kV SECHO	Glb	1	25,000.00	25,000.00
10	Pruebas eléctricas y puesta en servicio.	Glb	1	45,000.00	45,000.00
Sub total S/.					2'827,102.30
Costo total S/.					3'521,610.30

Fuente: Elaboración propia

Considerando esta alternativa tenemos un costo directo ascendente a la suma de S/. 9'779,998.46.

4.6.2. Instalación de mayor número de conductores por fase:

Como segunda alternativa se estudió el uso de dos conductores por fase de AAAC de 120 mm² (haz de 02 conductores).

4.6.2.1. Presupuesto de suministro de materiales

Se determinó el presupuesto del suministro de materiales para esta alternativa, habiendo realizado las indagaciones de los materiales a precio de mercado, el cual se describe en la tabla 23, tanto de los materiales para la línea de transmisión como de las celdas en 60 kV.

Tabla 23: *Suministro de materiales de línea de transmisión L-6032/L-6033 y celdas de salida 60 kV.*

LINEA DE TRANSMISIÓN 60 kV					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	COSTO UNITARIO S/.	COSTO PARCIAL S/.
1	Conductor de aleación de aluminio 120 mm ²	km	432	5,676.00	2'452,032.00
2	Aislador polimérico 60 kV	Und	912	460.00	419,520.00
3	Ferretería eléctrica y accesorios	Glb	1	594,437.04	594,437.04
4	Suministro de estructuras metálicas tipo anclaje - retención	Und	15	65,000.00	975,000.00
5	Suministro de perfiles y pernos de F° G° para reforzamiento de torres tipo S2	Und	105	15,202.01	1'596,211.05
6	Suministro de perfiles y pernos de F° G° para adición de cuerpo superior tipo S2	Und	14	5,179.63	72,514.82
Sub total S/.					6'109,714.91

CELDAS DE SALIDA 60 kV

7	Transformador de Corriente 60 kV: Aislador Porcelana 31 mm /kV, Ic lth= 20 kA, 3x15VA-5P20, 15VA Cl. 0,2 , Relación de 400-200/1/1/1A. Incluye estructura soporte y caja de agrupamiento.	Und	06	45,000.0	270,000.00
8	Conductor de aleación de aluminio 240 mm ²	km	0.40	11,814.00	4,725.60
9	Aislador polimérico 60 kV	Und	30	460.00	13,800.00
10	Ferretería eléctrica	Glb	1	13,656.00	13,656.00
Sub total S/.					302,181.60
Costo total S/.					6´411,896.51

Fuente: Elaboración propia

4.6.2.2. Presupuesto de montaje electromecánico

Se determinó el presupuesto del desmontaje y montaje electromecánico para esta alternativa, habiendo realizado las indagaciones a precio de mercado, el cual se describe en la tabla 24, tanto para la línea de transmisión y para la celda en 60 kV.

Tabla 24: *Desmontaje y montaje electromecánico de línea de transmisión y celda de salida 60 kV L-6032/L-6033*

DESMONTAJE DE LINEA DE TRANSMISIÓN 60 kV					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	COSTO UNITARIO S/.	COSTO PARCIAL S/.
1	Conductor de aleación de aluminio de 120 mm ²	km	216	2,900.00	626,400.00
2	Aisladores y ferretería eléctrica	Und	912	60.00	54,720.00
3	Conductor y transformadores de corriente en celdas 60 kV SECHO	Glb	1	13,388.00	13,388.00
Sub total S/.					694,508.00
MONTAJE DE LINEA DE TRANSMISIÓN 60 kV					
4	Tendido y flechado de conductor de aleación de aluminio 240 mm ²	km	432	3,000.00	1'296,000.00
5	Montaje de aisladores, ferretería eléctrica.	Und	912	105.00	95,760.00
6	Instalación de espaciadores de conductores	Und	3,606	85.00	306,510.00
7	Montaje de estructuras metálicas tipo anclaje - retención	Und	15	45,600.00	684,000.00
8	Montaje de perfiles y pernos de F° G° para reforzamiento de torres tipo S2	Und	105	5,696.86	598,170.30
9	Montaje de perfiles y pernos de F° G° para adición de cuerpo superior tipo S2	Und	14	2,868.00	40,152.00
10	Montaje de conductores y transformadores de corriente en celdas de 60 kV SECHO	Glb	1	25,000.00	25,000.00
11	Pruebas eléctricas y puesta en servicio.	Glb	1	45,000.00	45,000.00
Sub total S/.					3'090,592.30
Costo total S/.					3'785,100.30

Fuente: Elaboración propia

Considerando esta alternativa tenemos un costo directo ascendente a la suma de S/. 10'196,996.81.

4.6.3. Conductores de alta temperatura y baja flecha:

Como tercera alternativa se estudió el uso de conductores de alta temperatura y baja flecha tipo ACCC de 160 mm².

4.6.3.1. Presupuesto de suministro de materiales

Se determinó el presupuesto del suministro de materiales para esta alternativa, habiendo realizado las indagaciones de los materiales a precio de mercado, el cual se describe en la tabla 25, tanto para la línea de transmisión como para las celdas en 60 kV.

Tabla 25: Suministro de materiales de línea de transmisión L-6032/L-6033 con conductor de alta temperatura (HTLS).

LINEA DE TRANSMISIÓN 60 kV					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	COSTO UNITARIO S/.	COSTO PARCIAL S/.
1	Conductor HTLS tipo ACCC de 160 mm ²	km	216	20,680.00	4'466,880.00
2	Aislador polimérico 60 kV	Und	912	460.00	419,520.00
3	Terminal tubular de compresión	Und	192	1,012.00	194,304.00
4	Abrazadera de suspensión	Und	720	158.40	114,048.00
5	Amortiguador de vibración PDZ	Und	1440	110.00	158,400.00
6	Varilla de armar preformada p/ conductor ACCC 160 mm ²	Und	720	28.50	20,520.00
7	Grillete recto Ø16 mm ² A°G°	Und	912	33.20	30,278.40
8	Adaptador horquilla–ojo A°G°	Und	912	54.00	49,248.00
9	Junta de empalmes tubulares	Und	36	484.00	17,424.00
10	Suministro de estructuras metálicas tipo anclaje - retención	Und	15	65,000.00	975,000.00
11	Suministro de perfiles y pernos de F° G° para reforzamiento de torres tipo S2	Und	105	2,038.70	214,063.50
12	Suministro de perfiles y pernos de F° G° para adición de cuerpo superior tipo S2	Und	22	5,179.63	113,951.86
Sub total S/.					6'773,637.76

CELDA DE SALIDA 60 kV

13	Transformador de Corriente 60 kV: Aislador Porcelana 31 mm /kV, Ic Ith= 20 kA, 3x15VA-5P20, 15VA Cl. 0,2 , Relación de 400-200/1/1/1A. Incluye estructura soporte y caja de agrupamiento.	Und	06	45,000.0	270,000.00
14	Conductor de aleación de aluminio 240 mm ²	km	0.40	11,814.00	4,725.60
15	Aislador polimérico 60 kV	Und	30	460.00	13,800.00
16	Ferretería eléctrica	Glb	1	13,656.00	13,656.00
Sub total S/.					302,181.60
Costo total S/.					7'075,819.36

Fuente: Elaboración propia

4.6.3.2. Presupuesto de montaje electromecánico

Se determinó el presupuesto del desmontaje y montaje electromecánico para esta alternativa, habiendo realizado las indagaciones a precio de mercado, el cual se describe en la tabla 26, tanto para la línea de transmisión y celdas en 60 kV.

Tabla 26: *Desmontaje y montaje electromecánico de línea de transmisión y celda de salida 60 kV L-6032/L-6033.*

DESMONTAJE DE LINEA DE TRANSMISIÓN 60 kV					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	COSTO UNITARIO S/	COSTO PARCIAL S/.
1	Conductor de aleación de aluminio de 120 mm ²	km	216	2,900.00	626,400.00
2	Aisladores y ferretería eléctrica	Und	912	60.00	54,720.00
3	Conductores y transformador de corriente en celdas 60 kV SECHO	Glb	1	13,388.00	13,388.00
Sub total S/.					694,508.00
MONTAJE DE LINEA DE TRANSMISIÓN 60 kV					
4	Tendido y flechado de conductor de aleación de aluminio 240 mm ²	km	216	10,000.00	2'160,000.00
5	Montaje de aisladores y ferretería eléctrica	Und	912	105.00	95,760.00
6	Montaje de estructuras metálicas tipo anclaje - retención	Und	15	45,600.00	684,000.00
7	Montaje de perfiles tipo montantes y pernos de F° G° para reforzamiento de torres tipo S2.	Und	105	2,848.43	299,085.15
8	Montaje de perfiles y pernos de F° G° para adición de cuerpo superior tipo S2	Und	22	2,868.00	63,096.00
9	Montaje de conductores y transformadores de corriente en celdas de 60 kV SECHO	Glb	1	25,000.00	25,000.00
10	Pruebas eléctricas y puesta en servicio.	Glb	1	45,000.00	45,000.00
Sub total S/.					2'939,941.15
Costo total S/.					3'634,449.15

Considerando esta alternativa tenemos un costo directo ascendente a la suma de S/. 10'710,268.51

4.7. Simulación de flujo de potencia con software de ingeniería para determinar el efecto de las alternativas técnicas aplicadas en la línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Íllimo:

4.7.1. Reemplazo de conductor por uno de mayor sección.

Como primera alternativa se estudió el reemplazo del conductor de AAAC de 120 mm² existente por el conductor AAAC de 240 mm².

4.7.1.1. Análisis de flujo de potencia en condición actual de carga:

En figura 25 se puede observar el reporte de simulación del flujo de potencia de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo, en doble terna con conductor de 240 mm², realizado mediante el software de ingeniería Digsilent 15.1.7. La línea de transmisión en doble terna transporta en su máxima demanda 27.4 MW, para esta potencia transportada en la subestación Chiclayo oeste, se entregó una tensión en barra de 62 kV y recibiendo en la barra de la subestación Íllimo una tensión de 61.2 kV, manteniéndose el voltaje dentro de los parámetros de caída de tensión.

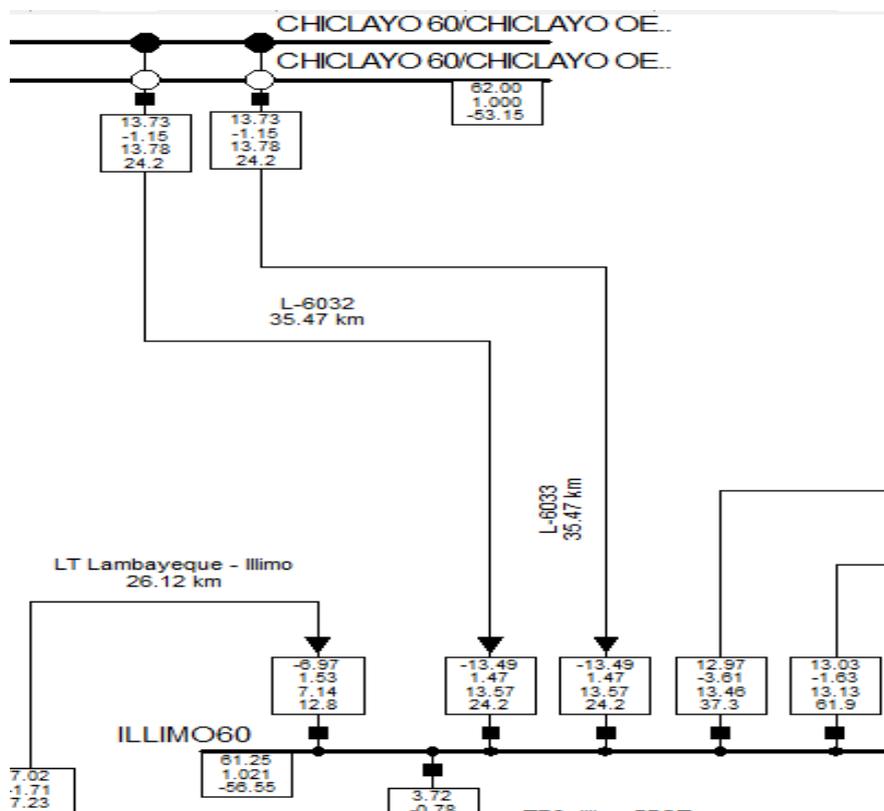


Figura 25: Flujo de potencia de la línea de transmisión Chiclayo – Íllimo.

Fuente: Elaboración propia

Así mismo, en tabla 27, se indican los valores de las tensiones en barra 60 de la subestación Chiclayo Oeste e Illimo y el flujo de potencia transmitida por las líneas de transmisión 60 kV Chiclayo – Illimo en doble terna, simulados en el software de ingeniería de flujo de potencia.

En el cual se obtuvieron como resultado una tensión en barra de 60 kV de la subestación eléctrica de Illimo 61.2 kV, tanto para la línea de transmisión L-6032 y L-6033 y con una carga máxima transportada de 13.7 MW en cada una de las ternas, obteniendo una cargabilidad del 24.2 % en esta red eléctrica.

Tabla 27: *Perfil de tensiones y carga con conductor 240 mm².*

Código de Línea	Barra SET. Chiclayo Oeste (kV)	Barra SET. Illimo (kV)	Potencia Transportada (MW)	Cargabilidad (%)
L-6032	62.0	61.2	13.7	24.2
L-6033	62.0	61.2	13.7	24.2

Fuente: Elaboración propia

4.7.1.2. Análisis de flujo de potencia con incremento de carga:

En figura 26, se puede observar el reporte de simulación del flujo de potencia de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo, en doble terna con conductor de 240 mm², realizado mediante el software Digsilent 15.1.7. La línea de transmisión en doble terna transporta en su máxima demanda 36.4 MW, para esta potencia transportada en la subestación Chiclayo oeste, se entregó una tensión en barra de 61.6 kV y recibiendo en la barra de la subestación Illimo una tensión de 59.6 kV, manteniéndose el voltaje dentro de los parámetros de caída de tensión.

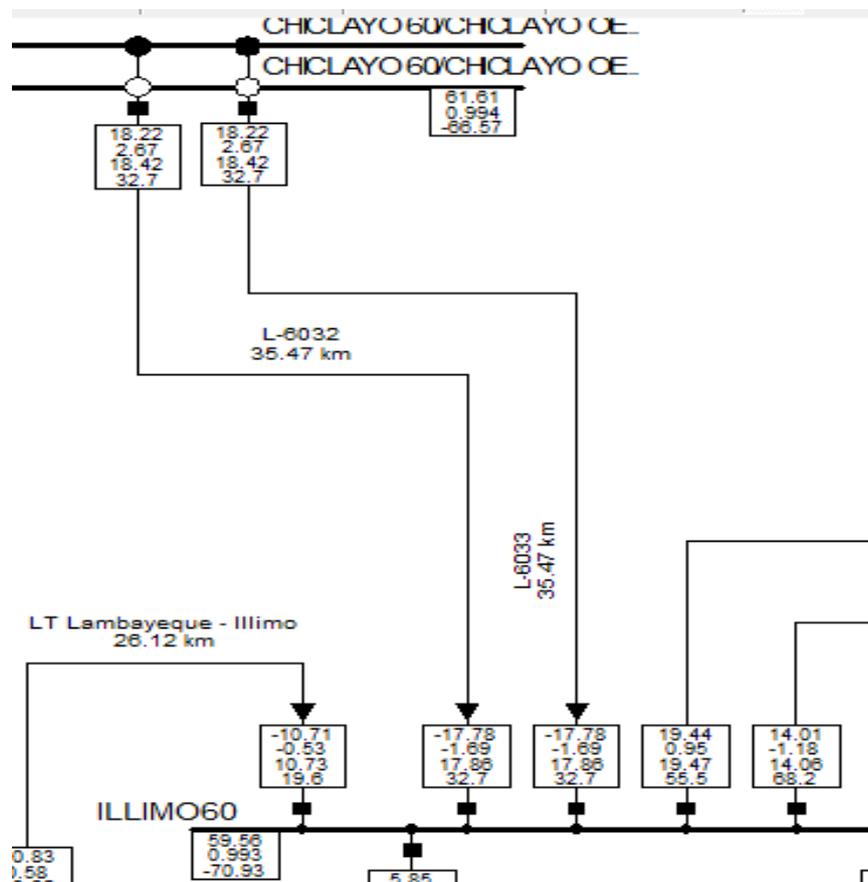


Figura 26: Flujo de potencia de la línea de transmisión Chiclayo – Íllimo

Fuente: Elaboración propia

Así mismo, en tabla 28 se indica los valores de las tensiones en barra 60 kV de la subestación Chiclayo Oeste e Illimo y el flujo de potencia transmitida por las líneas de transmisión 60 kV Chiclayo – Illimo en doble terna, simulados en el software de ingeniería de flujo de potencia.

En el cual se obtuvieron como resultado una tensión en barra de la subestación eléctrica de Illimo 59.6 kV, tanto para la línea de transmisión L-6032 y L-6033 y con una carga máxima transportada de 18.2 MW en cada una de las ternas, obteniendo una cargabilidad del 32.7% en esta red eléctrica.

Tabla 28: *Perfil de tensiones con incremento de carga conductor 240 mm²*

Código de Línea	Barra SET. Chiclayo Oeste (kV)	Barra SET. Illimo (kV)	Potencia Transportada (MW)	Cargabilidad (%)
L-6032	61.6	59.6	18.2	32.7
L-6033	61.6	59.6	18.2	32.7

Fuente: Unidad de transmisión eléctrica – PEOT

4.7.2. Instalación de un mayor número de conductores por fase.

Como segunda alternativa se estudió el reemplazo de dos conductores de AAAC de 120 mm² por fase (haz de 02 conductores).

4.7.2.1. Análisis de flujo de potencia en condición actual de carga:

En figura 27, se puede observar el reporte de simulación del flujo de potencia de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo, en doble terna con doble conductor de 120 mm² por fase realizado mediante el software Digsilent 15.1.7. La línea de transmisión en doble terna transporta en su máxima demanda 31.6 MW, para esta potencia transportada en la subestación Chiclayo oeste, se entregó una tensión en barra de 62 kV y recibiendo en la barra de la subestación Íllimo una tensión de 60.7 kV, manteniéndose el voltaje dentro de los parámetros de caída de tensión.

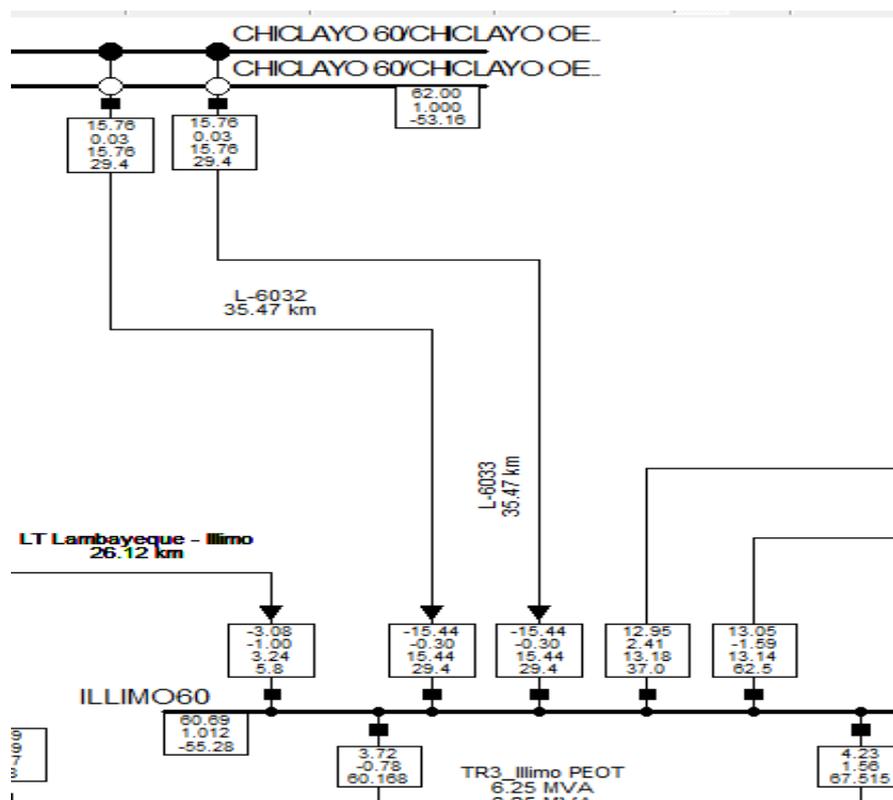


Figura 27: Flujo de potencia de la línea de transmisión Chiclayo – Íllimo
Fuente: Elaboración propia

Así mismo, en tabla 29, se indican los valores de las tensiones en barra 60 kV de la subestación Chiclayo Oeste e Illimo y el flujo de potencia transmitida por las líneas de transmisión 60 kV Chiclayo – Íllimo en doble terna, simulados en el software de flujo de potencia.

En el cual se obtuvieron como resultado una tensión en barra de la subestación eléctrica de Illimo 60.7 kV, tanto para la línea de transmisión L-6032 y L-6033 y con una carga máxima transportada de 15.8 MW en cada una de las ternas, obteniendo una cargabilidad del 29.4 % en esta red eléctrica.

Tabla 29: *Perfil de tensiones y carga con doble conductor*

Código de Línea	Barra SET. Chiclayo Oeste (kV)	Barra SET. Illimo (kV)	Potencia Transportada (MW)	Cargabilidad (%)
L-6032	62.0	60.7	15.8	29.4
L-6033	62.0	60.7	15.8	29.4

Fuente: Unidad de transmisión eléctrica – PEOT

4.7.2.2. Análisis de flujo de potencia con incremento de carga:

En figura 28, se puede observar el reporte de simulación del flujo de potencia de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo, en doble terna con doble conductor de 120 mm² por fase, realizado mediante el software Digsilent 15.1.7. La línea de transmisión en doble terna transporta en su máxima demanda 41.8 MW, para esta potencia transportada en la subestación Chiclayo oeste, se entregó una tensión en barra de 61.8 kV y recibiendo en la barra de la subestación de Íllimo una tensión de 59.9 kV, manteniéndose el voltaje dentro de los parámetros de caída de tensión.

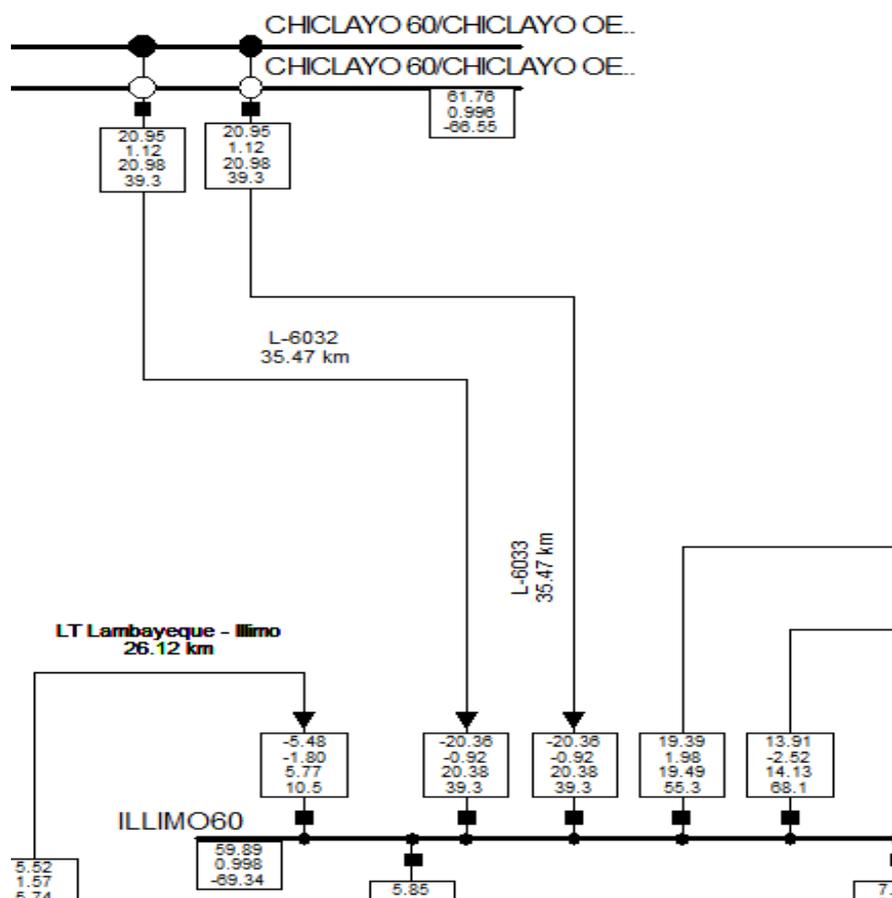


Figura 28: Flujo de potencia de la línea de transmisión Chiclayo – Íllimo

Fuente: Elaboración propia

Así mismo, en tabla 30 se indican los valores de las tensiones en barra 60 kV de la subestación Chiclayo Oeste e Illimo y el flujo de potencia transmitida por las líneas de transmisión 60 kV Chiclayo – Illimo en doble terna, simulados en el software de flujo de potencia.

En el cual se obtuvieron como resultado una tensión en barra de la subestación eléctrica de Illimo 59.9 kV, tanto para la línea de transmisión L-6032 y L-6033 y con una carga máxima transportada de 20.9 MW en cada una de las ternas, obteniendo una cargabilidad del 39.3 % en esta red eléctrica.

Tabla 30: *Perfil de tensiones con incremento de carga con doble conductor*

Código de Línea	Barra SET. Chiclayo Oeste (kV)	Barra SET. Illimo (kV)	Potencia Transportada (MW)	Cargabilidad (%)
L-6032	61.8	59.9	20.9	39.3
L-6033	61.8	59.9	20.9	39.3

Fuente: Elaboración propia

4.7.3. Conductores de alta temperatura y baja flecha.

Como tercera alternativa se estudió el reemplazo por conductores de alta temperatura y baja flecha tipo ACCC de 160 mm².

4.7.3.1. Análisis de flujo de potencia en condición actual de carga:

En figura 29, se puede observar el reporte de simulación del flujo de potencia de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo, en doble terna con conductor de alta temperatura tipo ACCC de 160 mm², realizado mediante el software Digsilent 15.1.7. La línea de transmisión en doble terna transporta en su máxima demanda 27.0 MW, para esta potencia transportada en la subestación Chiclayo oeste, se entregó una tensión en barra de 62 kV y recibiendo en la barra de la subestación Íllimo una tensión de 60.8 kV, manteniéndose el voltaje dentro de los parámetros de caída de tensión.

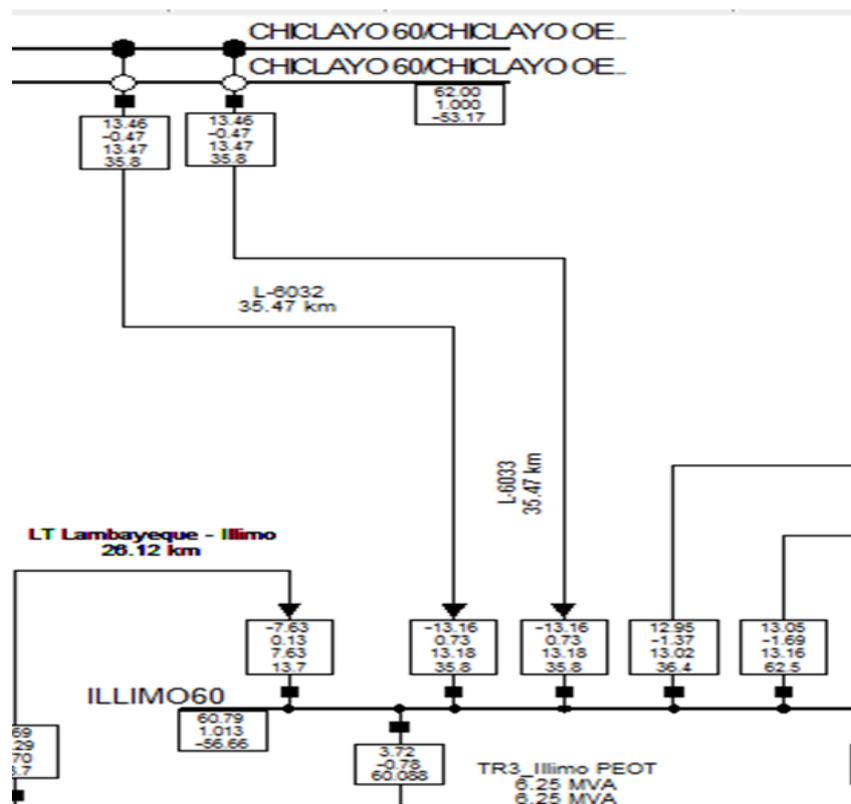


Figura 29: Flujo de potencia de la línea de transmisión Chiclayo – Íllimo
Fuente: Elaboración propia

Así mismo, en tabla 31 se indican los valores de las tensiones en barra 60 kV de la subestación Chiclayo Oeste e Illimo y el flujo de potencia transmitida por las líneas de transmisión 60 kV Chiclayo – Illimo en doble terna, simulados en el software de flujo de potencia.

En el cual se obtuvieron como resultado una tensión en barra de la subestación eléctrica de Illimo 60.8 kV, tanto para la línea de transmisión L-6032 y L-6033 y con una carga máxima transportada de 13.5 MW en cada una de las ternas, obteniendo una cargabilidad del 35.8 % en esta red eléctrica.

Tabla 31: *Perfil de tensiones y carga con conductor ACCC 160 - HTLS*

Código de Línea	Barra SET. Chiclayo Oeste (kV)	Barra SET. Illimo (kV)	Potencia Transportada (MW)	Cargabilidad (%)
L-6032	62.0	60.8	13.5	35.8
L-6033	62.0	60.8	13.5	35.8

Fuente: Elaboración propia

4.7.3.2. Análisis de flujo de potencia con incremento de carga:

En figura 30, se puede observar el reporte de simulación del flujo de potencia de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo, en doble terna con conductor de alta temperatura tipo ACCC de 160 mm², realizado mediante el software Digsilent 15.1.7. La línea de transmisión en doble terna transporta en su máxima demanda 41.0 MW, para esta potencia transportada en la subestación Chiclayo oeste, se entregó una tensión en barra de 61.9 kV y recibiendo en la barra de la subestación Íllimo una tensión de 59.8 kV, manteniéndose el voltaje dentro de los parámetros de caída de tensión.

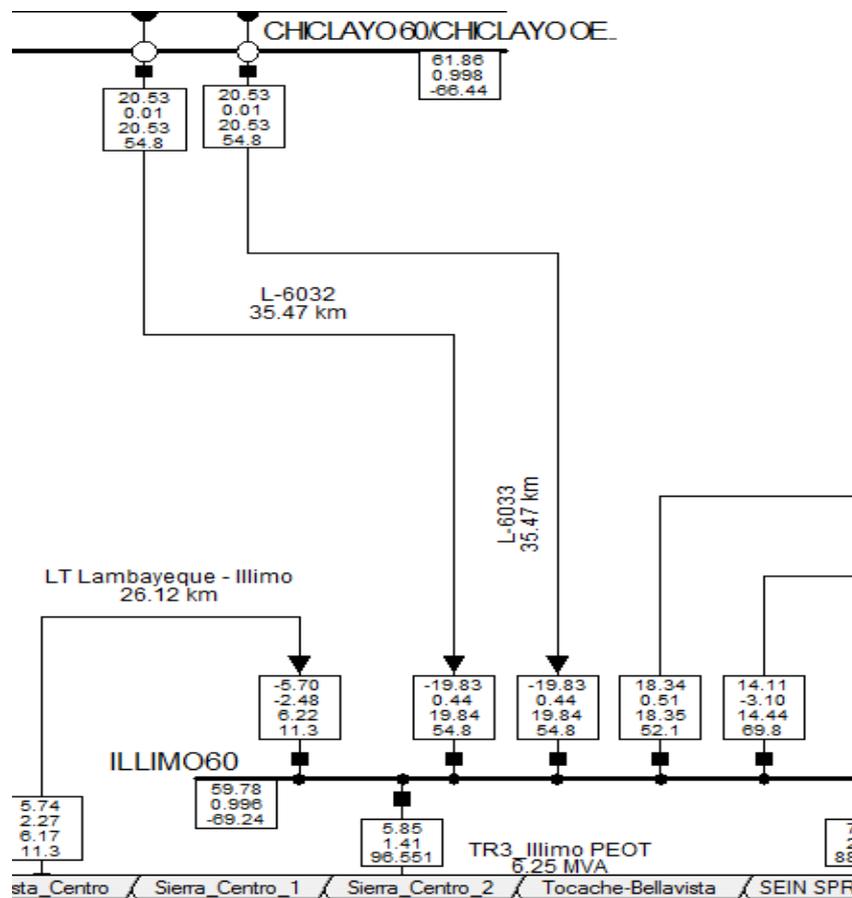


Figura 30: Flujo de potencia de la línea de transmisión Chiclayo – Íllimo

Fuente: Elaboración propia

Así mismo, en tabla 32 se indican los valores de las tensiones en barra 60 kV de subestación Chiclayo Oeste e Illimo y el flujo de potencia transmitida por las líneas de transmisión 60 kV Chiclayo – Illimo en doble terna, simulados en el software de flujo de potencia.

En el cual se obtuvieron como resultado una tensión en barra de la subestación eléctrica de Illimo 59.8 kV, tanto para la línea de transmisión L-6032 y L-6033 y con una carga máxima transportada de 20.5 MW en cada una de las ternas, obteniendo una cargabilidad del 54.8 % en esta red eléctrica.

Tabla 32: *Perfil de tensiones y carga con conductor ACCC – HTLS*

Código de Línea	Barra SET. Chiclayo Oeste (kV)	Barra SET. Illimo (kV)	Potencia Transportada (MW)	Cargabilidad (%)
L-6032	61.9	59.8	20.5	54.8
L-6033	61.9	59.8	20.5	54.8

Fuente: Elaboración propia

4.8. Determinación de la alternativa más favorable para la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Illimo

A continuación, se explica brevemente las consideraciones para la determinación de la alternativa más favorable.

De acuerdo al estudio técnico que se realizó la alternativa más favorable en cuanto a reforzamiento y reemplazo de estructuras para repotenciar la línea de transmisión, es la alternativa N° 03.

Así mismo según el estudio económico realizado, la alternativa más favorable en cuanto al costo del suministro de materiales y montaje electromecánico para repotenciar la línea de transmisión, es la alternativa N° 01.

Realizada la simulación de flujo de potencia, a las tres alternativas según el reporte indica lo siguiente:

La alternativa N° 01 tiene un incremento de flujo de potencia de 10.8 MW, llegando a un 42.2 %, la alternativa N° 02 incrementa el flujo en 16.2 MW, alcanzando un 63.3 % y la alternativa N° 03 alcanza incrementar el flujo de potencia en 15.4 MW, obteniendo un 60.2 %.

En cuanto a la potencia incrementada se tiene una diferencia de 1.2 MW entre la alternativa 02 y la 03, en ese sentido debemos indicar que la alternativa N° 02 es la más favorable, según el reporte de la simulación del flujo de potencia.

Por lo tanto, considerando el estudio técnico, económico y los reportes de la simulación del flujo de potencia de las tres alternativas, se determinó que la alternativa N° 02 es la más favorable para la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV.

Habiendo determinado la alternativa más favorable para la repotenciación y considerando que esto conlleva a una inversión, es necesario conocer el tiempo de recuperación de la inversión, la cual se describe a continuación:

4.8.1. Anualidad del Costo de Inversión y Peaje de Transmisión

1.- Cálculo de la anualidad del Costo de Inversión por repotenciación (ACI)

$$ACI = \frac{(I) * (t\%)(1 + t\%)^n}{(1 + t\%)^n - 1}$$

Dónde:

t% : tasa de actualización (12%)

n : Número de años (15 años) según condiciones actuales de torres de transmisión.

ACI: Anualidad del Costo de Inversión por Repotenciación: Costo referido al final del año.

I: Inversión 10'196,996.81 soles.

$$ACI = \frac{(10'196,996.81) * (0.12)(1 + 0.12)^{15}}{(1 + 0.12)^{15} - 1}$$

$$ACI = S/ 1'497,384.50$$

Tabla 33: *Cálculo de incremento de energía transmitida con repotenciación*

Descripción de escenario	Capacidad de transmisión de Potencia (MW)	Factor de Planta	Capacidad de Transmisión de Energía (MWh)
Sin Repotenciación	25.60	0.785	14,469.12
Con repotenciación	41.80	0.785	23,625.36
Diferencia de energía transmitida		Mensual	9,156.24
		Anual	109,874.88

Fuente: Elaboración propia

Cálculo de peaje de repotenciación de línea de transmisión y peaje de transmisión actual Sistema de Transmisión PEOT.

Peaje repotenciación =

$$S/ 1'497,384.50 / 109,874.880 \text{ kWh} = 1.3628 \text{ ctm. S/. kW.h}$$

Peaje de transmisión secundaria PEOT (octubre 2021) = 0.1968 ctm. S/. kW.h (*)

(*) Calculada en base al costo medio anual de inversiones en sistema de transmisión y demanda proyectada en Área de Demanda 2. (Incluye Olmos-Motupe - Íllimo, Chiclayo baja Densidad, Chongoyape - Chota Bagua – Jaén)

V. DISCUSIÓN

5.1. Estudio técnico de tres alternativas seleccionadas para repotenciar la línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Íllimo:

5.1.1. Alternativa N° 01: conlleva a lo siguiente:

- a). Reemplazo de 15 torres de anclaje – retención tipo “B” por torres tipo “A2” de mayor robustez acorde al nuevo cálculo de árbol de carga.
- b). Reforzamiento de 105 torres de suspensión tipo S2+0 y S2+3, dicho refuerzo se realizará principalmente en el cuerpo superior y reemplazo de perfiles en los demás cuerpos.
- c). Incremento de altura en 2.4 m a 28 torres, tipos S2+0 y S2+3, generando un nuevo tipo de torre denominado S2+6.

5.1.2. Alternativa 02: conlleva a lo siguiente:

- a). Reemplazo de 15 torres de anclaje – retención tipo “B” por torres tipo “A2” de mayor robustez acorde al nuevo cálculo de árbol de carga.
- b). Reforzamiento de 105 torres de suspensión tipo S2+0 y S2+3, dicho refuerzo se realizará principalmente en el cuerpo superior y reemplazo de perfiles en los demás cuerpos.
- c). Incremento de altura en 2.4 m a 14 torres, S2+0 y S2+3, generando un nuevo tipo de torre denominado S2+6.

5.1.3 alternativa 03: conlleva a lo siguiente:

- a). Reemplazo de 15 torres de anclaje – retención tipo “B” por torres tipo “A2” de mayor robustez acorde al nuevo cálculo de árbol de carga.
- b). Reforzamiento de 105 torres de suspensión tipo S2+0 y S2+3, dicho refuerzo se realizará principalmente en el cuerpo superior.

c). Incrementar de altura en 2.4 m a 22 torres, tipos S2+0 y S2+3, generando un nuevo tipo de torre denominado S2+6.

Por lo tanto, la alternativa N° 03 es la más conveniente para la repotenciación de la línea de transmisión.

5.2. Estudio económico de las alternativas para repotenciar la línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Íllimo:

Seguidamente se muestra el costo directo del estudio económico de las 03 alternativas para repotenciar la línea de transmisión:

Alternativa N° 01: aumento de sección de conductor de 120 a 240 mm², con un costo ascendente de S/. 9'779,998.46

Alternativa N° 02: instalación de 02 conductores por fase de 2x120 mm², con un costo ascendente de S/. 10'196,996.81

Alternativa N° 03: Instalación de conductor de alta temperatura ACCC 160 mm², con un costo ascendente de costo de S/. 10'710,268.21

Por lo tanto, la alternativa N° 01 es la más conveniente para la repotenciación de la línea de transmisión.

5.3. Simulación de flujo de potencia con software de ingeniería para determinar el efecto de las alternativas técnicas aplicadas de repotenciación de la línea de transmisión 60 kV Chiclayo – Íllimo:

En tabla 34, se detalla el flujo de potencia actual de la línea de transmisión en 60 kV a plena carga.

Tabla 34: *Valores actuales de tensión y potencia*

Código de Línea	Barra SET. Chiclayo Oeste (kV)	Barra SET. Illimo (kV)	Potencia Transportada (MW)	Cargabilidad (%)
L-6032/33	62.0	59.8	25.6	60

Fuente: Unidad de transmisión eléctrica – PEOT

Realizada la simulación del flujo de potencia para las 03 alternativas en su máxima potencia transportada y manteniendo la caída de tensión dentro del 5%, se puede observar en la tabla 35 las diferencias de cada una de ellas. Así mismo podemos señalar que la alternativa N° 02 permite un mayor flujo de potencia eléctrica en la línea de transmisión 60 kV.

Tabla 35: Diferencias de la potencia en las 03 alternativas

Alternativa	Barra SET. Chiclayo Oeste (kV)	Barra SET. Illimo (kV)	Potencia Transportada (MW)	Cargabilidad (%)
01	61.6	59.6	36.4	32.7
02	61.8	59.9	41.8	39.3
03	61.9	59.8	41.0	54.8

Porcentaje de incremento de carga en las alternativas

Potencia Actual de Transmisión (MW)	Potencia a Transportar por alternativas (MW)	Incremento de potencia (MW)	Incremento obtenido (%)
25.6	36.4	10.8	42.19
25.6	41.8	16.2	63.29
25.6	41.0	15.4	60.16

Fuente: Unidad de transmisión eléctrica – PEOT

5.4. Determinación de la alternativa más favorable para la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Illimo:

De acuerdo al análisis técnico, económico y la simulación del flujo de potencia se determinó que la alternativa N° 02 es la más favorable y el estudio económico indica que la alternativa N° 01 es la más favorable, pero por muy poco margen.

Por lo tanto, considerando de mayor importancia al estudio técnico y más aun teniendo en cuenta que esta infraestructura se encuentra en operación, se determinó que la alternativa N° 02 es la más favorable para la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV.

VI. CONCLUSIONES

- 1)** Por las características del lugar donde inicia la línea de transmisión en evaluación, podemos señalar que es dificultoso construir nuevas redes eléctricas aéreas, por falta de espacios debido a la expansión urbana, así mismo causaría una mayor inversión económica e impacto social y ambiental.
- 2)** El mayor aval para optar por la repotenciación de líneas de transmisión es debido a los altos costos que conlleva la imposición de servidumbres de eléctroducto, generando grandes inversiones para la construcción de nuevas infraestructuras eléctricas.
- 3)** Ante esta situación se buscan alternativas y nuevas formas para desarrollar nuevos sistemas eléctricos, dentro de las cuales se encuentra la posibilidad de repotenciar las líneas de transmisión.
- 4)** De acuerdo al cálculo mecánico realizado a los conductores de las 3 alternativas, se logra observar los beneficios del conductor (HTLS) que muestra superioridad ante los conductores AAAC, en la hipótesis de alta temperatura.
- 5)** Según el cálculo eléctrico de caída de tensión, se define como sobresaliente el haz de dos conductores, ya que dicha caída de tensión no supera el límite del 5% establecido por el CNE (Suministro 2011).
- 6)** Del estudio técnico realizado se arribó que las tres alternativas son viables, sin embargo, unas con más restricciones que las otras en cuanto a la parte técnica y económica.
- 7)** Como resultado del estudio técnico podemos indicar que la alternativa del conductor de alta temperatura – HTLS, tiene mayores ventajas para el reforzamiento de las estructuras de suspensión y una menor flecha en el tendido de los conductores.

- 8)** Considerando como la mejor opción al haz de 02 conductores, se planteó un reforzamiento en las estructuras de suspensión y cambio de estructuras de anclaje, ya que a través del cálculo mecánico se determinó que no están aptas para soportar las cargas que ejercen el paquete de conductores.
- 9)** De acuerdo al análisis económico podemos indicar que la alternativa de incremento de sección del conductor, ofrece una mínima ventaja sobre la alternativa de doble conductor y conductor de alta temperatura, siendo este último el de mayor costo, por ser de nueva tecnología y de ingreso moderado en el mercado eléctrico.
- 10)** En cuanto al reporte de la simulación del flujo de potencia realizado a las tres alternativas analizadas, la que nos otorga un mayor performance es la configuración de doble conductor (haz de 02 conductores).
- 11)** Finalmente indicar que, del estudio técnico - económico de las 03 alternativas analizadas, obtenemos como resultado más favorable realizar la repotenciación de la línea de transmisión, utilizando el conductor de aleación de aluminio de 2x120 mm² (haz de 02 conductores), seguida técnicamente por el conductor de alta temperatura.

VII. RECOMENDACIONES

- 1)** Analizar a detalle los métodos y procedimientos de tendido de conductores de diversos tipos e implementarse con la tecnología requerida para estas actividades.
- 2)** Investigar sobre las mejoras a realizar a las características técnicas de los conductores de alta temperatura, en cuanto a la materia prima para su fabricación de tal manera que permita la reducción en los costos de producción.
- 3)** Considerar los aspectos técnicos y económicos antes de iniciar una repotenciación, teniendo como principal objetivo el costo – beneficio.
- 4)** Continuar con la investigación en técnicas de repotenciación de líneas de transmisión, buscando optimizar recursos y obtener mayores beneficios.

REFERENCIAS

ABARRATEGUI, Oihane, DE LA BODEGA, Faustino, GUTIÉRREZ, María, IRAOLAGOITIA, Ana, LARRUSKAIN, Marene, LOROÑO Eider y ZAMORA, Inmaculada (2007). “Power transmission capacity upgrade of overhead lines” (Consultado en mayo 2021), Disponible en: Department of Electrical Engineering E.U.I.T.I., University of the Basque Country Campus of Bizkaia –Plaza de la Casilla Nº 3, 48012 Bilbao (Spain).

AIBAR, Claudio, MENDOZA Gonzalo (2015). “Repotenciación de líneas de transmisión existentes”, (consultado mayo 2021), Disponible en: <http://b-dig.iie.org.mx/Bibdig2/P15-0315/RVP/pdf/TRA-04.pdf>

ALBIZU, Igor, FERNÁNDEZ, Elvira, MAZÓN, Javier (2012). “Conductores aéreos de altas prestaciones térmicas y baja flecha”, editorial académica española (consultado mayo 2021), disponible en: <https://www.eae-publishing.com>.

Área Tecnología (2020). “Como se distribuye la Electricidad” (consultado junio 2021), Disponible en: www.areatecnologia.com/como-se-distribuye-energia-electrica.htm.

AZPIAZU, L., RUIZ DE ERENTXUN, LANDEIRA, Marta, MORENTIN, Patxi (2006). “Utilización de cables de alta temperatura”, CIDEL, Argentina, disponible en: <https://www.revistadyna.com>.

BAHIENSE, L, OLIVEIRA, Gerson, PEREYRA, Sergio (2001). “A Mixed Integer Disjunctive Model for Transmission Network Expansion”. Power Systems, IEEE Transactions on, 16(3), Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org>.

BOCANEGRA, Víctor (2012). “Evaluación de alternativas para repotenciar líneas de transmisión de energía eléctrica”, (consultado mayo 2021), Disponible en <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/8916>

BOLAÑOS, Ricardo, CORREA, Carlos y ESCOBAR Antonio (2008). "Planeamiento de la expansión de la transmisión considerando incertidumbre en la demanda y reprogramación de la generación". Revista Scientia Et Technica, XIV (40), diciembre, pp. 13-18. Disponible en: <https://www.redalyc.org>.

CASTELLANOS, R (2014). "Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia". Ingeniería Investigación y Tecnología, volumen XV, (consultado mayo 2021), Disponible en: <https://www.elsevier.es/es-revista-ingenieria-investigacion-tecnologia-104>

CHASIPANTA, Joaquín y CANELOS, Raúl (2012). "Estudio para repotenciación de la línea de transmisión Pucará - Mulaló a 138 kV utilizando el conductor más económico", (consultado mayo 2021), Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec>.

CHEN, Alfonso (2009). "Repotenciación en línea de transmisión Esperanza – Huehuetenango a 138 kV, Tesis de grado, Universidad de San Carlos de Guatemala, (consultado mayo 2021), Disponible en: http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0737_EA.pdf

CHERVYAKOV, Alexander, MARIAN, Adela, RUBBIA, Carlo, SALMIERI, STÜCKRAD, Estefan, y THOMAS, Heiko (2015). "Superconducting transmission lines – Sustainable electric energy transfer with higher public acceptance", (consultado mayo 2021), disponible en: www.elsevier.com.

CHERVYAKOV, Alexander, MARIAN, Adela, RUBBIA, Carlo, STUCKRAD, Stefan y THOMAS, Heiko (2016). "Efficiency of superconducting transmission lines: An analysis with respect to the load factor and capacity rating" (consultado en mayo 2021), disponible en: www.elsevier.com.

Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, disponible en: www.minem.gob.pe

EPRI "Increased Power Flow Guidebook: Increasing Power Flow in Transmission and Substation Circuits", consultado junio 2021), Disponible en: EPRI Project Manager R. Adapa.

Fundación Endesa (2019). "Transporte de electricidad", (consultado junio 2021), Disponible en: www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-transporte-de-electricidad.

GREG Landwehr y PIERRE Marais (2016). "Practical Comparison of Power Line Uprating and Upgrading Results", (consultado junio 2021), Disponible en: Trans-Africa Projects (TAP) (Pty) Ltd, South Africa. Cigre Science & Engineering N°5.

GUERRA, Cristian y PAZMIÑO, Cristhian (2008). Repotenciación de una línea de transmisión de 230kV con conductores de última generación tipo "T". Recuperado el 6 de febrero de 2013, disponible en: www.bibdigital.epn.edu.ec.

HERNÁNDEZ, C, MONAGAS, E, ROMERO, L (2016). "Alternativas para aumentar la capacidad de transmisión. caso estudio: circuito Arenosa – Yaguara I y II", (consultado mayo 2021), Ingeniería y Sociedad UC. Vol 11, N° 2. Investigación Disponible en: <http://mriuc.bc.uc.edu.ve/bitstream/handle>.

JIMÉNEZ, Carlos (2016). "Repotenciación de la Línea de Transmisión La Guaca – La Mesa 1 y 2". Facultad de Ingeniería. Universidad de Carabobo. Valencia. Estado Carabobo. Venezuela, (consultado mayo 2021), Disponible en <https://www.cier.org/es>.

LANDEIRA, Marta, MORETIN, Patxi, MAZÓN, Javier et al (2007). "The high temperature cable solution for electrical overhead distribution lines". DYNA, junio 2007, vol. 82, no. 5, p.226-230. DOI: <https://doi.org/10.6036/149>, (consultado en mayo 2021), Disponible en: <https://www.revistadyna.com>.

LÓPEZ, Jesús, RIDER, Marcos, TEJADA, Diego, VINASCO, Guillermo (2015). "Transmission network expansion planning considering repowering and 14 reconfiguration". (consultado mayo 2021), Disponible en: International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 69. 213-221. 10.1016/j.ijepes.2015.01.008.

MASSARO, Fabio (2018). "Increasing transmission capacity of overhead lines

MATEESCU, Elena y GAL, Stelian (2011). "Reconductoring Using HTLS Conductors. Case study for a 220 kV double circuit transmission LINE in Romania", (ESMO), 2011 IEEE PES 12th International Conference on, mayo, pp.1-7, 16-19. Disponible en: <https://www.researchgate.net>.

MEJÍA, Ana. (2008). "Análisis técnico y económico de la repotenciación de líneas aéreas de alta tensión en un sistema de subtransmisión. Recuperado el 23 de septiembre de 2012, Disponible en: <http://repositorio.utp.edu.co>.

Módulo estándar de inversión 2021 de la Gerencia de Regulación Tarifaria, disponible en: www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2021/Osinergmin-062-2021-OS-CD.pdf

MOYA José (2011): "Cálculo de la capacidad de transmisión de una línea eléctrica considerando efectos de ventilación" memoria para optar al título de ingeniero civil electricista (consultado mayo 2021), Disponible en: <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/104265/>

MURCIA, Fredy, DÍAZ, Guillermo, CORTÉS, Camilo (2007). "Uso de FACTS para el aumento de la cargabilidad en la línea de transmisión Circo - Guavio perteneciente al sistema de transmisión colombiano" Tecnura, vol. 11, núm.21, Universidad Distrital Francisco José de Caldas Bogotá, Colombia, (consultado mayo 2021). Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=257021008006>.

QUELEX, B, Stuardo S, (2012). "Repotenciación de una línea de transmisión", Universidad San Carlos de Guatemala. (consultado junio 2021), Disponible en: <https://es.slideshare.net/Byronf46/repotencacion-de-una-linea-de-transmision>

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (2016). "Documento ambiental del proyecto de repotenciación de línea alta tensión 220 kV simple circuito, Adrall – Llavorsi", (consultado mayo 2021), Disponible en <https://www.ree.es>

REVISTA CORDIS Europa (2016). "Dressing Power Lines to Bring More Renewables to Cities", (consultado en mayo 2021) y Disponible en: ultimo aggiornamento: 12 de febrero de 2016, Numero di registration: 124874

REVISTA FREEPIK (2020). "Poste eléctricos de madera (consultado junio 2021), Disponible en: www.freepik.es/foto-gratis/postes-electricos-madera-cielo-azul_11210312.htm

ROSALES, Andrés y VALDIVIESO, Ismael. "Estudio y aplicación de FACTS en el sistema eléctrico ecuatoriano", (consultado mayo 2021), Disponible en: Escuela Politécnica Nacional, andres.rosales@celec.com.ec.

SALAZAR, José (2010). "Aumento de la capacidad de transporte en una línea de transmisión costera en 220 kV con conductores de nueva generación", tesis de grado UNI (consultado mayo 2021), Disponible en: <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/9237>

SANÍN, I (2008). "Análisis de metodologías para el cálculo de la ampacidad en conductores desnudos, bajo la condición de estado estable". Recuperado el 26 de mayo de 2013, disponible en: <http://repositorio.uis.edu.co>

STEPHEN, R, (2004). "Description and evaluation of options relating to uprating of overhead transmission lines", CIGRÉ Session, V2-201, Paris, 2004.

to improve RES integration and to make the operation of the network more flexible" (consultado en mayo 2021), disponible en: www.elsevier.com.

ZAMORA, I, et al, (2001). "High-Temperature Conductors: A Solution in the Uprating of Overhead Transmission Lines", IEEE Porto Power Tech Proceedings (Cat. No.01EX502), Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org>.

ANEXOS

Anexo 01: Descripción de la operacionalización de las variables

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensión	Indicadores	Instrumento	Escala de medición
<u>Independiente</u> Estudio de alternativas para optimizar la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo.	Conceptualmente la repotenciación se define como la capacidad de incrementar la Cargabilidad de transporte de energía eléctrica, así como el incremento de intensidad de corriente en conductores, sin crear daño a los elementos de transmisión, tales como el límite térmico y características mecánicas del conductor.	Aplicación de técnicas de ingeniería y tecnologías. Modelamiento matemático del sistema eléctrico y mecánico de la línea de transmisión para el desarrollo de simulaciones de cálculo, para mejorar perfil de tensión y disminuir las pérdidas técnicas por transporte de la energía eléctrica.	Esfuerzo de tensiones y flecha de conductores eléctricos. Perfil de tensiones y Flujos de potencia.	Parámetros atmosféricos y/o meteorológicos presentes, velocidad del viento (m/s), temperatura ambiental (°C). Distancia de seguridad respecto a la superficie. Calidad de producto.	Formulación y Cálculo mecánico de conductores y estructuras Formulación y cálculo eléctrico	Razón
<u>Dependiente</u> Determinación de la alternativa más favorable para la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Íllimo.	Conceptualmente la Implementación de nuevas líneas de transmisión representa efectos significativos sobre el ambiente y calidad de vida de la población, dificultades de obtener servidumbres, nuevos corredores de líneas (espacio) o bien por el gran impacto económico que podría provocar expropiar áreas que ya han sido destinadas al asentamiento urbano.	Determinación de costos asociados a nuevos proyectos de repotenciación de líneas de transmisión.	Costos de Inversión en infraestructura por cada alternativa.	Anualidad de la Inversión y peaje por transmisión.	Software de ingeniería o herramienta de cálculo.	Razón

Fuente: Elaboración propia

Anexo 02: Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Técnicas	Uso	Instrumentos
Entrevista.	Conocer las diferentes técnicas de repotenciación de líneas de transmisión.	Entrevista estructurada.
Análisis documental.	Recolección de información de fuentes confiables.	Tesis, Libros, Artículos de Investigación, Revistas indexadas, Expedientes técnicos, Catálogos, empresas concesionarias de transmisión y Osinergmin.
Simulaciones.	Simular el flujo de potencia eléctrica y esfuerzos mecánicos	Software Digsilent power factory y DLT-Cad

Fuente: Elaboración propia

Anexo 03: Ficha de registro de datos**MÁXIMA DEMANDA – AÑO 2020****Nombre de la institución: Proyecto Especial Olmos - Tinajones**

Parámetros eléctricos de máxima demanda y corriente, registrado por los medidores de energía de las celdas de salida en SET. Chiclayo oeste de la línea de transmisión 60 kV Chiclayo - Illimo.

Fecha	Tensión (kV)	Amperios (A)	Potencia Eléctrica (MW)	Temperatura (°C)
31. 01. 2020	60	306	30	23
28. 02. 2020	60	306	30	23
31. 03. 2020	60	245	24	24
30. 04. 2020	60	250	25	23
31. 05. 2020	60	245	24	23
30. 06. 2020	60	220	22	21
31. 07. 2020	60	220	22	20
31. 08. 2020	60	245	24	19
30. 09. 2020	60	245	24	18
31. 10. 2020	60	275	28	20
30. 11. 2020	60	265	26	21
31. 12. 2020	60	275	28	22

Fuente: Unidad de transmisión eléctrica – PEOT.

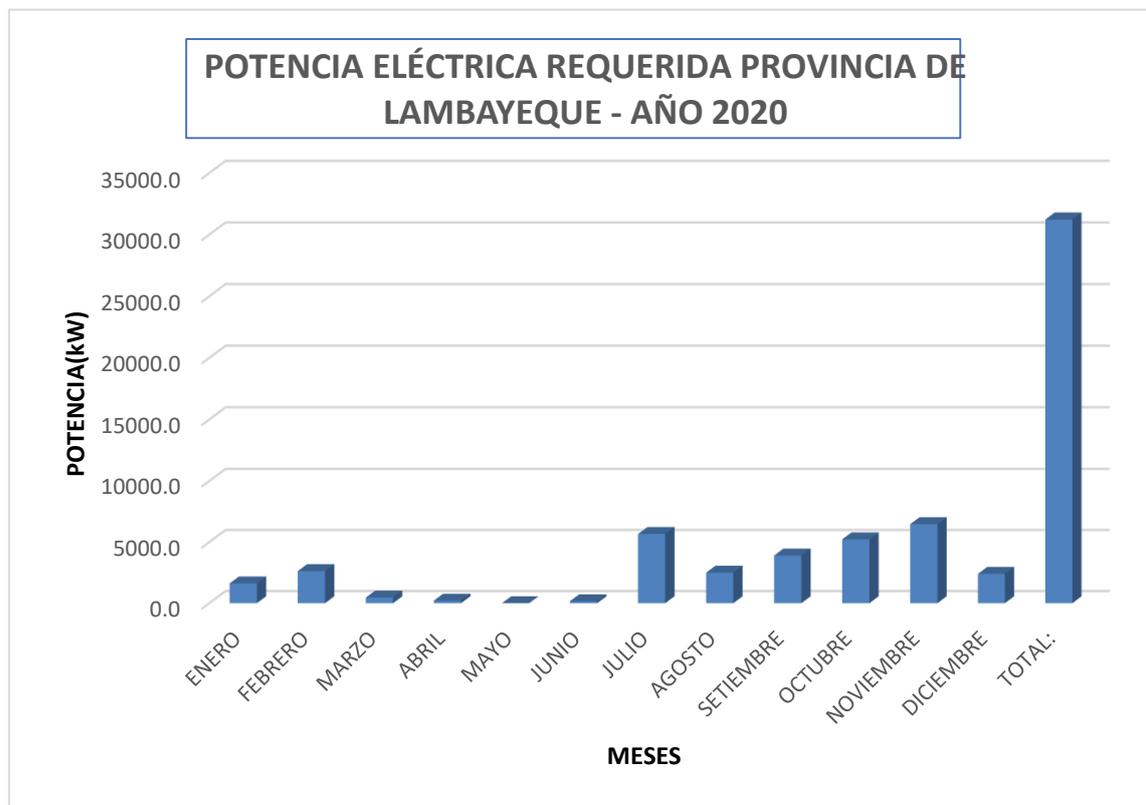
Anexo 04: Ficha de registro de datos**MÁXIMA DEMANDA – AÑO 2021****Nombre de la institución: Proyecto Especial Olmos - Tinajones**

Parámetros eléctricos de máxima demanda y corriente, registrado por los medidores de energía de las celdas de salida en SET. Chiclayo oeste de la línea de transmisión 60 kV Chiclayo - Íllimo.

Fecha	Tensión (kV)	Amperios (A)	Potencia Eléctrica (MW)	Temperatura (°C)
31. 01. 2021	60	265	26	24
28. 02. 2021	60	275	28	23
31. 03. 2021	60	265	26	24
30. 04. 2021	60	245	24	23
31. 05. 2021	60	265	26	22
30. 06. 2021	60	275	28	21
31. 07. 2021	60	265	26	22
31. 08. 2021	60	265	26	19
30. 09. 2021	60	265	26	20
31. 10. 2021	60	275	28	20
30. 11. 2021	60	275	28	21

Fuente: Unidad de transmisión eléctrica – PEOT.

Anexo 05: Requerimiento de potencia eléctrica en la provincia de Lambayeque
(año 2020)



Fuente: Empresa eléctrica de distribución regional.

Anexo 06: Planilla de estructuras Línea de Transmisión Chiclayo - Íllimo

Nº	DISTANCIA	TIPO DE	ALTURA	VANO	ENSAMBLE DE AISLADORES		Nº	LONGITUD	OBSERVACIONES
	ACUMULADA				EFFECTIVA	ADELANTE			
	(M)	ESTRUCTURA	(M)	CANTIDAD P/ESTR	CANTIDAD P/ESTR	ANCLAJE	ANCLAJES (M)		
0	0	portico	9.00	70.90					Inicio en subestación Chiclayo Oeste Urb. Las Brisas
1	70.90	B + 0	13.00	252.00		3	1	70.2	
1A	70.90	POSTE	11.00	260.00		3	2		
1B	55.00	POSTE	11.00	25.00	3	6	3		
1C	80.00	POSTE	11.00	270.00	3	6	4		
2	322.90	S2+3	15.90	290.00	6				
3	612.90	S2+3	15.90	265.00	6				
4	877.90	S2+3	15.90	330.00	6				
5	1207.90	S2+3	15.90	310.00	6				
6	1517.90	S2+3	15.90	295.00	6				
7	1812.90	S2+3	15.90	345.00	6				
8	2157.90	S2+3	15.90	341.50	6				
9	2499.40	S2+3	15.90	318.00	6				
10	2817.40	S2+0	12.90	302.00	6				
11	3119.40	S2+3	15.90	310.00	3				
12	3429.40	S2+3	15.90	323.80	6				
13	3753.20	S2+3	15.90	309.30	6				
14	4062.50	B + 0	15.90	270.00	3	6	5	4062.5	
14A	4062.50	B + 0	15.90	538.30	3	6	6	4062.5	
15	4332.50	S2+0	12.90	268.30	6				
16	4600.80	S2+0	12.90	261.50	6				
17	4862.30	S2+0	12.90	270.50	6				
18	5132.80	S2+3	15.90	316.95	6				
19	5449.75	S2+3	15.90	315.10	6				
20	5764.85	S2+3	15.90	341.35	6				
21	6106.20	S2+3	15.90	266.90	6				
22	6373.10	S2+3	15.90	327.00	6				
23	6700.10	S2+3	15.90	337.65	6				
24	7037.75	S2+3	15.90	310.00	6				
25	7347.75	S2+0	12.90	225.10	6				
26	7572.85	S2+3	15.90	302.14	6				
27	7874.99	S2+3	15.90	276.80	6				
28	8151.79	S2+0	12.90	251.40	6				
29	8403.19	S2+0	12.90	306.10	6				
30	8709.29	B - 3	10.00	299.65	3	6	7	4646.79	
30A	8709.29	B + 3	15.90	549.95	3	6	8		
30B	8709.29	B + 3	15.90	607.70	3	6	9		
31	9008.94	S2+3	15.90	250.30	6		10		
32	9259.24	B + 0	15.90	57.75	3	6	11	549.95	
32A	9259.24	B + 0	15.90	324.25	3	6	12	549.95	Subestación Lambayeque
33	9316.99	B - 3	10.00	266.50	3	6	13	57.75	
33A	9316.99	B - 3	10.00	564.95	3	6	14	57.75	
34	9583.49	S2+3	15.90	298.45	6				
35	9881.94	S2+3	15.90	326.50	6				
36	10208.44	S2+3	15.90	328.00	6				
37	10536.44	S2+0	12.90	300.00	6				
38	10836.44	S2+3	15.90	330.95	6				
39	11167.39	S2+3	15.90	325.30	6				
40	11492.69	S2+0	12.90	296.15	6				
41	11788.84	S2+3	15.90	315.80	6				
42	12104.64	S2+0	12.90	283.75	6				
43	12388.39	S2+3	15.90	291.10	6				
44	12679.49	S2+0	12.90	280.55	6				
45	12960.04	S2+0	12.90	293.30	6				
46	13253.34	S2+0	12.90	207.00	6				
47	13460.34	B - 3	10.00	271.20	3	6	15	4143.35	
47A	13460.34	B - 3	10.00	271.20	3	6	16	4143.35	
48	13731.54	S2+3	15.90	340.95	6				
49	14072.49	S2+3	15.90	339.05	6				
50	14411.54	S2+3	15.90	310.80	6				
51	14722.34	S2+0	12.90	279.10	6				
52	15001.44	S2+0	12.90	276.85	6				
53	15278.29	S2+0	12.90	297.50	6				
54	15575.79	S2+0	12.90	280.50	6				
55	15856.29	S2+0	12.90	310.80	6				
56	16167.09	S2+3	15.90	324.20	6				
57	16491.29	S2+3	15.90	311.30	6				
58	16802.59	S2+0	12.90	290.25	6				
59	17092.84	S2+0	12.90	247.70	6				
60	17340.54	S2+0	12.90	290.90	6	84			

Nº	DISTANCIA	TIPO DE	ALTURA	VANO	ENSAMBLE DE AISLADORES		Nº	LONGITUD	OBSERVACIONES
	ACUMULADA	ESTRUCTURA	EFECTIVA	ADELANTE	SUSPENSION (S)	ANCLAJE (A)	ANCLAJE	ENTRE	
	(M)			(M)	CANTIDAD P/ESTR	CANTIDAD P/ESTR		ANCLAJES (M)	
61	17631.44	S2+3	15.90	269.40	6				
62	17900.84	B + 0	13.00	265.35	3	6	17	4440.5	
62	17900.84	B + 0	13.00	265.35	3	6	18	4440.5	
63	18166.19	S2+0	12.90	339.90	6				
64	18506.09	S2+3	15.90	320.00	6				
65	18826.09	S2+0	12.90	309.90	6				
66	19135.99	S2+3	15.90	335.00	6				
67	19470.99	S2+3	15.90	326.10	6				
68	19797.09	B + 0	13.00	311.10	3	6	19	1896.25	
68	19797.09	B + 0	13.00	311.10	3	6	20	1896.25	
69	20108.19	S2+3	15.90	308.10	6				
70	20416.29	S2+0	12.90	268.50	6				
71	20684.79	S2+0	12.90	283.60	6				
72	20968.39	S2+3	15.90	315.10	6				
72	21283.49	B + 0	13.00	257.20	3	6	21	1486.64	
73	21283.49	B + 0	13.00	257.20	3	6	22	1486.64	
74	21540.69	S2+3	15.90	332.50	6				
75	21873.19	S2+3	15.90	286.25	6				
76	22159.44	B + 3	15.90	333.00	3	6	23	875.95	
76	22159.44	B + 3	15.90	333.00	3	6	24	875.95	
77	22492.44	S2+3	15.90	245.00	6				
78	22737.44	S2+3	15.90	279.00	6				
79	23016.44	S2+3	15.90	294.00	6				
80	23310.44	B + 0	13.00	322.00	3	6	25	1151	
80A	23310.44	B + 0	13.00	322.00	3	6	26	1151	
81	23632.44	S2+3	15.90	308.70	6				
82	23941.14	S2+3	15.90	338.30	6				
83	24279.44	S2+3	15.90	334.30	6				
84	24613.74	S2+3	15.90	343.20	6				
85	24956.94	S2+3	15.90	337.00	6				
86	25293.94	S2+3	15.90	336.15	6				
87	25630.09	S2+3	15.90	341.15	6				
88	25971.24	S2+3	15.90	337.80	6				
89	26309.04	S2+3	15.90	335.15	6				
90	26644.19	B + 3	15.90	321.10	3	6	27	3333.75	
90A	26644.19	B + 3	15.90	321.10	3	6	28	3333.75	Distrito de Mochumi
91	26965.29	S2+3	15.90	301.80	6				
92	27267.09	S2+3	15.90	314.75	6				
93	27581.84	S2+3	15.90	273.85	6				
94	27855.69	S2+0	12.90	302.20	6				
95	28157.89	S2+0	12.90	319.60	6				
96	28477.49	S2+3	15.90	305.30	6				
97	28782.79	S2+3	15.90	315.10	6				
98	29097.89	S2+3	15.90	335.35	6				
99	29433.24	S2+0	12.90	285.00	6				
100	29718.24	S2+0	12.90	269.55	6				
101	29987.79	S2+3	15.90	268.75	6				
102	30256.54	B - 3	10.00	200.85	3	6	29	3612.06	
102A	30256.54	B - 3	10.00	200.85	3	6	30	3612.06	
103	30457.39	S2+0	12.90	244.40	6				
104	30701.79	S2+0	12.90	273.65	6				
105	30975.44	S2+3	15.90	287.30	6				
106	31262.74	S2+0	12.90	278.35	6				
107	31541.09	S2+3	15.90	289.25	6				
108	31830.34	S2+3	15.90	332.35	6				Distrito de Tucume
109	32162.69	S2+3	15.90	336.75	6				
110	32499.44	S2+3	15.90	327.50	6				
111	32826.94	S2+3	15.90	296.40	6				
112	33123.34	S2+0	12.90	300.55	6				
113	33423.89	S2+3	15.90	296.40	6				
114	33720.29	S2+3	15.90	347.10	6				
115	34067.39	S2+3	15.90	330.40	6				
116	34397.79	S2+3	15.90	337.60	6				
117	34735.39	S2+3	15.90	240.00	6				
118	34975.39	B - 3	10.00	227.60	3	6	31	4645.45	
118A	34975.39	B - 3	10.00	227.60	3	6	32	4645.45	
119	35202.99	S2+0	12.90	234.10	6				
120	35437.09	B + 0	13.00	50.00	3	6	33	535.1	Llegada a subestación Illimo
120A	35437.09	B + 0	13.00	50.00	3	6	34	535.1	

Anexo 07

CARTA DE PRESENTACIÓN

Chiclayo, 25 de noviembre del 2021

Señor:

Ing° RICHARD BRAVO LÓPEZ

Presente

Asunto: VALIDACIÓN DE INSTRUMENTOS A TRAVÉS DE JUICIO DE EXPERTO.

Es grato dirigirme a usted, para expresarle mi cordial saludo y así mismo, hacer de su conocimiento que, siendo estudiante del programa de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad César Vallejo, requiero validar los instrumentos con los cuales recogeré la información necesaria para poder desarrollar mi investigación y con la cual optaré el título de Ingeniero.

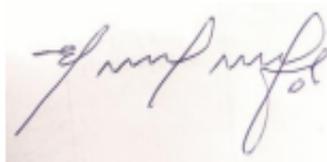
El título de mi proyecto de investigación es: "**Estudio de alternativas para optimizar la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Illimo**" y siendo imprescindible contar con la aprobación de profesionales especializados para poder aplicar los instrumentos en mención, he considerado conveniente recurrir a usted, ante su connotada experiencia en el tema.

El expediente de validación, que le hago llegar contiene:

- Carta de presentación.
- Matriz de consistencia.
- Matriz de operacionalización de las variables.
- Instrumento para validar.

Expresándole mis sentimientos de respeto y consideración me despido de usted, no sin antes agradecerle por la atención que dispense a la presente.

Atentamente.

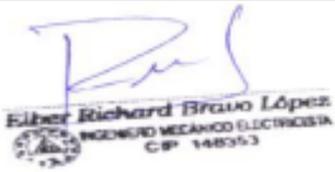


Elvis Hernán López Tolentino
DNI: 16725911

Anexo 08



CERTIFICADO DE VALIDEZ DE CONTENIDO DEL INSTRUMENTO

Nombre del instrumento	Estudio de alternativas para optimizar la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Illimo
Objetivo del instrumento	Determinación de la alternativa más favorable para la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Illimo
Nombres y apellidos del experto	Elber Richard Bravo López
Documento de identidad	44174808
Años de experiencia en el área	08 años
Máximo Grado Académico	Magister
Nacionalidad	Peruana
Institución	Gobierno Regional de Lambayeque – Gerencia Ejecutiva de Energía y Minas.
Cargo	Supervisor
Número telefónico	920 003 536
Firma	 Elber Richard Bravo López INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA C.P. 148353
Fecha	30 noviembre de 2021

Criterios	Detalle	Calificación
Suficiencia	El ítem pertenece a la dimensión y basta para obtener la medición de esta	1: de acuerdo 0: en desacuerdo
Claridad	El ítem se comprende fácilmente, es decir, su sintáctica y semántica son adecuadas	1: de acuerdo 0: en desacuerdo
Coherencia	El ítem tiene relación lógica con el indicador que está midiendo	1: de acuerdo 0: en desacuerdo
Relevancia	El ítem es esencial o importante, es decir, debe ser incluido	1: de acuerdo 0: en desacuerdo

Anexo 09



Dimensión	Indicador	Ítem	Suficiencia	Claridad	Coherencia	Relevancia	Observación
Esfuerzo de tensiones y flecha de conductores eléctricos.	Parámetros atmosféricos y/o meteorológicos presentes, velocidad del viento (m/s), temperatura ambiental (°C).	¿Considera usted que los indicadores utilizados para los cálculos de esfuerzos de tensiones y flecha de los conductores son los indicados?.	1	1	1	1	
	Distancia mínima de seguridad respecto a la superficie.	¿Considera usted que con los cálculos de esfuerzos de tensiones y flecha de los conductores se cumplirá con la DMS?.	1	1	1	1	
Perfil de tensiones y Flujos de potencia.	Calidad de producto.	¿Considera usted que con el perfil de tensiones optimo, se obtendrá la calidad del producto?.	1	1	1	1	
Costos de Inversión en infraestructura por cada alternativa.	Anualidad de la Inversión y peaje por transmisión.	¿Considera usted que los costos de inversión de las alternativas de repotenciación, estarían acorde con la anualidad de inversión y peaje por transmisión?.	1	1	1	1	

Opinión de aplicabilidad: Aplicable [**X**] Aplicable después de corregir [] No aplicable []

Chiclayo, 30 de noviembre de 2021

Eiber Richard Brauo López
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
CIP 148353

Firma del Experto Informante

Anexo 10
CARTA DE PRESENTACIÓN

Chiclayo, 25 de noviembre del 2021

Señor:

Ing° JOSÉ TRINIDAD VÍLCHEZ BALLONA

Presente

Asunto: VALIDACIÓN DE INSTRUMENTOS A TRAVÉS DE JUICIO DE EXPERTO.

Es grato dirigirme a usted, para expresarle mi cordial saludo y así mismo, hacer de su conocimiento que, siendo estudiante del programa de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad César Vallejo, requiero validar los instrumentos con los cuales recogeré la información necesaria para poder desarrollar mi investigación y con la cual optaré el título de Ingeniero.

El título de mi proyecto de investigación es: “Estudio de alternativas para optimizar la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Ilimo” y siendo imprescindible contar con la aprobación de profesionales especializados para poder aplicar los instrumentos en mención, he considerado conveniente recurrir a usted, ante su connotada experiencia en el tema.

El expediente de validación, que le hago llegar contiene:

- Carta de presentación.
- Matriz de consistencia.
- Matriz de operacionalización de las variables.
- Instrumento para validar.

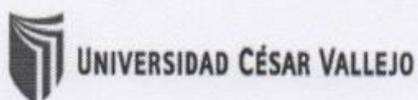
Expresándole mis sentimientos de respeto y consideración me despido de usted, no sin antes agradecerle por la atención que dispense a la presente.

Atentamente.



Elvis Hernán López Tolentino
DNI: 16725911

Anexo 11



CERTIFICADO DE VALIDEZ DE CONTENIDO DEL INSTRUMENTO

Nombre del instrumento	Estudio de alternativas para optimizar la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Illimo
Objetivo del instrumento	Determinación de la alternativa más favorable para la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Illimo
Nombres y apellidos del experto	José Trinidad Vilchez Ballona.
Documento de identidad	42455032
Años de experiencia en el área	5
Máximo Grado Académico	Ing° Mecánico Electricista.
Nacionalidad	Peruana
Institución	Proyecto Especial Olmos Tinajones
Cargo	Ingeniero Especialista en Mantenimiento de Líneas de Transmisión.
Número telefónico	978851951
Firma	 JOSE TRINIDAD VILCHEZ-BALLONA ING. MECÁNICO ELECTRICISTA REG. CIP. 190665
Fecha	30 noviembre de 2021

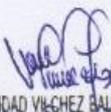
Crterios	Detalle	Calificación
Suficiencia	El ítem pertenece a la dimensión y basta para obtener la medición de esta	1: de acuerdo 0: en desacuerdo
Claridad	El ítem se comprende fácilmente, es decir, su sintáctica y semántica son adecuadas	1: de acuerdo 0: en desacuerdo
Coherencia	El ítem tiene relación lógica con el indicador que está midiendo	1: de acuerdo 0: en desacuerdo
Relevancia	El ítem es esencial o importante, es decir, debe ser incluido	1: de acuerdo 0: en desacuerdo

Anexo 12

Dimensión	Indicador	Ítem	Suficiencia	Claridad	Coherencia	Relevancia	Observación
Esfuerzo de tensiones y flecha de conductores eléctricos.	Parámetros atmosféricos y/o meteorológicos presentes, velocidad del viento (m/s), temperatura ambiental (°C).	¿Considera usted que los indicadores utilizados para los cálculos de esfuerzos de tensiones y flecha de los conductores son los indicados?.	1	1	1	1	
	Distancia mínima de seguridad respecto a la superficie.	¿Considera usted que con los cálculos de esfuerzos de tensiones y flecha de los conductores se cumplirá con DMS?.	1	1	1	1	
Perfil de tensiones y Flujos de potencia.	Calidad de producto.	¿Considera usted que con el perfil de tensiones optimo se obtendrá la calidad de producto?.	1	1	1	1	
Costos de Inversión en infraestructura por cada alternativa.	Anualidad de la Inversión y peaje por transmisión.	¿Considera usted que los costos de inversión de las alternativas de repotenciación, estarían acorde con la anualidad de inversión y peaje por transmisión?.	1	1	1	1	

Opinión de aplicabilidad: Aplicable [] Aplicable después de corregir [] No aplicable []

Chiclayo, 30 de noviembre de 2021


JOSE TRINIDAD VIQUEZ BALLÓN
 ING. MECANICO ELECTRICISTA
 REG. CIP. 190665

Firma del Experto Informante

Anexo 13

CARTA DE PRESENTACIÓN

Chiclayo, 25 de noviembre del 2021

Señor:

Ing° CARLOS CAMACHO OLANO

Presente

Asunto: VALIDACIÓN DE INSTRUMENTOS A TRAVÉS DE JUICIO DE EXPERTO.

Es grato dirigirme a usted, para expresarle mi cordial saludo y así mismo, hacer de su conocimiento que, siendo estudiante del programa de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad César Vallejo, requiero validar los instrumentos con los cuales recogeré la información necesaria para poder desarrollar mi investigación y con la cual optaré el título de Ingeniero.

El título de mi proyecto de investigación es: **"Estudio de alternativas para optimizar la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Illimo"** y siendo imprescindible contar con la aprobación de profesionales especializados para poder aplicar los instrumentos en mención, he considerado conveniente recurrir a usted, ante su connotada experiencia en el tema.

El expediente de validación, que le hago llegar contiene:

- Carta de presentación.
- Matriz de consistencia.
- Matriz de operacionalización de las variables.
- Instrumento para validar.

Expresándole mis sentimientos de respeto y consideración me despido de usted, no sin antes agradecerle por la atención que dispense a la presente.

Atentamente.



Elvis Hernán López Tolentino
DNI: 16725911

Anexo 14



GERTIFICADO DE VALIDEZ DE CONTENIDO DEL INSTRUMENTO

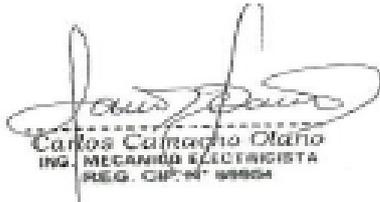
Nombre del instrumento	Estudio de alternativas para optimizar la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Ilimo
Objetivo del instrumento	Determinación de la alternativa más favorable para la repotenciación de la línea de transmisión en 60 kV Chiclayo – Ilimo
Nombres y apellidos del experto	Carlos Orlando Camacho Olano
Documento de identidad	16748345
Años de experiencia en el área	10
Máximo Grado Académico	Ing° Mecánico Electricista.
Nacionalidad	Peruana
Institución	Proyecto Especial Olmos Tinajones
Cargo	Ingeniero Especialista en Operación de Líneas de Transmisión.
Número telefónico	979830186
Firma	 Carlos Orlando Camacho Olano ING. ESPECIALISTA EN OPERACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN MÉD. C. C. C. N° 999994
Fecha	08 de Diciembre de 2021

Criterios	Detalle	Calificación
Suficiencia	El ítem pertenece a la dimensión y basta para obtener la medición de esta	1: de acuerdo 0: en desacuerdo
Claridad	El ítem se comprende fácilmente, es decir, su sintáctica y semántica son adecuadas	1: de acuerdo 0: en desacuerdo
Coherencia	El ítem tiene relación lógica con el indicador que está midiendo	1: de acuerdo 0: en desacuerdo
Relevancia	El ítem es esencial o importante, es decir, debe ser incluido	1: de acuerdo 0: en desacuerdo

Dimensión	Indicador	Ítem	Suficiencia	Claridad	Coherencia	Relevancia	Observación
Esfuerzo de tensiones y flecha de conductores eléctricos.	Parámetros atmosféricos y/o meteorológicos presentes, velocidad del viento (m/s), temperatura ambiental (°C).	¿Considera usted que los indicadores utilizados para el cálculo de esfuerzos de tensiones y flecha de los conductores son los indicados?.	1	1	1	1	
	Distancia mínima de seguridad respecto a la superficie.	¿Considera usted que con los cálculos de esfuerzos de tensiones y flecha de los conductores se conocerá si se cumple con DMS?.	1	1	1	1	
Perfil de tensiones y Flujos de potencia.	Calidad de producto.	¿Considera usted que con un perfil de tensiones óptimo permitirá alcanzar el estándar de calidad de producto aceptable?.	1	1	1	1	
Costos de Inversión en infraestructura por cada alternativa.	Anualidad de la Inversión y peaje por transmisión.	¿Considera usted que los costos de inversión anualizados de las alternativas de repotenciación, serán cubiertos por un peaje por transmisión?.	1	1	1	1	

Opinión de aplicabilidad: Aplicable [] Aplicable después de corregir [] No aplicable []

Chiclayo, 08 de Diciembre de 2021



Carlos Carragha Ochoa
ING. MECÁNICO ELÉCTRICISTA
REG. CUP-01-00004

Firma del Experto Informante