



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso – Chile

“MEJORA AL PLAN DE MANTENIMIENTO DE
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CHILQUINTA
TRANSMISIÓN BASADO EN SU CONDICIÓN”

Thabata Cantillana Romero

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA ELECTRICISTA

Profesor Guía

Roger Schürch Brandt

Profesor Correferente

Raúl Rèndic Davis

22 de octubre de 2025



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: MEJORA AL PLAN DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CHILQUINTA
TRANSMISIÓN BASADO EN SU CONDICIÓN

Nombre del candidato(a): Thabata Vanesa Cantillana Romero

Carrera / Grado: Ingeniería Eléctrica

Campus: Casa Central Valparaíso;

Departamento: Departamento de Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Roger Schurch Brandt, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a)
del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 21/10/2025

Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 21/10/2025

Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Resumen

El presente estudio propone la implementación de un Plan de Mantenimiento Basado en la Condición (CBM) para las líneas de transmisión de Chilquinta Transmisión S.A., con el objetivo de optimizar los recursos, aumentar la confiabilidad del sistema y extender la vida útil de los activos.

Resultados Principales:

El plan CBM considera actividades predictivas y preventivas —como inspección visual, termografía, coronografía, lavado de aisladores, medición de puesta a tierra y manejo de vegetación— ajustadas según la condición real y el nivel de prioridad de cada tramo de línea. Este enfoque permitió identificar distintos niveles de criticidad y diseñar planes específicos por tramo y nivel de tensión (44, 66, 110 y 220 kV), logrando resultados económicos sobresalientes:

- Líneas de 220 kV: ahorro equivalente al 75,67% respecto al plan actual.
- Líneas de 110 kV: reducción significativa de costos y redistribución eficiente de recursos en tramos críticos.
- Líneas de 66 kV: ahorro total que equivale a una reducción superior al 50% en varios circuitos.
- Líneas de 44 kV: margen positivo, representando una disminución promedio del 45% al 80% en costos de mantenimiento por línea.

En conjunto, la disminución global en los gastos de mantenimiento representando un ahorro total del 36,38% frente al plan actualmente proyectado por la empresa.

Impacto y Mejora Económica

El ahorro obtenido permite reorientar recursos financieros hacia:

- Inversión en nuevas tecnologías de monitoreo en tiempo real,
- Capacitación del personal,
- Modernización de equipos e infraestructura, y
- Fortalecimiento de la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Además de los beneficios financieros directos, el plan CBM contribuye a:

- Reducir tiempos de desconexión no programados,
- Minimizar fallas inesperadas,

- Incrementar la eficiencia operativa, y
- Extender la vida útil de los activos.

Conclusiones

La implementación del mantenimiento basado en la condición en Chilquinta Tx. demuestra ser técnica y económicamente viable, validando la pertinencia de aplicar estrategias de mantenimiento predictivo en el sector eléctrico. El estudio concluye que el CBM genera una gestión más eficiente de los activos, permite una toma de decisiones basada en datos reales, y entrega ahorros financieros sustanciales que fortalecen la sostenibilidad y competitividad de la empresa a largo plazo.

Se recomienda avanzar hacia una implementación total del CBM, acompañada de la mejora continua en la recopilación de datos y la digitalización de los procesos de mantenimiento, lo que consolidará a Chilquinta Transmisión como referente nacional en gestión de activos eléctricos.

Abstract

This study proposes the implementation of a **Condition-Based Maintenance (CBM) Plan** for the transmission lines of **Chilquinta Transmisión S.A.**, aiming to optimize resource allocation, increase system reliability, and extend asset lifespan.

Main Results

The proposed CBM plan integrates predictive and preventive maintenance activities—such as visual inspection, thermography, corona inspection, insulator washing, grounding resistance measurement, and vegetation management—adjusted according to the **actual condition** and **priority level** of each transmission segment.

This approach enabled the identification of varying levels of criticality and the design of specific maintenance plans for each voltage level (44, 66, 110, and 220 kV), leading to significant economic improvements:

- **220 kV Lines:** Savings equivalent to a **75.67% reduction** compared to the current maintenance plan.
- **110 kV Lines:** Notable cost reductions and efficient redistribution of maintenance resources for critical segments.
- **66 kV Lines:** Total savings representing an overall **cost reduction exceeding 50%** for several circuits.
- **44 kV Lines:** Positive balance corresponding to an **average reduction of 45–80%** in maintenance costs per line.

Overall, the **total reduction in maintenance expenditures** amounts to approximately a **36.38% decrease** compared with the company's current plan.

Economic and Operational Improvements

The achieved savings allow **reallocation of financial resources** toward investments in **real-time monitoring technologies, technical staff training, and infrastructure modernization**, thereby enhancing both the **reliability** and **safety** of the transmission system.

Beyond direct financial benefits, the proposed plan enables a **reduction of unplanned outages, minimization of unexpected failures, improvement in operational efficiency, and extension of asset lifespan**, contributing to overall system sustainability.

Conclusions

The implementation of condition-based maintenance within Chilquinta Tx. is both **technically and economically feasible**, validating the relevance of adopting predictive maintenance strategies in the electrical transmission sector.

The study concludes that the CBM approach provides **more efficient asset management**, promotes **data-driven decision-making**, and achieves **substantial financial savings**, strengthening the company's **long-term sustainability and competitiveness**.

It is recommended to move forward with a full-scale implementation of the CBM plan, complemented by continuous improvement in **data collection systems** and **digitalization of maintenance processes**, positioning Chilquinta Transmisión S.A. as a national leader in modern asset management within the power transmission industry.

Agradecimientos

Primeramente, quisiera agradecer a toda mi familia, a Silvana Romero Rivas por siempre instarme a probar desafíos, porque no hay problema más grande que Dios. A mi padre Mauricio Fernández por su estar tranquilo cuando yo estaba nerviosa o asustada por ramos y resultados, y lograba transmitirme esa paz. A mis hermanos Deborah y Benjamín por acompañarme en noches de estudio y compartieron interés por mi carrera, abrazos y comida que me ayudaron a mantener la pasión por mis estudios.

Extiendo mi gratitud a esta casa de estudios, que me brindó no solo la formación académica necesaria para desarrollarme como Ingeniera Eléctrica, sino también un espacio para crecer como persona y profesional. Gracias por las oportunidades de aprendizaje interdisciplinario que me permitieron compartir con futuros ingenieros de distintas especialidades, enriqueciendo mi visión y comprensión del mundo técnico. Agradezco especialmente al área de DEFIDER por las actividades recreativas y deportivas en las que participé, como los talleres de danza contemporánea, folclore y rugby femenino, que me enseñaron la importancia del equilibrio entre la vida académica, la salud y el bienestar integral.

Deseo expresar mi agradecimiento a los profesores del Departamento de Ingeniería Eléctrica por su compromiso y dedicación. Su enseñanza fue esencial para el desarrollo de mis competencias técnicas y mi formación profesional. De manera especial, agradezco al profesor Roger Schürch y al profesor Raúl Rêndic por su orientación, paciencia y valioso apoyo durante el proceso de elaboración de esta memoria de titulación.

También quiero reconocer la disposición y amabilidad del equipo de ingenieros del área de Mantenimiento de Líneas de Transmisión de Chilquinta Transmisión S.A., quienes me acogieron con profesionalismo y confianza durante mi última práctica. Agradezco especialmente a Christian Flores y Álvaro Rivera por su apoyo, guía y por haberme brindado la oportunidad de desarrollar este tema de tesis, el cual representó un desafío y una valiosa experiencia de aprendizaje en el ámbito de la ingeniería eléctrica.

Un especial agradecimiento a todas las integrantes del grupo de “Niñas Eléctricas”, conformado por estudiantes y egresadas de distintas generaciones del Departamento de Eléctrica de la USM, quienes me inspiraron a seguir adelante incluso en los momentos de mayor dificultad. Su ejemplo, compromiso y apoyo constante fortalecieron mi convicción de que las mujeres tenemos un rol cada vez más relevante en el área eléctrica. Gracias por las reuniones, charlas y acompañamiento brindado, incluso durante los años de pandemia, cuando la unión y su empatía fueron esenciales para mantenernos motivadas. Agradezco también al Centro de Alumnos del año 2018 (CAA), el primero integrado principalmente por

mujeres, ya que logramos fortalecer los lazos entre compañeras de carrera y nuestra colaboración dentro de la vida universitaria.

Finalmente, agradecer a Dios por sobre todo lo demás, que fue quien puso las personas indicadas en mi vida, en mi crianza y a lo largo de la carrera, para poder afrontar y terminar este gran desafío. Sin Él y la guía, paz, gozo y fortaleza que me inculcó mi familia y la iglesia a la que pertenezco, no habría podido llegar a este punto cúlmine de Titulación como Ingeniera Eléctrica.

Contenido

Resumen.....	1
Abstract.....	3
Agradecimientos.....	5
Capítulo 1: Introducción	11
1.1 Objetivo general	12
1.2 Objetivos específicos	12
Capítulo 2: Marco teórico.....	14
2.1 Gestión de Activos	15
2.2 Ingeniería del mantenimiento	15
2.2.1. Tipos de mantenimiento.....	17
2.2.2. Particularidades del CBM	19
Capítulo 3: Contexto interno de la empresa y normativa asociada	21
3.1 Actividades de mantenimiento	21
3.2 Normativa vigente.....	22
3.3 Plan de mantenimiento actual.....	22
Capítulo 4: Recomendaciones basadas en bibliografía.....	23
4.1 Sobre Inspección Visual.....	23
4.2 Sobre Termografía y Coronografía.....	24
4.3 Sobre Lavado/Limpieza de aisladores.....	24
4.4 Implementación de Aisladores/Cadenas Testigos.....	27
Capítulo 5: Representación de la Condición en líneas de transmisión.....	28
5.1 Características representativas de líneas.....	29
5.1.1 Edad de línea.....	30
5.1.2 Nivel de Contaminación IEC 60815	30
5.1.3 Invasión de franja.....	31
5.1.4 Tasa de falla	32
5.1.5 Impacto de falla.....	33
5.1.6 Material de aisladores.....	34
5.2 Plan de mantenimiento por prioridad.....	34
5.2.1 Prioridad alta	36
5.2.2 Prioridad media.....	36
5.2.3 Prioridad baja	37

5.3	Prioridades de tramos y/o líneas	38
5.3.1	Tramos/Líneas de prioridad alta	38
5.3.2	Tramos/Líneas de prioridad baja	40
5.3.3	Tramos/Líneas de prioridad Media	41
Capítulo 6: Análisis económico comparativo		45
6.1	Líneas de 220 kV.....	45
6.2	Líneas de 110 kV.....	46
6.3	Líneas de 66 kV	50
6.4	Líneas de 44 kV	52
6.5	Análisis económico final.....	54
Capítulo 7: Conclusiones		55
7.1	Conclusiones generales	55
7.2	Cumplimiento de objetivos	57
Referencias.....		60
Anexo		62

Índice de Figuras

Figura 1: Mapa quinta región con líneas de transmisión de Chilquinta TX.....	14
Figura 2: Clasificación de los tipos de mantenimiento [4].....	18
Figura 3: Diagrama de flujo aplicación CBM.	28
Figura 4: Estados y riesgo de Edad de línea.....	30
Figura 5: Estados y riesgo de Contaminación de línea.	31
Figura 6: Estados y riesgo de Invasión de franja de línea.....	32
Figura 7: Estados y riesgo de Tasa de falla de línea.....	33
Figura 8: Estados y riesgo de Impacto de falla en línea.....	33
Figura 9: Detalle de aplicación de la metodología propuesta.....	38
Figura 10: Tramos de prioridad Alta.	39
Figura 11: Tramos de prioridad Baja.....	41
Figura 12: Tramos de prioridad Media.....	43
Figura 13: Costos plan actual v/s plan propuesto en líneas de 110 kV.....	48
Figura 14: Costos plan actual v/s plan propuesto en líneas de 66 kV.	51
Figura 15: Costos plan actual v/s plan propuesto en líneas de 44 kV.	53
Figura 16: Planificación de inspecciones coronográficas en líneas de transmisión.....	63
Figura 17: Planificación de inspecciones termográficas en líneas de transmisión.....	64
Figura 18: Planificación de inspecciones visuales en líneas de transmisión.....	65
Figura 19: Planificación de lavado de aislación en líneas de transmisión.	66
Figura 20: Planificación de manejo de vegetación en líneas de transmisión.	67
Figura 21: Planificación de plan de altas temperaturas en líneas de transmisión.	67

Índice de Tablas

Tabla 1: Gastos anuales según nivel jerárquico empresarial, considerando planificación y riesgo de falla [8].....	16
Tabla 2: Propiedades de eventos predecibles e impredecibles [8].	17
Tabla 3: Métodos de lavado de aisladores [17].....	26
Tabla 4: Clasificación del riesgo por Condición.....	34
Tabla 5: Ponderación de prioridad según Material de Aislador.....	35
Tabla 7: Resumen de actividades por prioridad.....	37
Tabla 15: Detalle de condición y prioridad en tramos/líneas de 66 kV.....	44
Tabla 16: Detalle de condición y prioridad en tramos/líneas de 220 kV.	44
Tabla 8: Detalle de costos en línea San Luis – Agua Santa.	46
Tabla 9: Costos de mantenimiento líneas de 110 kV.	49
Tabla 10: Costos mantenimiento líneas de 66 kV.....	51
Tabla 11: Costos de mantenimiento líneas de 44 kV.	53
Tabla 12: Listado de líneas Chilquinta Transmisión S.A.....	62
Tabla 13: Clasificación de líneas en base a IEC6015 [20].....	68
Tabla 14: Detalle de condición y prioridad en tramos/líneas de 44 kV.....	69
Tabla 17:Detalle de condición y prioridad en tramos/líneas de 110 kV.....	70

Abreviaturas y Definiciones

AT:	Alta tensión.
ANSI:	<i>American National Standards Institute.</i>
BT:	Baja tensión.
CA:	Corriente alterna.
CC:	Corriente continua.
CEN:	Coordinador Eléctrico Nacional.
CNE:	Comisión Nacional de Energía.
IEC:	<i>International Electrotechnical Commission.</i>
NCh:	Norma Chilena.
NEMA:	<i>National Electrical Manufacturers Association.</i>
NT:	Norma técnica.
NTSyCS:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
S/E:	Subestación.
SEC:	Superintendencia de Electricidad y Combustible.
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional.
SI:	Sistema interconectado.
ST:	Sistema de transmisión.

Capítulo 1: Introducción

Dentro de las componentes del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), las líneas de transmisión abarcan cerca de 42132 km. de extensión a lo largo de nuestro país, siendo uno de los activos más expuestos a los factores climáticos, de flora y fauna, e inclusive al factor humano, en comparación a equipos de subestación o casetas de control u otros componentes. Ante esta realidad, existe un riesgo constante para la entrega del servicio eléctrico a los consumidores, ya que tanto los conductores, como aisladores y la ferretería involucrada en las torres de transmisión, se pueden ver deterioradas por estos factores e incluso ser fuentes de falla en el sistema eléctrico, menguando la confiabilidad y seguridad en nuestro sistema actual [1].

Una forma de tratar con estas situaciones adversas es la aplicación de distintos planes de mantenimiento según las realidades y la experiencia que se tenga con cada línea de transmisión, los cuales tienen como finalidad el prolongar la vida útil del activo y/o mantener por el mayor tiempo posible la condición óptima del activo a gestionar. Es por esto por lo que se requiere de un estudio desde el punto de vista ingenieril para la toma de decisiones de las mediciones, inspecciones, y otras actividades de mantenimiento que es necesario llevar a cabo para gestionar de manera óptima las componentes pertenecientes a las líneas de transmisión [2]. De esta manera se logra contar con un panorama más completo antes de la puesta en servicio de grandes y pequeños cambios que se puedan realizar al sistema de potencia nacional, velando por mantener y resguardar la continuidad del suministro eléctrico y su operación planificada.

Los tipos de mantenimiento mayormente aplicados en la industria son el correctivo, el cual se encarga de despejar, limpiar o tratar los equipos una vez que estos presentan algún desperfecto o avería; y el preventivo que busca evitar llegar al punto de falla del equipo, actuando de forma previa para evitar el estrés o fatiga del activo. En el área eléctrica se aplican distintas subdivisiones de mantenimiento, como el mantenimiento programado, el mantenimiento de oportunidad y mantenimiento basado en la condición (CBM) [3]. Ahora bien, dentro del contexto nacional el mantenimiento programado es el más utilizado en cuanto a líneas de transmisión, donde se tienen diferentes actividades que se llevan a cabo de forma periódica, es decir, se define de antemano una frecuencia para las actividades a realizar, ya sea mensual, semestral o anualmente. El mantenimiento de oportunidad se realiza sólo cuando los equipos no están en funcionamiento, para evitar los cortes de suministro por acciones de mantenimiento, mientras que el CBM busca monitorear de forma constante el estado de cada equipo a gestionar, supervisando que sus parámetros estén dentro de ciertos límites preestablecidos [4].

El caso particular de la empresa Chilquinta Tx. presenta una amplia diversidad tanto en las condiciones geográficas y ambientales, como en la antigüedad y en los niveles de tensión de

sus líneas de transmisión, además de otros parámetros relevantes como lo es la accesibilidad a las torres, la condición de franjas de servidumbre, entre otros. Considerando lo mencionado, se vuelve evidente la necesidad de aplicar planes de mantenimiento personalizados para las condiciones propias de cada línea o tramos de ellas, lo cual permitiría una gestión de activos optimizada, en comparación al plan predeterminado empleado actualmente, además de una posible extensión de la vida útil de los componentes de las líneas [5].

Para la elaboración del plan mencionado, se trabajará con las actividades de mantenimiento de las que dispone la empresa, las cuales incluyen termografía, coronografía, limpieza/lavado de aisladores, medición de puesta a tierra, manejo de vegetación e inspección visual. Estas actividades componen un plan de mantenimiento en parte predictivo, logrando anticipar y encontrar la raíz de potenciales problemas en los equipos, y en parte preventivo, ya que se enfoca en la conservación de equipos o instalaciones a través de la revisión de ellos, cumpliendo el objetivo de evitar fallas y en consecuencia acciones correctivas, lo cual constituya la base u objetivo principal de un óptimo plan de mantenimiento.

El impacto de un plan como el descrito anteriormente, logra desarrollar el potencial de la empresa desde las primeras etapas, ya que busca conocer las instalaciones de la empresa en su totalidad, y en función de la información conglomerada, analizar el nivel de riesgo de cada línea de transmisión, para lograr una toma de decisiones basada en la realidad de ella. Además, un alcance que se lograría desarrollar a largo plazo sería una reducción sustancial en los tiempos de desconexión no programados en líneas de transmisión, además de reducir los costes de mantenimiento y prolongar la vida útil de los activos [6], aumentando la productividad al buscar mantener la calidad de éstos.

1.1 Objetivo general

Proponer un plan de mantenimiento basado en la condición (CBM) para diferentes niveles de tensión en líneas de transmisión pertenecientes a Chilquinta Transmisión S.A. (Chilquinta Tx.), enfocado en la modificación de las actividades de mantenimiento.

1.2 Objetivos específicos

- Realizar una revisión bibliográfica sobre prácticas de CBM en el mercado eléctrico internacional enfocadas en las líneas de transmisión, para evaluar las opciones que sean factibles para la empresa considerando sus actividades de mantenimiento.

- Identificar los parámetros de líneas de transmisión que sean representativos de su condición y/o estado técnico, geográfico y ambiental, para analizar y diseñar una tabla de riesgos, a través de la información recopilada de las instalaciones.
- Definir los activos de riesgo de Chilquinta Tx. y su nivel de criticidad, mediante los parámetros analizados en la tabla de riesgos de líneas, con el fin de enfocar el plan de mantenimiento por condición a cada línea o tramo de línea.
- Elaborar un plan de mantenimiento específico para cada tipo de activo de riesgo identificado, considerando su condición para modificar la periodicidad y/o profundidad de las actividades de mantenimiento.
- Contrastar económicamente los planes de mantenimiento propuestos con el plan general presente, destacando las posibles ventajas e inconvenientes de las modificaciones.

Capítulo 2: Marco teórico

En la Quinta Región se cuenta con un sistema de transmisión de energía eléctrica variado tanto en empresas participantes como en niveles de tensión. El caso de la empresa Chilquinta Tx cuenta con líneas de 44, 66, 110 y 220 kV con una extensión de más de 580 km, las cuales suministran de energía a los más de 570000 clientes de la región, por lo que asegurar la continuidad del sistema y mejorar la robustez de éste es crucial y determinante para la empresa [7].

En la búsqueda por cumplir con la misión de Chilquinta Transmisión S.A. de brindar excelencia en la transmisión de energía eléctrica con los más altos estándares de confiabilidad, sustentabilidad y calidad de servicio, gestionando los activos para lograr su óptimo rendimiento y participar del desarrollo del sector para mejorar el bienestar de la comunidad, nace la idea desde el Área de Mantenimiento de Líneas de Transmisión de investigar respecto a nuevas prácticas y mejoras posibles al plan de mantenimiento instaurado en la empresa, y el conocer diferentes actividades de mantenimiento no aplicadas en la actualidad por Chilquinta Tx., para su evaluación en el futuro y mantenerse a la vanguardia en sus prácticas eléctricas.

Las líneas de transmisión pertenecientes a Chilquinta Tx. configuran una lista que varía desde 44 kV hasta 220 kV dentro de la región, siendo ésta compuesta por 10 líneas de 44kV, 12 líneas de 66kV, 16 líneas de 110kV y sólo una de 220 kV. El listado con detalles es visible en la Tabla 13 del Anexo.

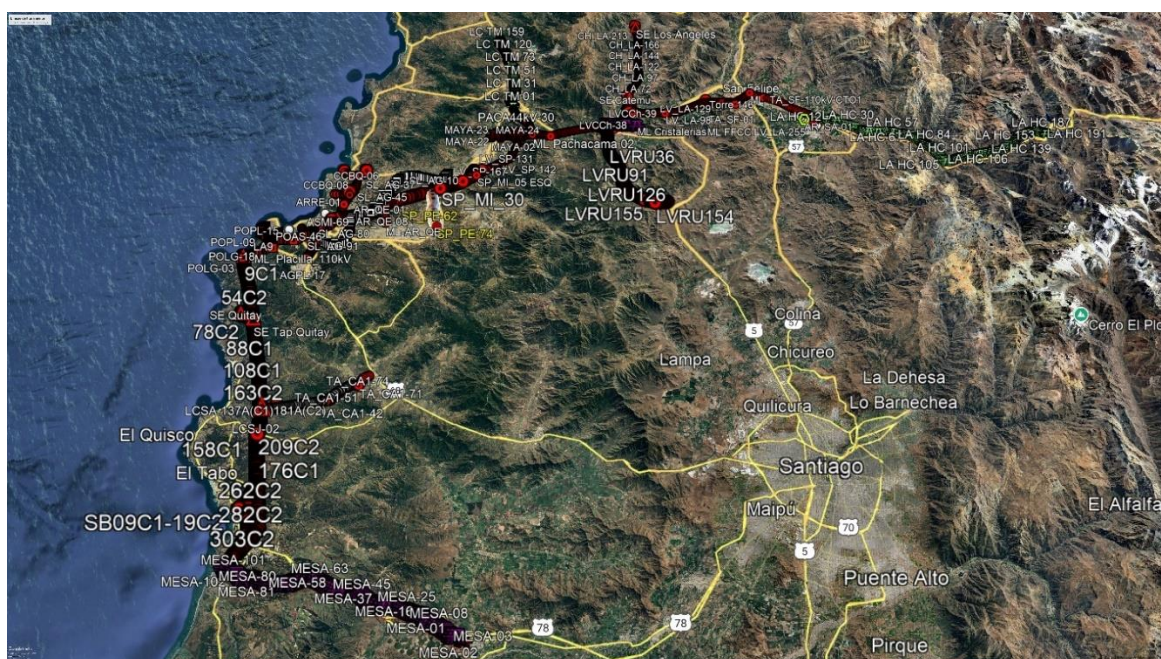


Figura 1: Mapa quinta región con líneas de transmisión de Chilquinta TX.

2.1 Gestión de Activos

El procedimiento para realizar el mantenimiento de un activo involucra acciones técnicas y administrativas que se aplican con el fin de mantener su funcionalidad en condiciones óptimas. Un mantenimiento mal gestionado puede generar costos directos, derivados de las acciones necesarias para reparar el activo en cuestión, y costos indirectos, relacionados con el deterioro del estado del activo y el impacto que provoca en otras áreas y personas debido a la interrupción del suministro óptimo [3].

A lo largo del tiempo se ha hecho evidente la necesidad de optimizar la gestión del mantenimiento, llegando a ser una parte clave para las empresas en los distintos procesos industriales y/o servicios. Es por esto por lo que en la actualidad se estudia la Ingeniería del mantenimiento, con el objetivo de preservar los activos el mayor tiempo posible en su forma óptima, buscando minimizar los costos en los que se incurre por las acciones de mantenimiento, aplicando nuevas tecnologías y estrategias de gestión [6].

2.2 Ingeniería del mantenimiento

La gestión del mantenimiento se centra en la toma de decisiones relacionadas con el mantenimiento en diferentes niveles: estratégico, táctico y operativo. Esto incluye aspectos como la contratación de personal calificado, la asignación de recursos y la programación de actividades. Es fundamental que tanto las empresas como las agencias gubernamentales tomen decisiones adecuadas sobre el mantenimiento de objetos ingenieriles en estos tres niveles.

Un mantenimiento adecuado, que incluya inspecciones periódicas, no solo mejora el estado técnico de los objetos, sino que también puede prolongar su vida útil. Para llevar a cabo estas decisiones de manera efectiva, es necesario contar con un marco adecuado que facilite la planificación y ejecución, donde la recopilación de datos juega un papel crucial [4].

Tabla 1: Gastos anuales según nivel jerárquico empresarial, considerando planificación y riesgo de falla [8].

Los gastos están relacionados principalmente con	Gastos planificados	Riesgo de falla
Nivel empresa	Inversiones	Lesiones, muertes Daños graves al entorno construido Mala publicidad, pérdida de clientes, aún más dificultades para encontrar nuevas servidumbres (ROW) Fallas en cascada con colapso del sistema eléctrico
Nivel de operación del sistema	Pérdidas de energía y capacidad	Pérdidas adicionales de energía y capacidad Generación de energía más costosa Pérdida de ingresos debido a energía no entregada Multas por parte del regulador
Nivel de operación y mantenimiento de OHTL	Inspecciones y patrullajes regulares para verificar el estado de los componentes de las líneas aéreas (OHL) Pintura, poda de árboles e intervenciones menores realizadas regularmente Compensación a propietarios por daños en la vegetación Costos generales por recopilación de información y mantenimiento de una base de datos	Reparación (incluyendo compensación a propietarios por daños en la vegetación)

Parte importante tanto de la ingeniería de mantenimiento como de la gestión de activos contempla el reconocer los gastos asociados a los procesos y eventos dentro del panorama en que se encuentra inmerso el activo a gestionar. En el caso de las líneas de transmisión se debe considerar que existen eventos predecibles e impredecibles, y en el caso de los primeros, las acciones de mantenimiento a realizar pueden ser del tipo preventivas y/o correctivas, mientras que, para eventos impredecibles, como lo son catástrofes naturales, solo es posible realizar mantenimiento correctivo de forma que el gasto económico no puede ser reducido por acciones proactivas [8].

Tabla 2: Propiedades de eventos predecibles e impredecibles [8].

	Falla causado por:	
	Eventos predecibles:	Eventos impredecibles:
La probabilidad de falla es:	Relativamente alta	Relativamente baja
Existe una forma económica de evitar la falla	Sí existe	No existe
Acción proactiva	Puede tomarse económicamente	No puede tomarse económicamente
En caso de acción adecuada la OHTL	Sobrevivirá al evento	No sobrevivirá al evento
Acción reactiva	Posible dependiendo de la evaluación económica	La única oportunidad de reducir el riesgo económicamente

2.2.1. Tipos de mantenimiento

Según lo que dé origen a las actividades de mantenimiento de cualquier tipo de activo a gestionar, se puede categorizar si éste es de tipo correctivo o preventivo. Añadido a lo anterior, existe también otra clasificación de mantenimiento llamada predictivo, la cual se ha elaborado a lo largo de los años para mejorar la calidad del mantenimiento y mantenerse actualizado en cuanto a los avances tecnológicos.

- **MANTENIMIENTO CORRECTIVO:** El mantenimiento correctivo o también conocido como reactivo, corresponde a las acciones realizadas de forma posterior a algún problema, dificultad o falla en el equipo de interés.
- **MANTENIMIENTO PREVENTIVO:** El mantenimiento preventivo corresponde a las practicas realizadas en base a una programación periódica, o ciclos de procedimientos, o número de mediciones u operación. El objetivo de estas prácticas es prevenir las fallas del activo al llevar a cabo una rutina predeterminada y así tener menor cantidad de cortes y/o fallas de suministro en el caso del servicio eléctrico [6].

- **MANTENIMIENTO PREDICTIVO:** Este tipo de mantenimiento mencionado en la literatura está sustentado en el mismo principio que el preventivo, pero buscando considerar la realidad de cada equipo para evitar la sobrecarga de trabajo preventivo y minimizar los gastos de la empresa. Este tipo de mantenimiento se basa en conocer el estado del activo para definir el plan de mantenimiento a realizar, de lo cual se definen dos tipos principales: Centrado en la Confiabilidad (RCM) y Centrado en la Condición (CBM)¹, que es en el que se profundiza en este estudio [4].

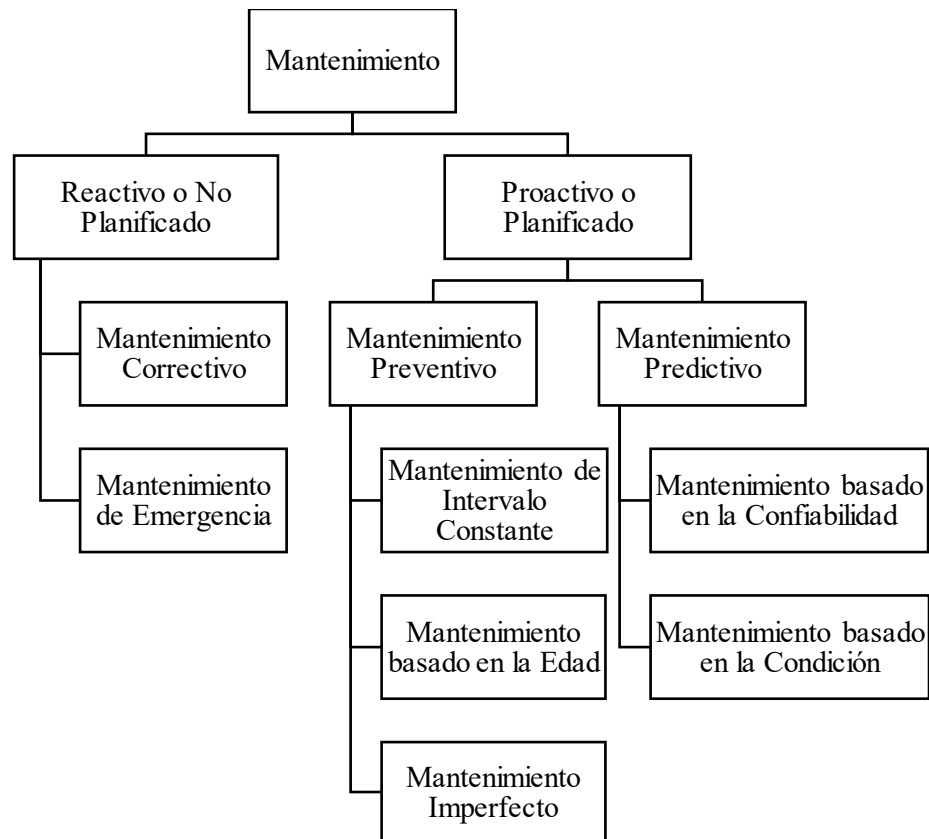


Figura 2: Clasificación de los tipos de mantenimiento [4].

Se utilizan como bases referenciales los textos [4] y [8], en lo asociado a ingeniería del mantenimiento y gestión de los activos, por lo que se considera al Mantenimiento Predictivo como una categoría diferente al Preventivo, mientras que en otra literatura se considera que es un tipo de Mantenimiento Preventivo, ya que comparten algunos fundamentos.

¹ En adelante, se hará referencia a las metodologías a partir de sus siglas en inglés RCM y CBM.

2.2.2. Particularidades del CBM

El CBM es una estrategia de mantenimiento proactiva en la que la decisión de realizar mantenimiento se basa en la observación de la "condición" de un sistema y/o sus componentes. Este enfoque contrasta con el mantenimiento preventivo, que programa el mantenimiento en intervalos fijos, y el mantenimiento correctivo, que solo aborda problemas después de ocurrida la falla. El CBM busca utilizar datos en tiempo real para evaluar la salud del equipo y tomar las decisiones de mantenimiento y los recursos.

Su aplicación en el área eléctrica, específicamente en los sistemas de transmisión generaría una serie de potenciales beneficios en el suministro, los que se traducen en un sistema más confiable para el consumidor. Los principales beneficios se enlistan a continuación.

- **Advertencia Temprana:** El CBM proporciona advertencias previas de fallas inminentes, permitiendo una intervención oportuna.
- **Mayor Precisión:** Aumenta la precisión de la predicción de fallas mediante el uso de datos en tiempo real.
- **Reducción del Tiempo de Inactividad:** Al abordar problemas de manera proactiva, el CBM puede minimizar el tiempo de inactividad inesperado y sus costos asociados.
- **Reducción de Costos de Mantenimiento:** El CBM puede ayudar a minimizar los gastos de mantenimiento al reducir la frecuencia de mantenimientos innecesarios y enfocar recursos donde y cuando realmente se necesitan.
- **Automatización por control:** Puede vincularse a sistemas de control adaptativo para optimizar procesos.

La aplicación completa de este tipo de mantenimiento conlleva ciertos requerimientos o desafíos asociados, ya que, para poder establecer las condiciones o el estado real y actualizado del activo, se necesita una base de datos completa, extensa y actualizable del historial de los equipos, condiciones nominales, mantenimientos y tomas de pruebas realizadas, entre otros. Idealmente también se busca monitorear los equipos en tiempo real, lo cual hace posible conocer desde un punto remoto el estado del equipo y así poder detectar cualquier cambio en éste y potencialmente controlarlo mediante nuevas tecnologías desde el mismo lugar. Las mayores dificultades se pueden resumir en los siguientes dos puntos.

- **Instalación:** El CBM requiere la instalación de equipos de monitoreo y el desarrollo de estrategias de modelado o toma de decisiones. Se utilizan diversas técnicas en el CBM, incluyendo análisis de vibraciones, emisión acústica, termografía y análisis de lubricantes.
- **Implementación:** Puede implicar la integración de sistemas de adquisición de datos y diagnóstico para análisis de datos detallados, o el uso de plataforma utilizando Tecnologías de Información y Comunicación (TIC), infraestructura técnica y tecnologías de adquisición de datos electrónicas [3].

Un ejemplo aplicado al mantenimiento de equipos eléctricos son los análisis y mediciones de Gas Disuelto en aceites de transformadores, lo cual se conoce como DGA por su sigla en inglés. La medición de DGA proporciona información valiosa sobre la condición de un transformador mediante el análisis de la concentración de los gases disueltos en el aceite, lo que permite prevenir fallas de diferente tipo como por ejemplo descargas parciales, degradación de aislamiento, entre otras [9]. La instalación de los sensores requeridos para la medición de este fenómeno en tiempo real involucra el desembolso de capital, especialización y/o entrenamiento de personal para su instalación y la definición de límites y acciones a llevar a cabo, para una implementación adecuada.

Capítulo 3: Contexto interno de la empresa y normativa asociada

El alcance de este proyecto es redefinir la periodicidad y profundidad de las actividades de mantenimiento ya definidas y aplicadas en la empresa mandante, en base a la información técnica de las líneas de transmisión y su realidad e interacción con el ambiente. El conjunto de actividades tanto predictivas como preventivas que se analizarán son las siguientes.

3.1 Actividades de mantenimiento

INSPECCIÓN VISUAL: Corresponde al recorrido con cierta periodicidad del trazado de una línea de transmisión para verificar de forma visual el estado general de sus componentes y el de su faja de seguridad. Las inspecciones serán registradas en planillas tipo, se acompañarán de fotografías, y se ingresarán en el sistema correspondiente para su registro definitivo, trazabilidad y programación.

INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA: Consiste en la identificación y generación de imágenes a partir de la radiación infrarroja emitida por un objeto, estando directamente relacionada con la temperatura de éste. Se basa en la detección de puntos calientes de un componente/equipo, uniones o conductores de líneas de transmisión empleando una cámara termográfica. Cabe mencionar que la Inspección Termográfica se realiza de manera pedestre y para aquellos lugares de difícil acceso, se utiliza un DRONE con cámara Infrarroja.

INSPECCIÓN CORONOGRÁFICA: Consiste en identificar y/o evaluar el estado de aislamiento el cual es afectado por los efectos de disrupción de campo eléctrico como descarga parcial, efecto corona y arborescencia que generalmente no son detectadas por tecnologías convencionales, adicionalmente complementa la termografía infrarroja.

LIMPIEZA MANUAL DE AISLADORES: Corresponde a la limpieza a mano de cada aislador de la cadena con un paño de osnaburgo o similar. Durante esta limpieza, se revisan los accesorios de sujeción de los aisladores y de las cadenas a la estructura. Este método se emplea normalmente en líneas de doble circuito en donde el circuito en mantenimiento debe estar previamente desenergizado, aterrizado y señalizado. También se aplica en líneas de circuito simple emplazadas en lugares sin acceso para el camión de lavado y que puedan ser desconectadas.

LIMPIEZA DE AISLADORES CON AGUA DESMINERALIZADA: Corresponde al lavado de las cadenas de aisladores mediante un chorro de agua desmineralizada aplicada a presión. Habitualmente se emplea este método en líneas de circuito simple cuando existe un adecuado acceso para el camión de lavado o cuando se desea evitar la desconexión de la línea. Desde ahora considerada como “Lavado de aisladores”.

3.2 Normativa vigente

El Área de Mantenimiento de Líneas de Transmisión debe regirse de acuerdo con lo establecido en la normativa aplicada al área de ingeniería eléctrica publicada por la SEC. Esta institución se encarga de definir los lineamientos, límites y procedimientos mínimos generales para el correcto trabajo en los niveles de generación, transmisión y distribución. El Pliego Técnico Normativo RPTD N°15[10] establece los requisitos de seguridad en la operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas, que deben ser considerados por parte de las empresas participantes del servicio de transmisión de energía eléctrica.

3.3 Plan de mantenimiento actual

La planificación del año 2024 se puede visualizar desde la Figura 16 hasta la Figura 19 encontradas en el Anexo, donde se despliegan las fechas estimadas de cada una de las actividades de mantenimiento que se llevan a cabo en las líneas, y se mencionan en este capítulo.

A las actividades de mantenimiento definidas se añade la actividad de “Manejo de Vegetación” para las líneas que requieran de trabajos de poda en tramos específicos o en toda la extensión de línea. La planificación de esta actividad está descrita en la Figura 20. También existe la actividad de “Plan de Altas Temperaturas” para líneas en cuyo historial se tengan registros de haber sido sometidas al estrés resultante de incendios provocados o forestales, para su revisión. Su planificación se encuentra en la Figura 21.

Capítulo 4: Recomendaciones basadas en bibliografía

Para lograr aplicar mantenimiento basado en la condición, se debe considerar la realidad de la empresa para poder realizar recomendaciones atingentes. Con esta motivación, se realiza una revisión de documentos respecto a las prácticas o sugerencias de éstas tanto en el país como internacionalmente, de trabajos de investigación, normativas aplicables, implementación de nuevas tecnologías, equipos de medición y/o control y análisis de datos, entre otras, con el objetivo de fomentar el crecimiento del Área de Mantenimiento a la vanguardia del avance e investigación eléctrica internacional.

Las fuentes y referencias recopiladas incluyen en conjunto el análisis experimental y la experiencia de profesionales dedicados a la ingeniería de mantenimiento de distintas ramas de la ciencia, con el enfoque en la innovación y optimización de la obtención de datos y posterior toma de decisiones en cuanto a la gestión de los activos. La revisión de documentos, normas y publicaciones enfocadas en el área eléctrica permite contrastar las prácticas internacionales con las actividades de la empresa mandante. El análisis sugiere los siguientes puntos a considerar y recomendaciones para complementar el trabajo realizado en la actualidad a través de las actividades de mantenimiento.

4.1 Sobre Inspección Visual

- La inspección visual constituye una de las actividades más costo-eficientes en el rubro, siempre que se acompañe de inspectores especializados y con experiencia. Se recomienda realizarlas de forma reiterada como fundamento del mantenimiento preventivo y adjuntar a ello mediciones termográficas y coronográficas para lograr aplicar un mantenimiento predictivo [11]
- Debido a los constantes cambios en el ambiente en el que se encuentran las líneas de transmisión (sobrecargas, clima, acceso, requerimientos de material, movimientos de suelo, entre otras) es que se vuelve necesaria la reiteración de la inspección y tomar en cuenta el invertir en métodos de evaluación precisos de la condición de la línea en los procesos de planificación y presupuesto [11].
- Un plan de Mantenimiento completo considera una mezcla de actividades basadas en la condición y en el tiempo, es decir predictiva y preventiva, por lo que se requieren inspecciones visuales y dispositivos de monitoreo para generar información sobre el estado del equipo [12].

- Un sistema de almacenamiento de datos eficiente requiere planillas/informes con formatos estandarizados, con sincronización constante y redundante para asegurar la recopilación de información [11].
- De acuerdo con lo establecido en normas americanas PRC-005 [13], un programa de mantenimiento efectivo requiere considerar la criticidad, antigüedad, estado, historial y configuración de equipo a mantener, además de su entorno operativo o condiciones de operación. Ante esto Chilquinta realiza mensualmente un análisis de riesgo de sus subestaciones y líneas, por lo que cumple con la mayoría de lo establecido por esta norma.

4.2 Sobre Termografía y Coronografía

- La coronografía y termografía comprenden la mayor parte del mantenimiento predictivo, por lo que se recomienda aplicar distintos métodos de análisis a los datos obtenidos como inteligencia artificial o simulación Monte-Carlo para largo plazo[14], y así lograr definir el nivel de riesgo en el que se encuentra la línea y posterior toma de decisiones [15].
- Para aplicar mantenimiento predictivo se requieren de 4 actividades mínimas, las cuales son: inspección visual, medición con cámara infrarroja, pruebas de descargas parciales y prueba de líquidos y gases aislantes² [12]. La última actividad no es parte del Area de Mantenimiento de Líneas de Transmisión, ya que se realiza mayormente en equipos de subestaciones eléctricas, como transformadores de potencia o de medida, interruptores de SF6 u otros fluidos aislantes. El mantenimiento en S/E es responsabilidad de otra área de la empresa, pero es posible concluir que el área de líneas de transmisión cumple con las primeras 3 actividades requeridas en la norma referenciada.
- En estudios se demuestra la necesidad de medir corona desde 3 puntos equiespaciados en 120° con la cadena de aisladores como centro, con el propósito de recolectar la realidad del aislador, ya que con una sola medición se pueden perder datos [15].

4.3 Sobre Lavado/Limpieza de aisladores

- La aplicación de limpieza/lavado de aisladores se considera como una práctica de baja frecuencia/necesidad en aisladores poliméricos, mientras que en aisladores de

² Refiérase a pruebas y análisis de fluidos aislantes utilizados en diferentes equipos, ya sea por si solos o para impregnar otro tipo de aislantes de tipo sólido, como por ejemplo en transformadores, interruptores, capacitores, enfriamiento de tiristores, entre otras aplicaciones en la ingeniería eléctrica.

vidrio/cerámica es prioridad para zonas de mayor contaminación para evitar el envejecimiento prematuro del material [16].

- La correcta recopilación de datos sobre el rendimiento y estado de los aisladores es crucial para establecer el programa de limpieza/lavado más rentable para una línea o área geográfica específica [17]. Es importante comprender que un método o frecuencia de limpieza que funciona para una línea pueden no ser efectivos para otra, por lo que se recomienda evaluar la efectividad de los planes aplicados, como se está realizando en el presente trabajo.
- Se requiere más limpieza/lavado en aisladores de porcelana y vidrio, y se recomienda utilizar agua desionizada no filtrada, o solventes especializados para esto, debido a sus propiedades dieléctricas [17]. La Tabla 3 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta un resumen de las prácticas aprobadas por esta norma.

En general, la mayoría de los trabajos investigativos apuntan a potenciar la aplicación y obtención de datos precisos y útiles de las inspecciones realizadas, ya sean de carácter visual, termográfica, coronográfica u otras tecnologías, con la finalidad de conocer las características en tiempo real y/o continuo de la condición de las líneas, y en base a una recopilación consciente, especializada y eficaz de estos parámetros, tomar las decisiones de presupuesto para las actividades de mantenimiento. Se mencionan distintos tipos de análisis realizados por profesionales certificados en la materia [12] u otras herramientas de procesamiento de datos.

Además, se hace énfasis en la formación y/o entrenamiento adecuado de los inspectores, además de un correcto formato en los informes resultantes de la inspección, para poder mantener una base de datos histórica de la condición del elemento medido y lograr definir el punto de operación normal del equipo en condiciones nominales.

Tabla 3: Métodos de lavado de aisladores [17].

Método	Energizado	Desenergizado	Aplicación
Agua a alta presión	—	—	Mejor trabajo de limpieza
Agua a presión media	—	—	Menor fatiga del trabajador y mayor producción
Agua a baja presión	—	—	Para requerimientos de servicio menos severos
Agua a presión muy baja	—	—	Para áreas que requieren lavado frecuente
Boquilla de mano	Sí	Sí	Más común y menos costoso para trabajos pequeños, se puede usar en la mayoría de los sitios
Boquilla con control remoto	Sí	Sí	Cuando la distancia de trabajo segura es un problema o es difícil lavar desde una estructura
Sistema de rociado fijo	Sí	Sí	Instalado permanentemente en la estructura (donde se requiere lavado frecuente) o para limpieza de bujes de transformadores y problemas de rociado con sal marina
Helicóptero	Sí	Sí	Ubicaciones inaccesibles y método más rápido para múltiples sitios
Limpieza en seco con aire comprimido	—	—	Similar al arenado, se usa para eliminar contaminantes pesados
Cáscaras de maíz/nuez	Sí	Sí	Partículas abrasivas trituradas, eliminan contaminantes pesados
Caliza en polvo	Sí	Sí	Aditivo para la mezcla de cáscaras para mayor abrasión
Pellets de CO ₂	Sí	Sí	Sin acción abrasiva sobre aisladores
Limpieza manual	—	—	Método exhaustivo y efectivo cuando ocurren cortes de energía
Almohadillas de nylon/lana de acero	No	Sí	El acceso al dispositivo aislante es difícil
Solventes	No	Sí	Se utilizan para ayudar en la limpieza
Limpieza con calor	Sí	Sí	Utilizado cuando no se cuenta con equipo para lavado con calor o previo a éste para reducir flashover.

4.4 Implementación de Aisladores/Cadenas Testigos

Una de las prácticas asociadas a CBM más sugerida por diferentes fuentes y participantes de la industria eléctrica, es la medición directa o indirecta del nivel de contaminación al que se ven expuestos los aisladores eléctricos.

Es sabido que los esfuerzos dieléctricos a los que se someten los aisladores o cadenas durante la operación afectan las propiedades eléctricas y su vida útil. Si se consideran las sobretensiones, ya sean de tipo transitorias, o por maniobras y/o climatológicas, y a esto se le suma el impacto por condiciones ambientales de contaminación, la variación de sus propiedades puede llegar a variar en más de un 50%, evidenciando la utilidad de definir de la manera más exacta posible la condición contaminante a la que se ven sometidos los equipos[18].

El avance reciente en modelos de pararrayos e interruptores, junto con la implementación de sistemas de protección más adecuados contra los efectos de las descargas atmosféricas, ha permitido reducir las afectaciones por estas causas; no obstante, el fenómeno resultante de la contaminación sigue siendo una de las principales limitaciones para disminuir los niveles de aislamiento requeridos.

Ante esto, se propone la instalación de aisladores o cadenas testigo ya sea en las torres de transmisión o en S/E, para conocer el nivel de contaminación y los agentes presentes en él a los que se ven sometidos los equipos eléctricos. Este tipo de medición se considera directa y permite instruir al personal que lleve a cabo el muestreo de los aisladores testigos, a través de normativa internacional, donde se clasifican los tipos de agentes contaminantes, los métodos de prueba y toma de muestras, y el análisis posterior de los resultados obtenidos[19].

En un inicio se puede considerar como una alta inversión económica, el instalar cadenas en torres de transmisión y en subestaciones, mas debe considerarse que los testigos no requieren estar conectados a la red, ya que las líneas pertenecientes a Chilquinta Transmisión, son en alterna y en este tipo de corriente produce una especie de equilibrio entre repulsión y atracción de las partículas contaminantes, permitiendo que sea un trabajo que se puede llevar a cabo de manera civil, y sin necesidad de alimentación o conexión a las líneas en operación.

Capítulo 5: Representación de la Condición en líneas de transmisión

Debido a que la aplicación de CBM requiere monitoreo en tiempo real de diferentes características pertinentes al entorno y realidad del activo a gestionar, y la empresa mandante no cuenta con todos los sistemas de medición para representar una imagen completa de la condición de la línea, es que se debe adecuar el procedimiento a aplicar de una forma realista y eficiente en función de la información y las herramientas con las que cuenta el Área de Mantenimiento.

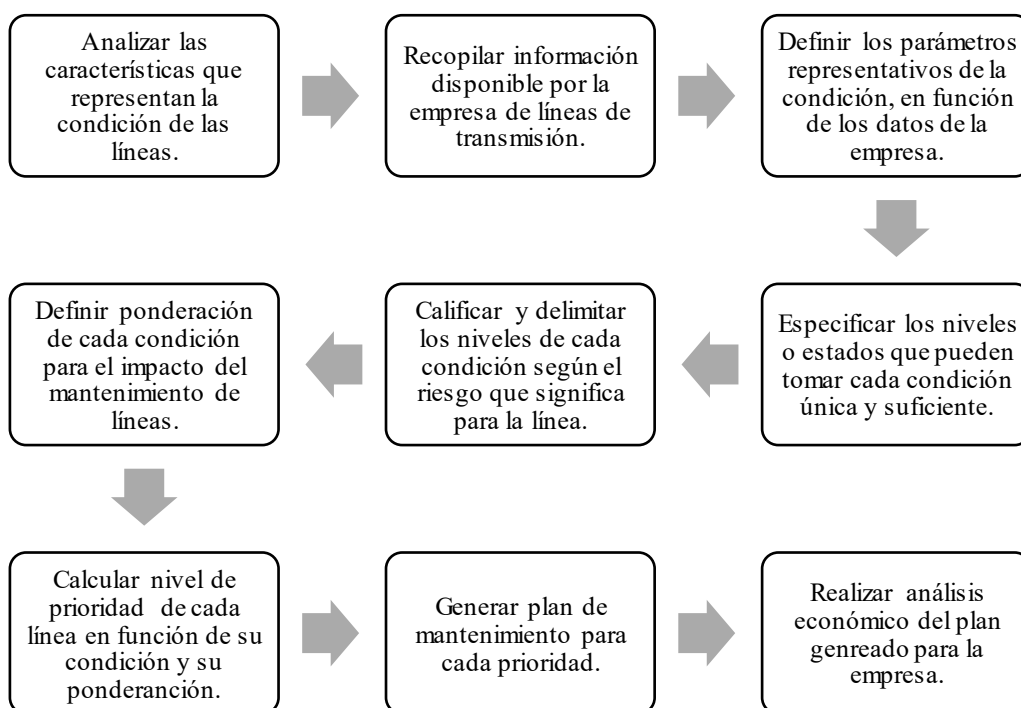


Figura 3: Diagrama de flujo aplicación CBM.

5.1 Características representativas de líneas

La lista de cualidades y aspectos que definen el estado de las líneas de transmisión es extensa, por lo que se toma en consideración la experiencia de ingenieros del Área de Mantenimiento además del conocimiento de académicos de la USM para su definición.

Dentro de los principales factores se encuentran el estado de ferretería, condición del suelo en torres, contaminación, edad y estado de aisladores (roto, quebrado, corroído, etc.), acceso vehicular y peatonal a estructuras, necesidad de manejo de vegetación y cumplimiento de franja de servidumbre. Estos puntos están incorporados actualmente en las planillas generadas por inspección visual, por lo que ya se consideran para el análisis.

Otros factores mencionados para representar las líneas fue la consideración de la tasa e impacto de fallas, invasiones de terreno y el número de reparaciones de conductores, ya sea por corte parcial o total de éste, o también por la exposición de hebras del conductor, lo cual implica realizar uniones en la zona afectada, y no siempre se cuenta con el mismo material utilizado para el conductor original. Los primeros puntos fueron considerados dentro del desarrollo del trabajo, pero el aspecto de uniones en líneas y/o cambios de material y geometría, no pudo ser analizado, ya que la empresa no cuenta con una base de información histórica de las líneas, para poder investigar al respecto.

También se mencionó el medir ciertas condiciones que varían en el tiempo, como por el ejemplo las elevaciones del suelo, si la zona es catastrófica (aludes, derrumbes, etc.), cambio en las zonas por radiación/corrosión y consideración de instalaciones domiciliarias en franjas, ya que pueden influir en el acceso a instalaciones, además de crear una falta a normativa que se traduce en multas a la empresa

Otras características que definen la diferenciación entre las líneas de transmisión son los niveles de tensión y la presencia de avifauna en ellas, pero éstas están contenidas en otras condiciones, como la tasa y el impacto de falla (la cual puede ser por avifauna y se relaciona con el nivel de tensión de la línea).

Las características finales, desde ahora “condiciones”, se eligieron debido a su relevancia para el estado de las líneas y por la disponibilidad de datos históricos por parte de la empresa. Cada una de ellas se evalúa del 1 al 5 según el nivel de riesgo en el que se encuentra la línea. La evaluación propuesta para cada condición será ponderado o promediado para obtener un valor final con el cual se defina la prioridad del activo y su plan de mantenimiento.

5.1.1 Edad de línea

Contabilizado desde la puesta en servicio de la línea, se utiliza la información del documento “Base de Datos LLTT” de la empresa para evaluar la antigüedad de las líneas.

El nivel de riesgo menor es de 1 para líneas de no más de 5 años y la condición más grave es para líneas de más de 40 años lo que se representa en el nivel 5. Los demás rangos se especifican en la Figura 4.

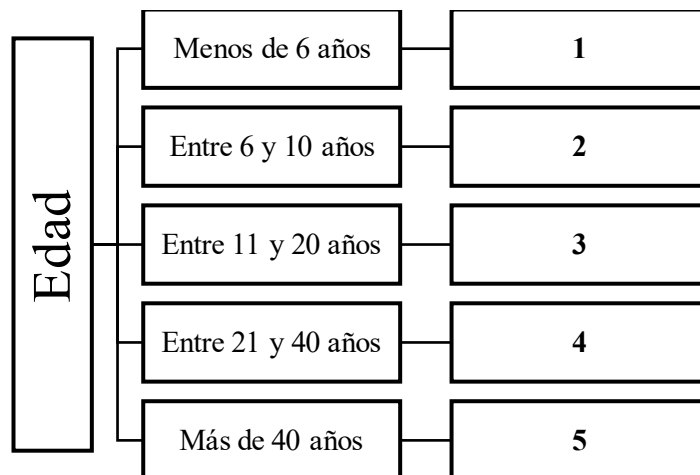


Figura 4: Estados y riesgo de Edad de línea.

5.1.2 Nivel de Contaminación IEC 60815

Se utiliza la información recopilada en el mismo documento anterior, la cual tiene como referencia “Nivel de Contaminación_LLTT CHQE-CTNG-LTAL” provisto por la empresa, donde se define el nivel de contaminación en función del ambiente o sector en el que se encuentra la línea de transmisión.

El documento se basa en las indicaciones de la norma IEC 60815, como se puede ver en la Tabla 14 que se encuentra en el Anexo y se clasifica en los niveles “Muy Alto”, “Alto”, “Medio”, “Ligero” y “Muy Ligero”, que se evalúan como 5, 4, 3, 2 y 1, respectivamente.

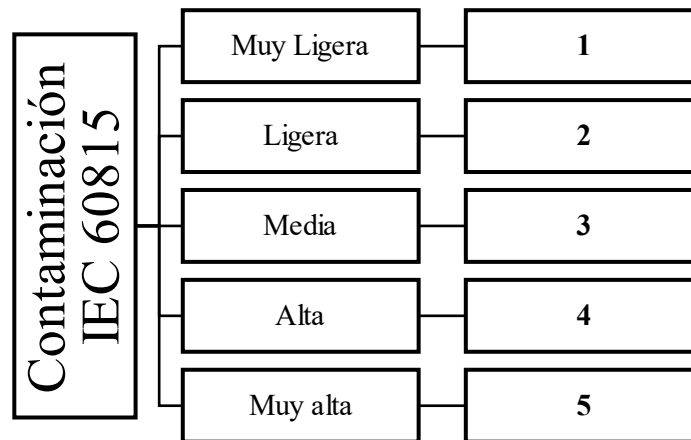


Figura 5: Estados y riesgo de Contaminación de línea.

5.1.3 Invasión de franja

La invasión a lo largo de franjas de servidumbre de líneas de transmisión perjudica el trabajo de mantenimiento planificado a estructuras, ya sea ferretería o aisladores, ya que se dificulta el mantener las distancias establecidas de seguridad, al invadir el espacio con construcciones de diferentes tipos. También, tras al establecimiento de personas o comunidades en estos espacios que originalmente debiesen estar deshabitados, los agentes contaminantes aumentan y obtener una medición realista del estado de los aisladores y otros componentes de la línea de transmisión, se complica.

A través de la información obtenida de “KPI de Reiteración Activos Intangibles - 2024.11.30”, se contabiliza la cantidad de estructuras comprometidas, es decir, en estado “Tratamiento” y no en “Cierre”, y se calcula el porcentaje de éste en función del total de estructuras de cada línea.

La puntuación de esta condición se divide en rangos de 25% de la línea, siendo nivel 1 si no está comprometida, y luego aumentando hasta un 25%, 50%, 75% y 100% para los niveles siguientes.

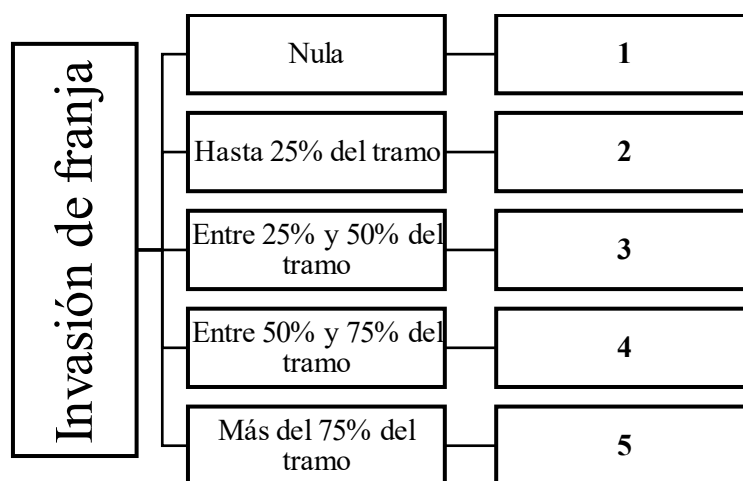


Figura 6: Estados y riesgo de Invasión de franja de línea.

5.1.4 Tasa de falla

Según el estudio de riesgo realizado en diciembre de 2024, se define una nota de “Probabilidad por historia” que considera el historial de fallas de la línea en una ventana temporal de 5 años y luego calcula el promedio de eventos por año.

La nota clasifica en niveles 1, 2, 3, 4 y 5 el promedio calculado, según los rangos de 0 a 0,24, 0,25 a 0,49, 0,5 a 0,99, 1 y mayor a 1 respectivamente, siendo cada nivel definido como “Muy Improbable”, “Improbable”, “Moderado”, “Probable” y “Casi Certeza” como se despliega en la Figura 7. Considerando que no se trata de una probabilidad, sino que un promedio cuyo valor puede ser mayor a 1, se aconseja utilizar el concepto de “Tasa de Falla”, en vez de probabilidad, como se aplicará de ahora en adelante.

El documento “20241220 Análisis de riesgo LLTT CHQE” aporta la nota correspondiente al nivel de riesgo en la columna “Nota Probabilidad por historia” de la hoja “Cálculo Riesgo LLTT CHQ”, y los documentos “20241223 Cálculo probabilidad LLTT CHQTA Tx” y “20241223 Niveles de Riesgo Tx” se utilizan como memoria de cálculo de cada línea.

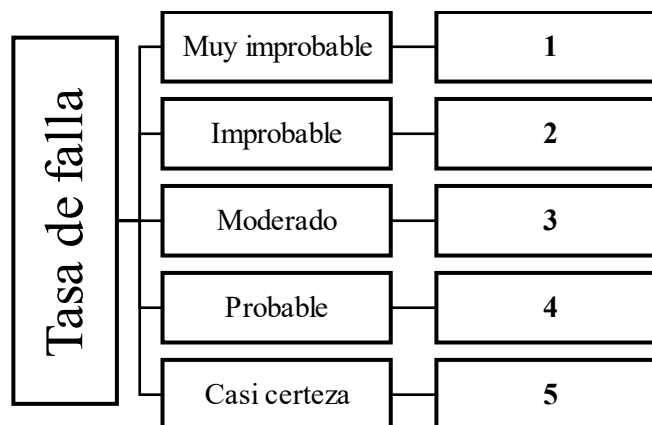


Figura 7: Estados y riesgo de Tasa de falla de línea.

5.1.5 Impacto de falla

En el estudio de riesgo mencionado, se calcula el “Impacto Final” de cada línea considerando los siguientes 3 datos principalmente: Potencia Máxima Interrumpida, Tiempo Medio de Falla y Factor de Valorización VATT. También se evalúan factores como la cargabilidad del sistema ante desconexión de la línea en cuestión y si ésta deja sin suministro a clientes.

El impacto se clasifica en niveles de 1 a 5, según este sea “Insignificante”, “Menor”, “Moderado”, “Mayor” o “Catastrófico”.

Los insumos de cálculo se definen en el documento “20241223 Niveles de Riesgo Tx”, además de la “Nota Impacto” que se utiliza de referencia, que se encuentra en la primera hoja del documento.

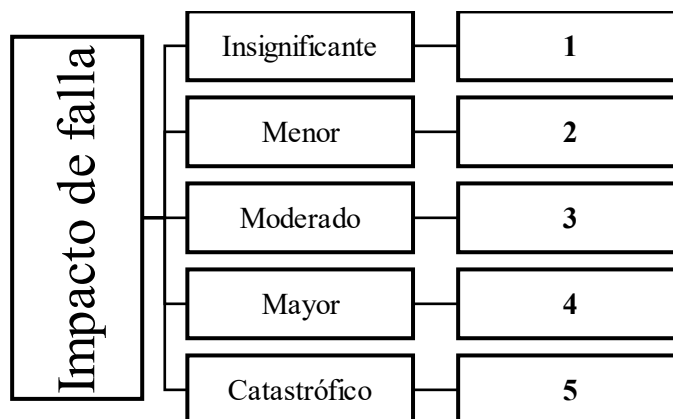


Figura 8: Estados y riesgo de Impacto de falla en línea.

5.1.6 Material de aisladores

Las cadenas de aisladores pertenecientes a Chilquinta Transmisión S.A. se dividen en dos categorías: Poliméricos y Vidrio/Cerámica. Se denominará como “Tipo A” a los primeros y “Tipo B” a los segundos de ahora en más.

Según las publicaciones y documentos investigados, el factor preponderante en el envejecimiento y disminución de vida útil de aisladores de Tipo B es el inicio y reiteración de descargas parciales, las cuales predominan en ambientes de alta contaminación. También se menciona que su expectativa de vida es considerablemente mayor que los de Tipo A, sobre todo ante un mantenimiento riguroso.

Para el caso de los de Tipo A, su baja expectativa de vida y mayor probabilidad de presentar defectos superficiales por su materialidad vuelve crítica la consideración de la su antigüedad, más que la consideración del sector en el que se encuentra y el nivel de contaminación al que se ve expuesto.

La información e investigaciones realizadas en publicaciones y bibliografía del tema, determina cuáles características representan una mayor amenaza para cada material, lo cual será tomado en consideración para la toma de decisiones del plan de mantenimiento a proponer para las líneas de transmisión.

Tabla 4: Clasificación del riesgo por Condición.

Condición	Nivel de Riesgo				
	1	2	3	4	5
Edad de línea	Menor a 6 años	Entre 6 y 10 años	Entre 11 y 20 años	Entre 21 y 40 años	Más de 40 años
Nivel Contaminación	Muy Ligera	Ligera	Media	Alta	Muy Alta
Invasión de Franja	Nula	Hasta 25%	Entre 25% y 50%	Entre 50% y 75%	Entre 75% y 100%
Tasa de Falla	Muy Improbable	Improbable	Moderado	Probable	Muy Probable
Impacto de Falla	Insignificante	Menor	Moderado	Mayor	Catastrófico

5.2 Plan de mantenimiento por prioridad

La individualización de los planes de mantenimiento para cada línea busca crear un sistema eficiente tanto en costo como en confianza y seguridad en el sistema. Para esto se propone el cálculo de la prioridad de cada una, considerando las características anteriormente descritas. Éstas serán ponderadas para luego definir los activos dentro de una de las siguientes 3 categorías: Alta, Media o Baja.

De acuerdo con la definición de contaminación en la norma IEC 60815, ciertos tramos dentro de una misma línea de transmisión pertenecen a distintos niveles de contaminación. Ante esto se propone el dividir o seccionar las líneas por tramo cada vez que se presente un cambio en el nivel de contaminación, ya que es un factor importante para determinar la condición en la que se encuentra el activo. Luego, a cada tramo se le realiza la evaluación de sus otras condiciones para la posterior aplicación del plan de mantenimiento.

En base al conocimiento y juicio de los ingenieros de mantenimiento de la empresa, se debe ponderar de forma no equitativa las condiciones detalladas, en función de su definición del estado de los tramos, según la experiencia en terreno. Para esto se estima que un 50% de la condición se representa con el estado de aisladores, es decir *Edad* y *Contaminación*, y el 50% restante considera la *Invasión de franja*, *Impacto de falla* y *Tasa de falla* en razones 1:2:2 respectivamente.

Se sopesa también la materialidad de los conductores considerando lo investigado, por lo que para los aisladores de Tipo A la *Edad* pondera un 30% y la *Contaminación* un 20%, mientras que en los de Tipo B se invierte la ponderación, como se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 5: Ponderación de prioridad según Material de Aislador.

Condición	Material Aislador	
	Tipo A	Tipo B
Edad de línea	30%	20%
Nivel Contaminación	20%	30%
Invasión de Franja	10%	10%
Tasa de Falla	20%	20%
Impacto de Falla	20%	20%

Algunos textos de investigación postulan aplicar diferentes análisis de datos basados en estadística inferencial o no determinística, como el método Monte Carlo, o también la aplicación de inteligencia artificial para la obtención de índices numéricos desde las imágenes e información recopilada en termografía y coronografía. Estas herramientas informáticas pueden aplicarse complementariamente al proceso actual utilizado para el análisis de datos, lo cual serviría inicialmente como un método para respaldar los resultados obtenidos y efectuar una eficiente toma de decisiones.

5.2.1 Prioridad alta

Tras el cálculo de la ponderación de cada tramo de línea se define como activo de Alta prioridad aquellos tramos con ponderación mayor a 3.6, ya que representan los activos cuyas fallas o desconexión del sistema, en cualquiera de sus componentes, generan un impacto de gran envergadura en el sistema de transmisión, ya sea desde el punto de vista del cliente o de la empresa mandante.

Para evitar estos eventos catastróficos se propone el destinar una mayor cantidad de recursos para el plan de mantenimiento en comparación a los tramos de menor prioridad. También se recomienda el destinar cierto presupuesto a la incorporación de nuevas tecnologías de monitoreo en tiempo real, para poder conocer el nivel de degradación de equipos y diferenciar alteraciones graduales en los componentes, de las alteraciones intempestivas por acciones externa o fuera del rango de control del mantenimiento de la instalación.

En concreto, debido al alto costo asociado al lavado y limpieza de aisladores, se recomienda el realizar esta actividad de manera obligatoria sólo a tramos de línea con prioridad Alta, pero con regulación anual, es decir, aumentar el número de inspecciones visuales e idealmente el de termografías y coronografías, para que la decisión de realizar el lavado y el momento para ello, sea determinado en base a la condición identificada por el inspector y su criterio para llevar a cabo la actividad, en búsqueda de evitar el aumento de fallas en cadenas de aisladores y la aplicación de CBM en la aplicación del mantenimiento en líneas de transmisión y sus componentes. En concreto, se sugiere el aumentar a 2 inspecciones visuales y a 2 coronográficas al año, con el fin de reducir los costos asociados mantenimiento correctivo, para este nivel de prioridad.

5.2.2 Prioridad media

El tramo de línea se considera en prioridad Media si la ponderación obtenida arroja un resultado entre 3 y 3,6.

Siguiendo como referencia normativas actualizadas como la IEEE Std 947-2024 [17], y otras prácticas recomendadas en puntos previos, se sugiere el realizar inspecciones visuales con mayor regularidad, con una frecuencia mínima de 3 veces al año para este nivel de prioridad, además de realizar mediciones de termografía y coronografía con una frecuencia mínima de 2 veces al año. La obtención de estos datos y posterior análisis de manera frecuente permite validar la decisión de invertir o no en el lavado/limpieza de aisladores del tramo, sólo cuando sea realmente necesario. De no serlo se logra una disminución en los costos y aumento del control sobre el activo.

5.2.3 Prioridad baja

Aquellos tramos cuya ponderación sea menor a 3 se les considera de prioridad baja. Ante esto se recomienda realizar inspecciones visuales, termográficas y coronográficas 3 veces en el año, para conocer el estado en el que se encuentran las instalaciones de esta categoría. El inspector debe determinar casos en los que se requiera alguna medición extra debido a condiciones particulares, como cambios en el sector de la línea u otros factores que alteren el entorno en que se encuentre la línea.

Al conocer y analizar los datos obtenidos en zonas de Baja prioridad, se busca disminuir la inversión en la actividad de Limpieza/Lavado de aislación, ya que el activo no se ve sometido al mismo estrés que otros tramos de mayor prioridad.

En la Tabla 6 se despliega un resumen de las actividades a realizar dependiendo de la prioridad del activo. Es importante mencionar que la inversión de tiempo y presupuesto destinado a las inspecciones visuales, termográficas y coronográficas busca disminuir la inversión previamente dirigida a Limpieza/Lavado de aislaciones. Esto no implica que no sea necesario realizarlas dentro del plazo del año, si no que sólo sean ejecutadas si el Inspector lo considera necesario tras analizar los datos recolectados en terreno, lo que implica que existe la posibilidad de llevar a cabo esta actividad, a pesar de la aplicación del plan propuesto. Lo anterior, responde a la búsqueda por parte del área de Mantenimiento de Líneas de Transmisión de Chilquinta de implementar una metodología basada en la condición para la toma de decisiones de actividades a realizar en sus activos.

Tabla 6: Resumen de actividades por prioridad.

Actividad	Prioridad		
	Baja	Media	Alta
Inspección Visual	3 al año	3 al año	2 al año
Termografía	3 al año	2 al año	1 al año
Coronografía	3 al año	2 al año	2 al año
Limpieza/Lavado	Por Criterio Inspector	Por Criterio Inspector	1 al año

La siguiente figura presenta un resumen de la metodología elaborada durante el trabajo de memoria para su aplicación en la toma de decisiones respectiva al mantenimiento de líneas de transmisión.

Tramo de Línea		Evaluación condición analizada					Condición	Ponderación		Prioridad		Frecuencia anual de la actividad				% de ahorro
Para cada tramo de Línea de transmisión	5	> 40	Muy Alta	75% - 100%	Muy probable	Catastrófico		A	B	< 3	Baja	3	3	3	Criterio	Para cada tramo de Línea de transmisión
							a	30%	20%	3 - 3,6	Media	3	2	2	Criterio	
	4	21 - 40	Alta	50% - 75%	Probable	Mayor	b	20%	30%	> 3,6	Alta	2	1	2	1	
	3	11 - 20	Media	25% - 50%	Moderado	Moderado	c	10%	10%		Actividad	Inspección visual	Termografía	Coronografía	Limpieza/Lavado	
	2	6 - 10	Ligera	<25%	Improbable	Menor	d	20%	20%							
	1	^ 6	Muy Ligera	Nula	Muy improbable	Insignificante	e	20%	20%							
Condición	Edad (a)	Nivel de contaminación (b)	Invasión de franja (c)	Tasa de Falla (d)	Impacto de falla (e)	III		IV								V

Figura 9: Detalle de aplicación de la metodología propuesta.

5.3 Prioridades de tramos y/o líneas

El Anexo presenta la evaluación de la condición de cada tramo de línea identificado, con una clasificación por nivel de tensión en las Tabla 15, Tabla 7, Tabla 8 y Tabla 16 para facilitar la organización de la información. La división o ramificación implementada incrementa significativamente la cantidad de activos a evaluar; por ende, se enumeran a continuación cada uno según su prioridad calculada y nivel de tensión para facilitar la visualización de los resultados.

5.3.1 Tramos/Líneas de prioridad alta

La cantidad de activos que se consideran en prioridad Alta luego del análisis es variable en cada nivel de tensión, siendo el de 44 kV el que contiene la mayor cantidad de tramos dentro de esta prioridad.

La línea Catemu – Los Ángeles consta de 175 estructuras y la porción de línea que se encuentra en prioridad Alta corresponde a un 12,57% del total. En la línea FFCC Los Andes – Hnos Clark, se tiene una mayor cantidad en esta prioridad, pero aun es menos de la mitad de la línea, siendo un 45,55%. Los tramos de La Calera – El Melón en este nivel de prioridad consiste en el 15,79% del total de la línea. La línea Las Vegas – Rungue consta de 11 tramos, con 7 de ellos que caen en esta categoría, lo que representa un 40,59% de su extensión aproximadamente.

En 66 kV sólo se tiene la línea Laguna Verde – Litoral Central 1 y 2, línea que a pesar de su división por diferentes zonas de contaminación se consideran dentro de la misma prioridad, con diferentes promedios ponderados, pero con la misma propuesta de plan de mantenimiento.

Para el nivel de 110 kV se tienen pocas líneas en esta prioridad. El tramo en Achupallas – Concón corresponde a un 14,7% de la línea, mientras que Agua Santa – Miraflores tiene un total de sólo 5 estructuras en prioridad Alta, es decir un 19,23% de la línea. En cuanto a San Pedro – Miraflores, consta de 4 tramos en prioridad Alta, lo que equivale al 26,36% de la línea.

La línea San Luis – Agua Santa de 220 kV no cuenta con ninguno de sus 5 tramos en este nivel de prioridad.

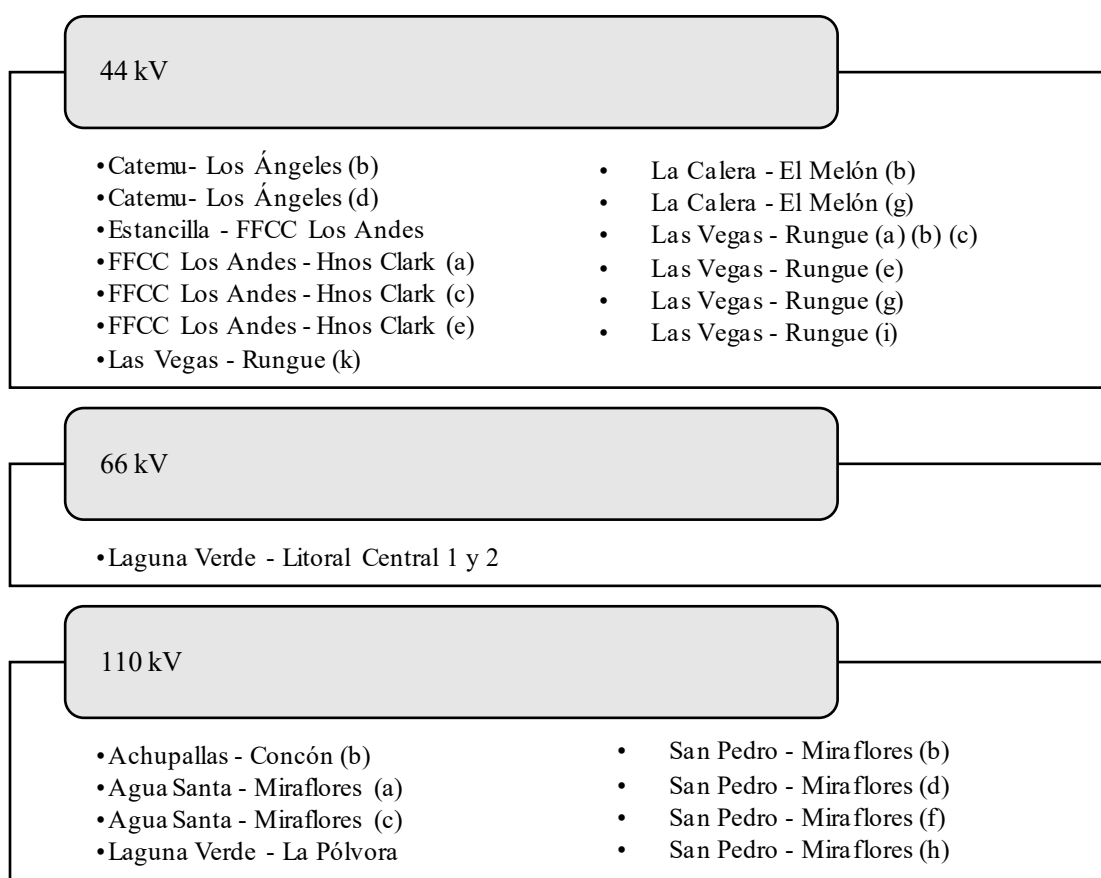


Figura 10: Tramos de prioridad Alta.

5.3.2 Tramos/Líneas de prioridad baja

En prioridad Baja se tienen tramos y líneas en todos los niveles de tensión, con una mayor cantidad en 110 kV.

En 44 kV se tiene la línea Estancilla – Catemu completa, a pesar de haber sido dividida anteriormente, por lo que se recomienda el mismo plan de mantenimiento. También se tienen las líneas Las Vegas- San Pedro y Pachacama – La Calera en esta prioridad, pero considerando que ambas se encuentran fuera de servicio y desenergizadas, no se recomienda seguir el plan de mantenimiento propuesto para este nivel de prioridad.

La línea Litoral Central – San Jerónimo de 66 kV consta de pocas torres, ya que une 2 subestaciones adyacentes y su bajo tiempo de servicio lo ayudan a tener una Baja prioridad.

En 110 kV, Agua Santa – Placilla, Las Vegas – Llayllay, Melipilla – Leyda, Tap Mayaca – Mayaca y Torquemada – Concón se encuentran en su completitud en esta categoría. En la línea Concón – Bosquemar se tienen 10 torres de prioridad Baja, lo que corresponde a más del 52% de la línea. La línea Leyda – San Antonio cuenta con 43 estructuras y el tramo en esta prioridad corresponde al 58,14% de ella. En Melipilla – San Antonio se tiene un tramo en prioridad Baja que equivale al 83% de ella aproximadamente. Para Peñablanca – Miraflores se tiene una alta variación en la prioridad de los tramos propuestos, donde 2 de ellos caben en esta categoría, representando un 24,32% de la extensión de la línea. Finalmente, San Pedro – Peñablanca considera sus últimos 4 tramos en prioridad Baja, y está porción cuenta con 40 estructuras, lo cual equivale al 54% aproximadamente de toda la línea.

En 220 kV la línea San Luis – Agua Santa cuenta con 2 tramos en Baja prioridad, lo que corresponde a sólo un 10% de la línea.

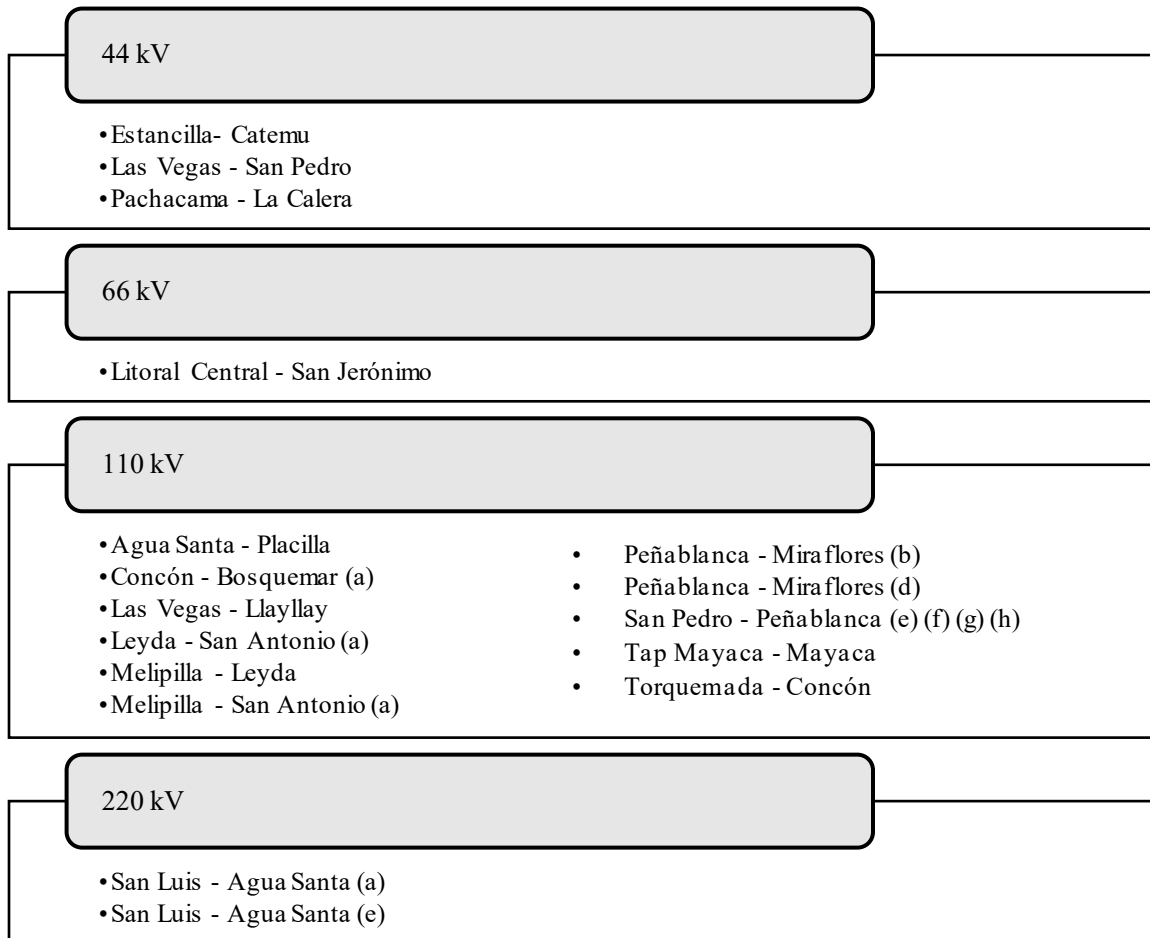


Figura 11: Tramos de prioridad Baja.

5.3.3 Tramos/Líneas de prioridad Media

En esta prioridad se tiene la mayor cantidad de tramos y líneas, según lo analizado en función de la condición de cada activo de interés.

En 44 kV se tiene que las líneas Las Vegas – Estancilla y El Melón – Túnel El Melón corresponden a prioridad Media en todos sus tramos, por lo que se le aplica el mismo plan de mantenimiento. Catemu – Los Ángeles tiene 3 de sus 5 tramos en esta Prioridad, lo que equivale a más 87% de la línea. La línea Los Andes – Hnos Clark cuenta con 4 de sus 7 tramos en esta prioridad, correspondiente a un poco más 54% de toda la línea. La Calera – El Melón tiene la mayor parte de sus estructuras en prioridad Media, con el 84,21% de ellas dentro de los 6 tramos que pertenecen a esta categoría. Las Vegas – Rungue cuenta con 4 de sus 11 tramos en prioridad Media, lo que corresponde al 59% de la extensión de la línea.

En 66 kV se tienen todas las líneas mencionadas en la lista en la misma prioridad a pesar de que hayan sido divididas previamente en función del nivel de contaminación en el que se encuentran, por lo que se propone aplicar el mismo plan de mantenimiento en toda la extensión de cada una de las líneas.

En 110 kV se tiene una gran cantidad de tramos para esta categoría. Las líneas Arranque Reñaca, Arranque Placeres, Arranque Quilpué, Arranque San Felipe, La Pólvora – Agua Santa, La pólvora – Playa Ancha y La Pólvora – Valparaíso poseen toda su extensión en la misma prioridad, por lo que, a pesar de su división, se recomienda el aplicar el mismo plan a toda la línea. La línea Achupallas – Concón considera 2 de sus tramos en prioridad Media, correspondiente a un 85,3% aproximadamente de su extensión. Agua Santa – Miraflores tiene 2 de los 4 tramos en esta prioridad, equivalente a casi el 81% de la línea. Concón – Bosquemar considera 9 estructuras en esta categoría, es decir casi el 48% de la línea. La línea Leyda – San Antonio tiene un 41,86% de ella en prioridad Media, lo que corresponde al segundo tramo dividido, mientras que Melipilla – San Antonio sólo tiene un 17% aproximadamente en esta misma prioridad, también en su segundo tramo. Peñablanca – Miraflores tiene 5 de los 7 tramos en prioridad Media, lo que corresponde a más del 75% de la línea. En San Pedro – Miraflores varía la prioridad de un tramo al siguiente, quedando 4 de ellos en prioridad Media, equivalente al 73% de la línea aproximadamente, mientras que en San Pedro – Peñablanca se tienen los primeros 4 tramo de los 8 en esta prioridad, lo que equivale al 54% de la línea.

En cuanto a San Luis – Agua Santa de 220 kV, existen 4 tramos en prioridad Media, es decir la mayoría de la línea, ya que corresponde al 90% de estructuras.

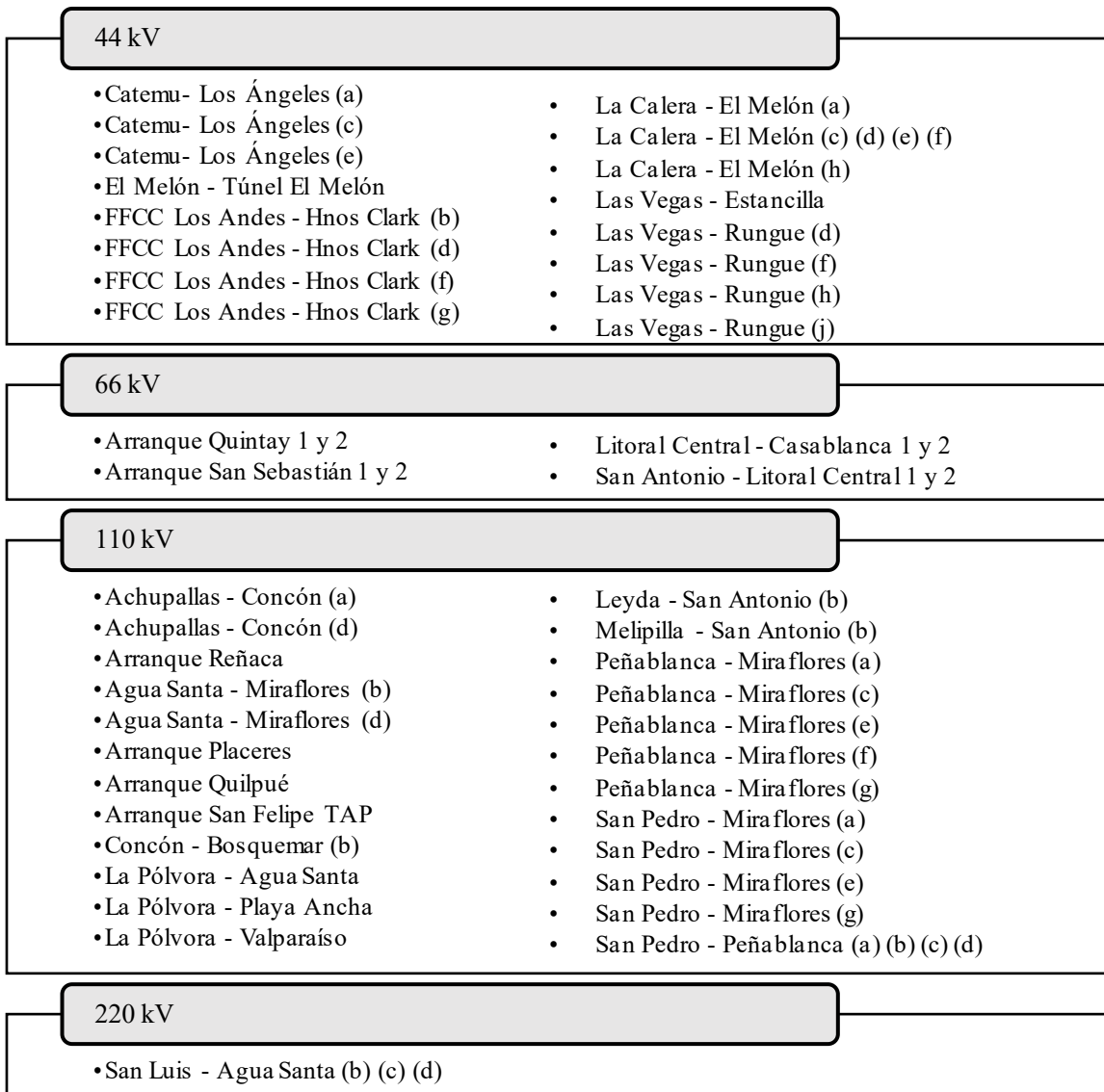


Figura 12: Tramos de prioridad Media.

Se logra visualizar que, dependiendo del tramo de línea que se analice, no siempre se tiene la misma prioridad para la línea completa, lo que genera un cambio en el plan de mantenimiento a aplicar, lo que implica disminuir el gasto total en que se incurre en la actualidad ya que éste dependerá de la proporción del tramo considerado respecto al largo real de la línea.

A continuación, se visualiza el despliegue de información proporcionado a la empresa, para el análisis y toma de decisiones respecto al mantenimiento de líneas considerando su condición y la ponderación de cada una.

Tabla 7: Detalle de condición y prioridad en tramos/líneas de 66 kV.

Tramo de línea	Tensión	Edad	IEC 60815	Invasión Franja	Tasa de Falla	Impacto de Falla	Material Aislado	Tramo	Ponderación	Prioridad
Arranque Quintay	66 kV	4	4	1	1	4	POLIMERO	Completa	3.1	Media
Arranque San Sebastián 2 (a)	66 kV	5	4	1	1	2	CERAMICA	E1-E3	2.9	Media
Arranque San Sebastián 2 (b)	66 kV	5	5	1	1	2	CERAMICA	E4-E19	3.2	Media
Arranque San Sebastián 1	66 kV	5	5	1	1	2	CERAMICA	TAP211-E9	3.2	Media
Laguna Verde - Litoral Central 1 (a)	66 kV	5	5	1	5	5	CERAMICA	E1-E5	4.6	Alta
Laguna Verde - Litoral Central 1 (b)	66 kV	5	4	2	5	5	CERAMICA	E6-E14	4.4	Alta
Laguna Verde - Litoral Central 1 (c)	66 kV	5	5	3	5	5	CERAMICA	E15-E19	4.8	Alta
Laguna Verde - Litoral Central 1 (d)	66 kV	5	4	1	5	5	CERAMICA	E20-E136	4.3	Alta
Laguna Verde - Litoral Central 2 (a)	66 kV	5	5	1	5	5	CERAMICA	E1-E5	4.6	Alta
Laguna Verde - Litoral Central 2 (b)	66 kV	5	4	1	5	5	CERAMICA	E6-E14	4.3	Alta
Laguna Verde - Litoral Central 2 (c)	66 kV	5	5	4	5	5	CERAMICA	E15-E19	4.9	Alta
Laguna Verde - Litoral Central 2 (d)	66 kV	5	4	1	5	5	CERAMICA	E20-E180	4.3	Alta
Litoral Central - Casablanca 1 (a)	66 kV	5	4	1	3	2	POLIMERO	E1-E17	3.4	Media
Litoral Central - Casablanca 1 (b)	66 kV	5	3	1	3	2	POLIMERO	E18-E31	3.2	Media
Litoral Central - Casablanca 1 (c)	66 kV	5	4	1	3	2	POLIMERO	E32-E37	3.4	Media
Litoral Central - Casablanca 1 (d)	66 kV	5	3	1	3	2	POLIMERO	E38-E78	3.2	Media
Litoral Central - Casablanca 2 (a)	66 kV	5	4	1	3	2	CERAMICA	E1-E17	3.3	Media
Litoral Central - Casablanca 2 (b)	66 kV	5	3	1	3	2	CERAMICA	E18-E31	3.0	Media
Litoral Central - Casablanca 2 (c)	66 kV	5	4	1	3	2	CERAMICA	E32-E37	3.3	Media
Litoral Central - Casablanca 2 (d)	66 kV	5	3	1	3	2	CERAMICA	E38-E78	3.0	Media
Litoral Central - Casablanca 2 (e)	66 kV	5	4	1	3	2	CERAMICA	E79-E87	3.3	Media
Litoral Central - Casablanca 2 (f)	66 kV	5	3	1	3	2	CERAMICA	E88-E125	3.0	Media
Litoral Central - San Jerónimo	66 kV	1	4	1	1	4	CERAMICA	Completa	2.5	Baja
San Antonio - Litoral Central 1 (a)	66 kV	5	4	1	1	3	CERAMICA	E137-E207	3.1	Media
San Antonio - Litoral Central 1 (b)	66 kV	5	5	1	1	3	CERAMICA	E208-E220	3.4	Media
San Antonio - Litoral Central 1 (c)	66 kV	5	4	1	1	3	CERAMICA	E221-E228	3.1	Media
San Antonio - Litoral Central 1 (d)	66 kV	5	5	1	1	3	CERAMICA	E229-E257	3.4	Media
San Antonio - Litoral Central 2 (a)	66 kV	5	4	1	1	3	CERAMICA	E181-E269	3.1	Media
San Antonio - Litoral Central 2 (b)	66 kV	5	5	1	1	3	CERAMICA	E270-E275	3.4	Media
San Antonio - Litoral Central 2 (c)	66 kV	5	4	1	1	3	CERAMICA	E276-E301	3.1	Media
San Antonio - Litoral Central 2 (d)	66 kV	5	5	1	1	3	CERAMICA	E302-E303	3.4	Media
San Antonio - Litoral Central 2 (e)	66 kV	5	4	1	1	3	CERAMICA	E304-E312	3.1	Media
San Antonio - Litoral Central 2 (f)	66 kV	5	5	1	1	3	CERAMICA	E313-E330	3.4	Media

Tabla 8: Detalle de condición y prioridad en tramos/líneas de 220 kV.

Tramo de línea	Tensión	Edad	IEC 60815	Invasión Franja	Tasa de Falla	Impacto de Falla	Material Aislado	Tramo	Ponderación	Prioridad
San Luis - Agua Santa (a)	220 kV	4	3	1	1	3	VIDRIO	E1-E2	2.6	Baja
San Luis - Agua Santa (b)	220 kV	4	4	1	1	3	VIDRIO	E3-E5	2.9	Media
San Luis - Agua Santa (c)	220 kV	4	5	1	1	3	VIDRIO	E6-E8	3.2	Media
San Luis - Agua Santa (d)	220 kV	4	4	1	1	3	VIDRIO	E9-E50	2.9	Media
San Luis - Agua Santa (e)	220 kV	4	3	1	1	3	VIDRIO	E51-E58	2.6	Baja
San Luis - Agua Santa (f)	220 kV	4	4	2	1	3	VIDRIO	E59-E100	3.0	Media

Para mantener el orden, se visualizan los resultados obtenidos para los niveles de tensión de 66 y 220 kV, ya que, para 44 y 110 kV, se tiene una densidad mayor de tramos de líneas, por lo que la información contenida en las tablas no es apreciable. De igual manera, los resultados se encuentran en el Anexo.

La empresa solicitó que fuera visible y filtrable en la misma hoja de trabajo, las condiciones, nivel de tensión y prioridad de las líneas. Lo anterior para facilitar la utilización del documento por parte del personal y técnicos de mantenimiento.

Capítulo 6: Análisis económico comparativo

Parte del desarrollo de este trabajo de memoria considera el analizar la factibilidad de la aplicación de los diversos planes de mantenimiento recomendados desde el punto económico, es decir, se lleva a cabo una contrastación con los costos proyectados para este año 2025 por parte de Chilquinta Transmisión S.A., con el potencial costo implicado en los tramos abordados.

Para lograr la comparación se estima el costo asociado por tramos de línea, en función de la cantidad de torres que éste contiene, de forma continua para cada tramo. Tras el cálculo de cada uno, se suman todos para comparar con el costo del plan actual con todas las actividades previstas, el cual incluye inspección visual, termográfica, coronográfica y el lavado/limpieza de aisladores.

Para mejor visualización de los resultados se realiza el análisis por nivel de tensión.

6.1 Líneas de 220 kV

En este caso sólo se tiene la línea *San Luis – Agua Santa*, la cual consta de 100 estructuras, categorizadas en tramos de criticidad Baja y Media, es decir, no se requiere de lavado de aislación de forma programada, a menos que el inspector lo considere necesario.

La Tabla 9 presenta los costos asociados por tramo y por cada una de las actividades, además del total de la línea, para poder contrastar con el plan actual.

Tabla 9: Detalle de costos en línea San Luis – Agua Santa.

#torres	Tramo	% ahorro
2	San Luis - Agua Santa (a)	70.00%
3	San Luis - Agua Santa (b)	76.30%
3	San Luis - Agua Santa (c)	76.30%
42	San Luis - Agua Santa (d)	76.30%
8	San Luis - Agua Santa (e)	70.00%
42	San Luis - Agua Santa (f)	76.30%
100		75.67%

El ahorro final de esta línea es positivo, es decir, la propuesta representa sólo un 24,33% de la inversión considerada en el plan actual de la empresa, lo que se traduce en un ahorro potencial del 75,67% comparando con el costo del plan actual.

6.2 Líneas de 110 kV

Este nivel de tensión contiene una lista de 21 líneas de transmisión, las cuales se han subdividido para efectos de este proyecto en función del nivel de contaminación en 62 tramos, para los cuales se proponen más de 30 planes de mantenimiento diferentes.

En el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se detallan los costos asociados a cada línea o tramo, según las actividades de mantenimiento que éstas requieran por su nivel de prioridad. En la Tabla 10: Costos de mantenimiento líneas de 110 kV. Tabla 10 se ve el detalle por línea, mientras que en la Figura 13 se resume el costo de los planes actual y propuesto del total de la línea. A continuación, se detalla la diferencia en los costos incurridos de cada línea.

- *Achupallas – Concón*: se considera que la línea cuenta con 34 estructuras, con un tramo en prioridad Alta, y los otros de prioridad Media. Con los planes propuestos a cada tramo en el punto Plan de mantenimiento por prioridad, se logra una reducción del 23,52% en los costos de mantenimiento.
- *Arranque Reñaca*: debido a las condiciones homogéneas en las que se toda la línea, y considerando su prioridad Media, el costo asociado al plan elaborado genera una reducción del 9,56%.
- *Agua Santa – Miraflores*: para los 4 tramos de la línea, se considera el lavado como actividad programada sólo en 2 de ellos. Aun así, el costo de las corresponde a una disminución del 44,77% respecto a lo proyectado por la empresa.

- *Agua Santa – Placilla*: todos los tramos se encuentran bajo condiciones ecuanímes, eso sumado a su prioridad Baja entrega un costo final reducido en un 32,17%.
- *Arranque Placeres*: debido a su corta extensión y condición con prioridad Media, el plan propuesto logra reducir los costos de mantenimiento en un 47,54% aproximadamente.
- *Arranque Quilpué*: se subdividió en 2 tramos debido al nivel de contaminación en el que se encuentra, mas la prioridad es igual en ambos, por lo que se puede considerar la línea completa en la propuesta del plan de mantenimiento. En este caso la propuesta logra una disminución de 9,56% en costos.
- *Arranque San Felipe*: no cuenta con subdivisiones asociadas, por lo que se aplica el plan generado a partir de su prioridad Media. Ante esto se reduce el costo en un 55,58%, quedando saldo a favor para la empresa.
- *Concón – Bosquemar*: posee dos tramos y es uno de los casos particulares donde la inversión en el plan generado es mayor al costo proyectado actualmente. Como se ve en la Tabla 10, la diferencia corresponde a un 4,4% del costo del plan actual. Este monto sigue siendo compensado con el ahorro o margen que generan las otras líneas y tramos analizados.
- *La Pólvora – Agua Santa*: a pesar de ser 2 tramos, ambos caen en la misma prioridad (Media), por lo que se puede considerar un único plan para la línea completa. El costo de éste se traduce en una disminución del 37,7% respecto al plan original.
- *La Pólvora – Playa Ancha*: también consta de 2 tramos de igual prioridad, por lo que se considera la línea completa con prioridad Media. El plan propuesto reduce los costos a menos de la mitad de lo esperado, con un margen a favor de un 61,65% de ahorro aproximadamente.
- *La Pólvora – Valparaíso*: consta 3 tramos de la misma prioridad, con lo que se aplica un plan para toda la línea, cuyo costo equivale a una reducción de un 67,54% de la proyección.
- *Laguna Verde – La Pólvora*: esta línea no fue subdividida y tiene prioridad Alta, por lo que se recomienda el mantener el lavado de aisladores, y el aumento en otras actividades de mantenimiento, es decir que el costo del plan propuesto aumenta en un 18,26% aproximadamente, en comparación al plan actual.
- *Las Vegas – Llayllay*: a pesar de su división en 7 tramos, todos calzan en prioridad Baja por lo que el mismo plan aplica a toda la línea. El costo de la propuesta es un tanto mayor al proyectado, en un 32,85% aproximadamente, valor que sigue siendo cubierto por los márgenes a favor generados por los otros planes de mantenimiento.
- *Leyda – San Antonio*: consta de 2 tramos con prioridades Baja y Media. El costo total de los planes propuestos permite una reducción de un 30,76% en el mantenimiento.
- *Melipilla – Leyda*: se cuenta con un solo tramo de prioridad baja, por lo que el plan previsto genera una disminución que representa un 59,13% de margen a favor en comparación a lo estimado por la empresa.

- *Melipilla – San Antonio*: requiere de 2 planes, con el primer tramo en prioridad Baja y el segundo Media. El plan total de la línea implica un ahorro correspondiente a un 65,56% aproximadamente.
- *Peñablanca – Miraflores*: contempla una mayor variedad de cambios en sus planes debido al cambio en la prioridad de un tramo a otro. El detalle de estos es visible en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** del Anexo y la inversión en el total de la línea conlleva un gasto casi igual al proyectado, pero aún se logra una disminución en un 11,9% respecto al plan original.
- *San Pedro – Miraflores*: se tienen tramos de prioridad Media y Alta, cuyo costo en toda la extensión de la línea es menor al plan actual por más de un 14% de diferencia.
- *San Pedro- Peñablanca*: tiene 8 tramos, los cuales se pueden agrupar en 2, con el primero de prioridad Media y el segundo de prioridad Baja. Los planes respectivos generan un costo menor al proyectado por la empresa en un 11,75%.
- *Tap Mayaca – Mayaca*: se tienen 3 tramos de igual prioridad, por lo que se tiene un único plan asociado, el cual genera una reducción mayor al 51%.
- *Torquemada – Concón*: línea con prioridad Baja y el plan propuesto es levemente más costoso que el plan actual, específicamente implica un aumento en la inversión del plan de un 1,18%.

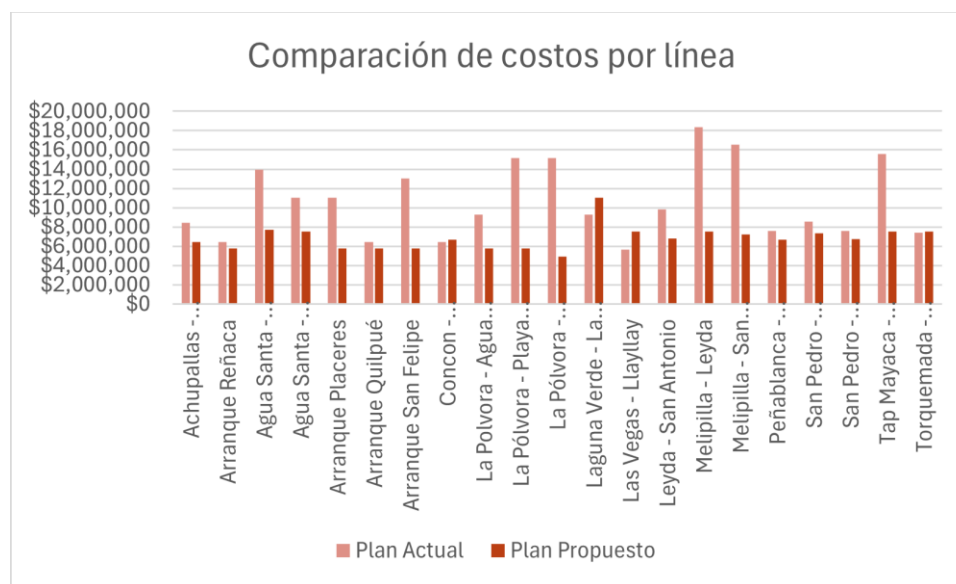


Figura 13: Costos plan actual v/s plan propuesto en líneas de 110 kV.

La Figura 13 permite visualizar la información descrita por líneas en términos comparativos del gasto que implica la aplicación del plan propuesto en la totalidad de cada línea, siendo analizable aquellas líneas donde se genera un amplio margen de ahorro respecto al plan que se utiliza actualmente.

Tabla 10: Costos de mantenimiento líneas de 110 kV.

Transmisión	% ahorro
Achupallas - Concón	23.52%
Arranque Reñaca	9.56%
Agua Santa - Miraflores	44.77%
Agua Santa - Placilla	32.17%
Arranque Placeres	47.54%
Arranque Quilpué	9.56%
Arranque San Felipe	55.58%
Concon - Bosquemar	-4.39%
La Polvora - Agua Santa	37.71%
La Pólvora - Playa Ancha	61.65%
La Pólvora - Valparaíso	67.55%
Laguna Verde - La Pólvora	-18.26%
Las Vegas - Llayllay	-32.86%
Leyda - San Antonio	30.76%
Melipilla - Leyda	59.13%
Melipilla - San Antonio	56.43%
Peñablanca - Miraflores	11.90%
San Pedro - Miraflores	14.20%
San Pedro - Peñablanca	11.75%
Tap Mayaca - Mayaca	51.90%
Torquemada - Concón	-1.17%
Total	35.45%

En resumen, sólo 4 líneas (Concón - Bosquemar, Laguna Verde – La Pólvora, Las Vegas - Llayllay, Torquemada - Concón) requieren de una inversión mayor a la presupuestada con el plan actual de la empresa, pero este costo queda suplido en su completitud por el margen a favor que generan las otras líneas del mismo nivel de tensión.

El ahorro que conlleva la aplicación de los planes propuestos a líneas de 110 kV al porcentaje desplegado en la Tabla 10, lo cual demuestra que la inversión en el mantenimiento basado en la condición genera una mejora en los recursos de la empresa aun cuando algunos planes tengan un gasto mayor a lo proyectado por la empresa.

6.3 Líneas de 66 kV

Para este nivel de tensión también se enlistan las diferencias entre el costo del plan de la empresa y el propuesto en el presente trabajo, mientras que en el Anexo se puede encontrar el detalle asociado a cada actividad de mantenimiento en cada tramo de línea propuesto.

- *Arranque Quintay*: se tiene toda la línea en prioridad Media y la diferencia entre el plan actual y el plan propuesto equivale a un 55,58%.
- *Arranque San Sebastián 1 y 2*: ambos circuitos tienen una prioridad Media según el análisis realizado, por lo que se engloban los dos en el mismo plan de mantenimiento, el cual genera un porcentaje de ahorro es del 51,33%.
- *Laguna Verde - Litoral Central 1 y 2*: tras el análisis realizado y descrito, se obtiene que toda la extensión de la línea se encuentra en prioridad Alta. Ante esto, se recomienda el plan propuesto en el punto **Prioridad alta**, lo que implica un aumento equivalente en la inversión de sólo un 10,09% extra al plan actualmente programado, y se ve cubierto con el ahorro que generan las otras líneas.
- *Litoral Central – Casablanca 1 y 2*: a pesar de la gran extensión de esta línea, ambos circuitos y cada tramo de ella se encuentran clasificados con prioridad Media, por lo que un único plan se recomienda para toda la línea. La diferencia entre la propuesta y el plan proyectado en la actualidad genera un 63,54% de margen a favor de la empresa.
- *Litoral Central - San Jerónimo*: el plan propuesto aumenta el costo en un 52,94% para esta línea, ya que posee prioridad Baja y se recomienda aumentar inspección para controlar su condición. A pesar del aumento de inversión, este se cubre completamente por los márgenes a favor que se producirían al aplicar las propuestas en las otras líneas de tensión.
- *San Antonio - Litoral Central 1 y 2*: al igual que las otras líneas en este nivel de tensión, toda la extensión de ambos circuitos de la línea se categoriza en la misma prioridad, en este caso Media por lo que el plan propuesto es único y genera un ahorro que equivale a 67,44% menos de lo contemplado por la empresa, monto que puede quedar destinado a gastos intempestivos o por emergencias.

Tabla 11: Costos mantenimiento líneas de 66 kV.

Líneas de Transmisión	% ahorro
Arranque Quintay	55.58%
Arranque San Sebastián 1 y 2	51.33%
Laguna Verde - Litoral Central 1 y 2	-10.09%
Litoral Central - Casablanca 1 y 2	63.54%
Litoral Central - San Jerónimo	-52.94%
San Antonio - Litoral Central 1 y 2	67.44%
Total	38.21%

Al igual que en las líneas de 110kV, en este nivel de tensión se tienen líneas que requieren de un aumento en la inversión para la aplicación del plan de mantenimiento propuesto.

La inversión en la propuesta de mantenimiento basado en la condición generada para este nivel de tensión implica un ahorro total de acuerdo con la Tabla 11, suma considerable que permitiría a la empresa dirigir una cantidad importante de capital para inversiones en tecnología, capacitación del personal o expansión de la capacidad de la red, entre otras ideas que puedan aportar a la confiabilidad y seguridad del sistema.

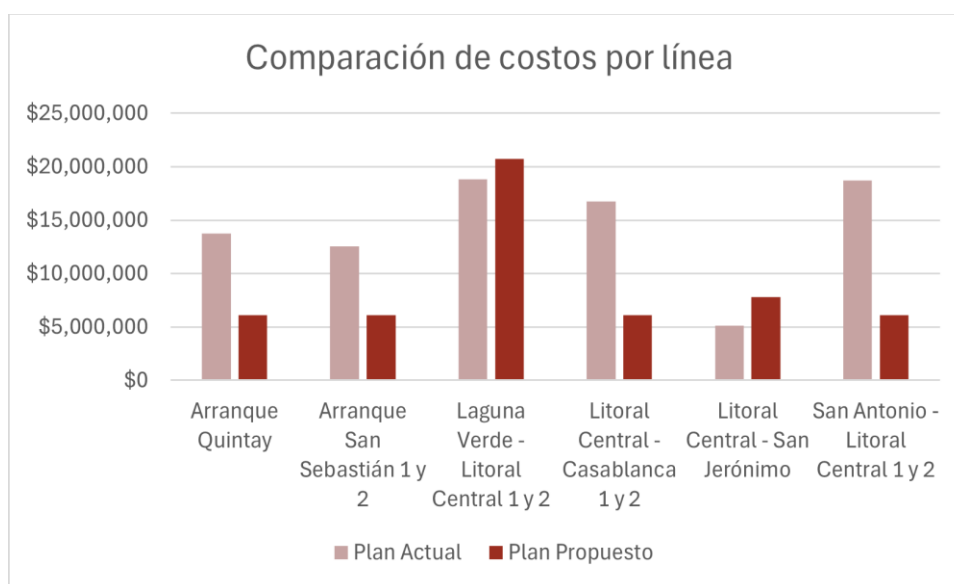


Figura 14: Costos plan actual v/s plan propuesto en líneas de 66 kV.

6.4 Líneas de 44 kV

A continuación, se analiza el impacto económico de llevar a cabo las acciones de mantenimiento propuestas para cada línea de 44 kV de la empresa mandante. El detalle de costos por actividad de mantenimiento se encuentra en el Anexo.

- *Catemu - Los Ángeles*: la línea se divide en 5 tramos con prioridades oscilantes en Media y Alta. El plan propuesto genera un porcentaje de ahorro del 21,51% en comparación al plan actual de la empresa.
- *El Melón - Túnel El Melón*: inicialmente se tenían 3 tramos considerados para esta línea, pero todos caen en prioridad Media por lo que se aplica el mismo plan en toda la extensión, cuyo costo representa un ahorro del 15,97%.
- *Estancilla - Catemu*: los 3 tramos de la línea se encuentran en prioridad Baja según el análisis realizado por lo que se propone aplicar un único plan. Ambos planes tienen costos similares, con una diferencia a favor que equivale a un porcentaje de ahorro de 5,26%.
- *Estancilla – FFCC Los Andes*: esta línea presenta todos sus tramos en prioridad Alta, por lo que se requiere invertir en un 7,66% extra aproximadamente, respecto al plan actual.
- *FFCC Los Andes - Hnos Clark*: de los 7 tramos que contiene la línea, 3 son de prioridad Alta y 4 en prioridad Media. El mantenimiento propuesto, basado en la condición, genera una disminución en los costos de un 44,1%.
- *La Calera - El Melón*: de los 8 tramos de esta línea sólo 2 contemplan el lavado de aislación programado, en un total reducido de 12 estructuras. Esta reducción contribuye en un ahorro del 13,88%.
- *Las Vegas - Estancilla*: la totalidad de la línea se encuentra en prioridad Media, por lo que no es necesaria la división de ella. El plan propuesto reduce el costo de mantenimiento significativamente en un 76,39%, monto equivalente que puede destinarse a acciones particulares u otras necesidades.
- *Las Vegas - Rungue*: la línea se subdivide en 11 tramos con prioridades variantes entre Alta y Media. El ahorro total de los planes propuestos al activo corresponde al 28,58% del capital presupuestado en el plan actual.
- *Las Vegas - San Pedro*: si bien esta línea se encuentra en prioridad Baja y el plan generado contribuye a una disminución en costos del 77,68%, ésta se encuentra fuera de servicio, por lo que no se recomienda modificar las actividades de mantenimiento actualmente aplicadas.
- *Pachacama - La Calera*: al igual que la línea anterior, el plan propuesto sólo consideraría inspección visual acorde a los datos entregados por la empresa,

generando un ahorro del 82,29% de la inversión proyectada, pero debido a que la línea se encuentra fuera de servicio no se recomienda el cambio en el plan aplicado.

Tabla 12: Costos de mantenimiento líneas de 44 kV.

Transmisión	% ahorro
Catemu - Los Ángeles	21.51%
El Melón - Túnel El Melón	15.97%
Estancilla - Catemu	5.26%
Estancilla - FFCC Los Andes	-7.66%
FFCC Los Andes - Hnos Clark	44.09%
La Calera - El Melón	13.88%
Las Vegas - Estancilla	76.39%
- Rungue	28.58%
Las Vegas - San Pedro	0.00%
Pachacama - La Calera	0.00%
	29.00%

En este nivel de tensión se tiene un margen positivo para cada una de las líneas, al aplicar los planes propuestos respectivos. El total ahorrado con la propuesta basada en la condición de los activos asciende a un monto significativo, lo cual permite a la empresa reinvertir en proyectos de innovación o mejora de la confiabilidad del sistema. El ahorro sustancial optimiza el uso de recursos y contribuye a una mayor eficiencia en la gestión de activos.

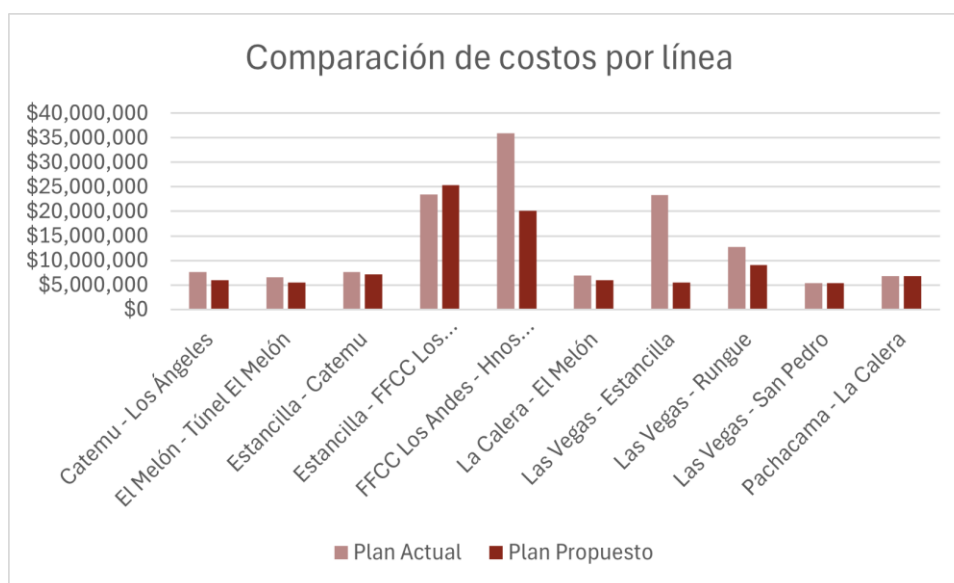


Figura 15: Costos plan actual v/s plan propuesto en líneas de 44 kV.

6.5 Análisis económico final

La disminución en los gastos por concepto de mantenimiento basado en la condición asciende 36,38% aproximadamente en comparación al costo del plan proyectado, lo cual representa un ahorro. Mejorar la salud financiera de la empresa es fundamental para garantizar su estabilidad a largo plazo y su capacidad para afrontar desafíos económicos inesperados. Además, contar con una situación financiera sólida brinda la flexibilidad necesaria para responder de manera efectiva a gastos imprevistos y aprovechar oportunidades de crecimiento que puedan surgir en el mercado.

Este ahorro significativo y sustancial permite una reasignación importante y relevante de fondos, posiblemente para la modernización de equipos o la expansión estratégica del sistema de transmisión. La disminución de costos es fundamental para lograr una gestión eficiente de los recursos financieros y libera una gran cantidad de capital, lo cual posibilita realizar inversiones significativas en otras áreas de la red, así como la mejora y modernización de la infraestructura existente, nuevas tecnologías e instrumentación de monitoreo en tiempo real, para lograr llevar a cabo un mantenimiento por condición al pie de la letra.

Cabe destacar que incluso en líneas donde el ahorro económico resultante es de menor cuantía, su implementación conlleva una eficiente gestión de recursos, garantizando al mismo tiempo la eficiencia en la ejecución de las labores de mantenimiento. Lo anterior se compensa con el ahorro significativo aportado por otros tramos y líneas, los cuales permiten a la empresa destinar recursos financieros a otras áreas de mantenimiento o a proyectos que contribuyan al crecimiento y desarrollo sostenible de la organización. La disminución de gastos y la optimización de procesos contribuyen a elevar la eficacia en las operaciones, lo que a su vez permite disponer de recursos financieros adicionales para llevar a cabo inversiones clave que impulsen el crecimiento y la competitividad de la empresa, a la vez que busca optimizar la confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico.

Capítulo 7: Conclusiones

7.1 Conclusiones generales

Considerando que el objetivo de la empresa es mejorar el desempeño del mantenimiento realizado en líneas de transmisión y así mismo su calidad como área dentro de Chilquinta Transmisión se busca analizar el impacto, factibilidad de la aplicación de otras estrategias de mantenimiento, que no se estén aplicando en la actualidad de forma consciente y que puedan generar un valor agregado al mantenimiento actual.

Ante esta motivación nace el tema de este trabajo de tesis que propone el aplicar diferentes planes de mantenimiento personalizados por la condición de las líneas de la empresa, es decir, una aplicación de mantenimiento por condición, de tipo predictivo/preventivo, a diferencia del mantenimiento temporal aplicado por la empresa.

En primera instancia se realizó una investigación de la gestión de activos e ingeniería del mantenimiento, a través de la lectura de bibliografía adecuada para la instrucción del tema. Se analizó cuáles son los datos o características que representan la condición de las líneas, considerando el conocimiento y experiencia de ingenieros y técnicos electricistas del área de mantenimiento de la empresa y de profesionales del área académica del departamento de Ingeniería Eléctrica de la USM. Luego se recopiló la información existente en los historiales y bases de datos de la empresa, para filtrar aquellas características analizadas con aquellas de las que se poseen datos o información suficiente para su consideración.

Se encontró a través de la información recopilada que una misma línea de transmisión presenta diferentes *Nivel de contaminación* según un estudio realizado por parte de la empresa con base en la norma IEC60815 [20], lo que conlleva a la propuesta de calcular la prioridad de cada tramo en vez de cada línea, que se vea diferenciada por su nivel de contaminación. Se calculó la prioridad de cada tramo de interés considerando 6 rasgos representativos de su condición: *Edad de línea*, *Invasión de franja*, *Nivel de contaminación*, *Impacto de falla*, *Tasa de falla* y *Material de aisladores*. Se consideró que el primer factor a examinar sería el *Material de aisladores*, donde se determinó que, si es de tipo cerámico/vidrio, se tiene que el *Nivel de contaminación* es más representativo que la *Edad de la línea*, por lo que se ponderaron de forma acorde para este material. En cambio, si el material es de tipo polimérico, al tener una vida útil menor a la de otros materiales, se le aplicó una ponderación mayor a la *Edad de línea* que al *Nivel de contaminación*, ya que también se considera su capacidad de lavado propio, al aprovechar la humedad matutina o rocío, para eliminar los agentes contaminantes acumulados en su superficie, gracias a su particularidad hidrofóbica. Tanto el *Impacto* como la *Tasa de falla* son representativas de la

condición de la línea por lo que ponderan de forma equitativa, mientras que la *Invasión de franja* posee un bajo impacto en las actividades de mantenimiento de líneas, lo que se debe a la capacidad de los expertos en terreno de lograr realizar el mantenimiento a pesar de la invasión. Un detalle destacable es que las invasiones tienden a perdurar en el tiempo, ya que al realizar inspección visual 1 vez al año, se evidencian después de un asentamiento “sólido” o estable, instalación que posteriormente es validada o hasta legalizada por Autoridades de la región, impactando mayormente al Área encargada de “Activos Intangibles” de la empresa mandante. Ante esto, se valora la aptitud por parte de los trabajadores en terreno de lograr mediar la situación y llevar a cabo las inspecciones programadas, y se hace evidente el beneficio que conlleva el realizar inspecciones visuales de manera más frecuente, para evitar el establecimiento definitivo en zonas de franja de servidumbre o de seguridad, al aumentar el cense del espacio involucrado. Los factores mencionados, son considerados de forma cuantificable a través de la menor ponderación que recibe esta condición para el cálculo de la prioridad del tramo, ya que en términos de mantenimiento el impacto es menor de acuerdo con lo conversado con el grupo de ingenieros de la empresa.

Con ponderaciones calculadas, se categorizó la prioridad de cada tramo/línea en Alta, Media o Baja. De los resultados obtenidos se concluye que el grupo de líneas de prioridad Alta se benefician con la aplicación del plan mencionado, ya que incluye lavado de aislación y el material en la mayoría de ellas es de cerámica y se encuentran en un Alto o Muy Alto *Nivel de contaminación*, además de considerar las otras condiciones dentro del cálculo de su prioridad, por lo que la propuesta de plan de mantenimiento generada aporta valor agregado a la empresa.

Aquellas líneas con prioridad Baja son mayormente de poca antigüedad, y todas poseen una *Tasa o Impacto de Falla* bajo, por lo que un plan de mantenimiento enfocado en el monitoreo constante en vez del lavado o limpieza de aisladores indiscriminado, permitirá tomar decisiones en base a información fidedigna de acuerdo al criterio de los inspectores especializados en el tema, logrando efficientar los gastos asociados en el mantenimiento, específicamente en el lavado/limpieza de aisladores, para la condición particular de cada tramo o línea. Este nivel de prioridad consta de un 26,66% de tramos con aisladores poliméricos, el cual es el mayor porcentaje de este tipo de material en comparación con los otros niveles de prioridad, lo que sirve como indicador de la funcionalidad y utilidad que presenta la categorización aplicada.

Gran parte de las líneas de la empresa entran en prioridad Media, correspondiente a un 54,6% de los tramos establecidos y entre ellos existen una gran diversidad de condiciones. Esta diferencia no merma el beneficio que conlleva el aplicar un mayor número de inspecciones ya sea del tipo visual, termográfica o coronográfica, lo que aporta la información concerniente al estado real o en directo de la línea, para decidir si requiere algún trabajo individual en el tramo inspeccionado. Debido a que estas líneas no presentan una ponderación tan alta como las líneas de prioridad Alta, no se recomienda el realizar lavado/limpieza a

menos que los inspectores de líneas lo consideren necesario, lo que logra reducir el costo del plan de mantenimiento, incluso si se aumenta la frecuencia de las otras actividades a los valores sugeridos. Ya que la probabilidad de que requieran lavado de aisladores es mayor que en el caso de los que se encuentran en prioridad Baja, se recomienda realizar una menor cantidad de termografías y coronografías, para lograr destinar recursos económicos al potencial lavado de algunas de ellas. Aun así, se recomienda el aumentar las inspecciones en comparación al plan anual aplicado actualmente.

Uno de los resultados de la aplicación del cálculo de la prioridad a los tramos preestablecidos arrojó que la división de estos en función del cambio de nivel de contaminación no tiene un efecto significativo en las líneas de transmisión de 66 kV como se ve en el punto Prioridades de tramos, por lo que se recomendó aplicar el mismo plan de mantenimiento en toda la extensión de las líneas y en ambos circuitos, según su nivel de prioridad. En cambio, en 110 kV es donde se obtuvo una mayor variación en niveles de prioridad dentro de una misma línea por lo que la aplicación de un plan basado en la condición de cada línea presenta un mayor impacto para la empresa tanto en la aplicación como en el ámbito económico en este nivel de tensión. El análisis de los resultados en 44 kV arrojó un resultado similar, donde el 50% de las líneas que se encuentran en servicio presentan una variación en el nivel de prioridad dentro de sus tramos, y el otro 50% posee la misma prioridad en toda su extensión, lo cual indica nuevamente la aplicabilidad de los planes personalizados generados.

Desde el punto de vista económico se logró un ahorro potencial del 36,38% aproximadamente en comparación al costo del plan proyectado de este año por la empresa, validando el impacto/efecto positivo que aporta la propuesta generada. Se aconseja el destinar la diferencia a favor dejada por el plan propuesto para acciones de mantenimiento que puedan ser intempestivas o de carácter correctivo, o también para el potencial lavado/limpieza de aislación en tramos de prioridad Baja y Media, que no se consideran en el presupuesto inicial necesario para el plan propuesto.

7.2 Cumplimiento de objetivos

Respecto al primer objetivo “Realizar una revisión bibliográfica sobre prácticas de CBM en el mercado eléctrico internacional enfocadas en las líneas de transmisión, para evaluar las opciones que sean factibles para la empresa considerando sus actividades de mantenimiento”, se logró realizar una recopilación tanto de bibliografía sobre ingeniería de mantenimiento y gestión de activos, como de investigaciones respecto a mantenimiento aplicado en instalaciones eléctricas, considerando la aplicación de CBM y otras prácticas al rubro. Es a partir de esta información que se generó el capítulo respecto a recomendaciones para la empresa, considerando las actividades que ellos llevan a cabo. Dependiendo si los

documentos consideraban o no las actividades y procedimientos de la empresa, se filtró aquellos que podían aplicarse a Chilquinta Tx, relacionándolo también con la información disponible de las instalaciones por parte de la empresa.

Para el objetivo “Identificar los parámetros de líneas de transmisión que sean representativos de su condición y/o estado técnico, geográfico y ambiental, para analizar y diseñar una tabla de riesgos, a través de la información recopilada de las instalaciones” se discutió con profesores de la universidad aquellas características relevantes desde el punto de vista académico y de su experiencia en terreno y se concluyó el considerar las condiciones únicas y suficientes definidas en el capítulo Características representativas de líneas, ya que no se cuenta con información histórica de ciertas características que fueron consideradas relevantes durante la discusión. Lo anterior dejó como tarea a implementar por parte de la empresa, una mejora a sus sistemas de recopilación de datos para una toma de decisiones eficiente y basada en la data, como recomendaciones en las referencias estudiadas.

Se alcanzó el tercer objetivo “Definir los activos de riesgo de Chilquinta Tx. y su nivel de criticidad, mediante los parámetros analizados en la tabla de riesgos de líneas, con el fin de enfocar el plan de mantenimiento por condición a cada línea o tramo de línea” a través de la clasificación del nivel de prioridad para cada línea o tramo de línea, en los diferentes niveles de tensión, en función del análisis de las condiciones representativas definidas en el objetivo anterior, lo que permitió diferenciar que ciertos tramos de las líneas de la empresa mandante requieren de mayor control y/o mantenimiento que las líneas en su totalidad.

En cuanto al objetivo “Elaborar un plan de mantenimiento específico para cada tipo de activo de riesgo identificado, considerando su condición para modificar la periodicidad y/o profundidad de las actividades de mantenimiento” se logró generar un plan de mantenimiento para cada nivel de prioridad, enfocado en la repartición de recursos económicos en aquellos tramos de prioridad Alta, a través del lavado programado, ya que su costo es mayor que el de las otras actividades. Cabe destacar que igualmente se recomienda el aumentar las inspecciones visuales y coronográficas, para en un futuro lograr implementar una plan CBM en su totalidad, pero por ahora se sugiere el lavado programado, al menos hasta la instalación y medición de contaminación mediante el uso de cadenas testigo.

Finalmente, se logró el último objetivo de “Contrastar económicamente los planes de mantenimiento propuestos con el plan general presente, destacando las posibles ventajas e inconvenientes de las modificaciones” a lo largo del capítulo 6, donde se obtuvo como resultado el amplio margen de ahorro que implica la implementación del plan sugerido, permitiendo destinar fondos asociados a actividades no prioritarias, a investigación y/o implementación de nuevas tecnologías de monitoreo, para a largo plazo lograr implementar CBM en líneas de transmisión, en su totalidad.

Referencias

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estadísticas del SEN,” <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>.
- [2] R. Davis, “Introducción a la gestión de activos,” *The Institute of Asset Management*, 2017.
- [3] M. Ben-Daya, U. Kumar, and D. N. P. Murthy, *Introduction to maintenance engineering: modelling, optimization and management*. John Wiley & Sons, 2016.
- [4] M. Ben-Daya, S. O. Duffuaa, A. Raouf, J. Knezevic, and D. Ait-Kadi, *Handbook of maintenance management and engineering*, vol. 7. Springer, 2009.
- [5] S. A. Zapata Ahumada, “Propuestas de mejoras al plan de mantenimiento en líneas del sistema de transmisión zonal de la empresa chilquinta s.a.,” 2018.
- [6] G. D. OSBURN, “Maintenance Scheduling for Electrical Equipment: Facilities Instructions, Standards, and Techniques. Volume 4-1B (Revised November 2005).,” 2006.
- [7] Chilquinta Transmisión S.A., “Información Corporativa Chilquinta Transmisión,” <https://www.chilquintatx.cl/conoce-chilquinta-transmision/informacion-corporativa>.
- [8] G. Ancell *et al.*, “Power System Assets: Investment, Management, Methods and Practices,” 2022. [Online]. Available: <http://link.springer.com/series/15209>
- [9] T. Benadum, “Dissolved Gas Analysis Limits,” <https://elscotransformers.com/blog/dissolved-gas-analysis-limits/>.
- [10] DIVISIÓN DE INGENIERÍA DE ELECTRICIDAD, “PLIEGO TÉCNICO NORMATIVO : RPTD N°15. MATERIA : OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.”
- [11] INMR Magazine, “Guidelines for Practical Inspection & Condition Assessment of Transmission Insulation,” <https://www.inmr.com/practical-guidelines-for-condition-assessment-of-transmission-insulators/>.
- [12] Hoegberg Leif, “Maintenance Planning and Execution Standards and Best Practices,” <https://www.powermag.com/maintenance-planning-and-execution-standards-and-best-practices/>.
- [13] “Standard PRC-005-1-Transmission and Generation Protection System Maintenance and Testing,” 2006.
- [14] A. I. Lem, B. E. Nygaard, Ø. Lande, and K. Vindteknikk, “A structural reliability approach to transmission line engineering-a consistent way to make use of monitoring and inspection data,” 2020.
- [15] C. P. G. Guedes, ; E G Da Costa, G. L. Ribeiro, and A. D. Germano, “CLASSIFICATION OF THE DEGRADATION CONDITION OF POLYMERIC INSULATORS BY UV RADIATION LEVELS (CORONA) AND FUZZY LOGIC,” 2015.

- [16] K. Ning *et al.*, "Aging characteristics and lifespan prediction for composite insulator silicone rubber in a mountainous region environment," *Polym Test*, vol. 122, May 2023, doi: 10.1016/j.polymertesting.2023.108023.
- [17] 957-2024 - *IEEE Guide for Monitoring, Managing, and Cleaning of Contaminated Insulators*. IEEE, 2024.
- [18] IEEE, "Curso de contaminación en aislamientos eléctricos."
- [19] IEC and AENOR, "Norma Internacional IEC/TS 60815-1:2008," 2013. [Online]. Available: www.aenor.es
- [20] *TECHNICAL SPECIFICATION Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions-Part 1: Definitions, information and general principles*. 2008. [Online]. Available: www.iec.ch

Anexo

Tabla 13: Listado de líneas Chilquinta Transmisión S.A.

LÍNEA	LÍNEA
San Luis - Agua Santa 220 kV	Tap Mayaca-Mayaca 110 kV
San Pedro - Miraflores C1 110 kV	Laguna Verde - Litoral Central 1 66 kV
San Pedro - Peñablanca C2 110 kV	Laguna Verde - Litoral Central 2 66 kV
Peñablanca - Miraflores C2 110 kV	San Antonio - Litoral Central 1 66 kV
Arranque Quilpué 110 kV	San Antonio - Litoral Central 2 66 kV
Laguna Verde - La Polvora 110 kV	Arranque Quintay 66 kV
La Polvora - Agua Santa 110 kV	Arranque San Sebastián 66 kV 1
La Pólvara Playa Ancha 110 kV	Arranque San Sebastián 2 66 kV
La Pólvara Valparaíso 110 kV	Litoral Central - Casablanca 2 66 kV
Arranque Placeres 110 kV	Litoral Central - Casablanca 1 66 kV
Agua Santa – Miraflores 110 kV	Litoral Central - San Jeronimo 66 kV
Achupallas - Con Con 110 kV	Las Vegas - FFCC.San Pedro 44 kV
Concon Bosquemar 110 kV	Pachacama - La Calera 44 kV
Arranque Reñaca 110 kV	Las Vegas - FFCC.Rungue 44 kV
Melipilla - Leyda cto N°2 110 kV	Las Vegas - Estancilla 44 kV
Leyda - San Antonio cto N°2 110 kV	Estancilla - FFCC.Andes 44 kV
Melipilla - San Antonio cto N°1 110 kV	Arranque San Felipe 44 kV
Arranque San Felipe 110 kV	Chagres - Los Angeles 44 kV
Torquemada - Con Con 110 kV	Los Andes - Hermanos Clark 44 kV
Agua Santa – Placilla 110 kV	La Calera - El Melón 44 kV
Las Vegas - Llay-Llay 110 kV	El Melón - Túnel El Melón 44 kV

Texto del plan de mantenimiento	UT	Centro de Planificación	Clase de actividad de mantenimiento	Ciclo de mantenimiento	Fecha inicio
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-LV_LP	CXVA	Y07	12	01-05-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-AC_CC	CXVA	Y07	12	01-05-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-AM_LE	CXVA	Y07	12	01-06-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-AM_ME	CXVA	Y07	12	01-06-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-AM_SA	CXVA	Y07	12	01-06-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-LP_PA	CXVA	Y07	12	01-06-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-AR_PL	CXVA	Y07	12	01-06-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-AR_QE	CXVA	Y07	12	01-05-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-AR_QY	CXVA	Y07	12	01-06-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-AR_RE	CXVA	Y07	12	01-05-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-AR_SF	CXVA	Y07	12	01-07-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-AR_SS	CXVA	Y07	12	01-06-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-LP_VA	CXVA	Y07	12	01-06-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-AS_MI	CXVA	Y07	12	01-05-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-AS_PL	CXVA	Y07	12	01-05-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-CA_LA	CXVA	Y07	12	01-07-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-CC_BO	CXVA	Y07	12	01-05-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-CH_CA	CXVA	Y07	12	01-07-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-EM_TM	CXVA	Y07	12	01-07-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-LA_HC	CXVA	Y07	12	01-07-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-LC_EM	CXVA	Y07	12	01-07-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-LE_SA	CXVA	Y07	12	01-06-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-LP_AS	CXVA	Y07	12	01-05-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-LV_LA	CXVA	Y07	12	01-07-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-LV_LL	CXVA	Y07	12	01-07-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-LV_RU	CXVA	Y07	12	01-07-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-LV_TA	CXVA	Y07	12	01-06-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-PE_MI	CXVA	Y07	12	01-05-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-SA_TA	CXVA	Y07	12	01-06-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-SL_AS	CXVA	Y07	12	01-05-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-SP_MI	CXVA	Y07	12	01-05-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-SP_PE	CXVA	Y07	12	01-05-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-TA_CA	CXVA	Y07	12	01-06-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-TA_SF	CXVA	Y07	12	01-07-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-TM_MY	CXVA	Y07	12	01-04-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-TO_CC	CXVA	Y07	12	01-05-2024
INSP CORONOGRAFICA	CETX-LLTT-LC_SJ	CXVA	Y07	12	01-06-2024

Figura 16: Planificación de inspecciones coronográficas en líneas de transmisión.

Texto del plan de mantenimiento	UT	Centro de Planificación	Clase de actividad de mantenimiento	Ciclo de mantenimiento	Fecha inicio
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-AC_CC	CXVA	Y05	12	01-01-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-AM_LE	CXVA	Y05	12	01-04-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-AM_SA	CXVA	Y05	12	01-04-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-LP_PA	CXVA	Y05	12	01-11-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-AR_PL	CXVA	Y05	12	01-11-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-AR_QE	CXVA	Y05	12	01-03-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-AR_QY	CXVA	Y05	12	01-10-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-AR_RE	CXVA	Y05	12	01-01-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-AR_SF	CXVA	Y05	12	01-05-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-AR_SS	CXVA	Y05	12	01-10-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-LP_VA	CXVA	Y05	12	01-11-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-AS_MI	CXVA	Y05	12	01-11-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-AS_PL	CXVA	Y05	12	01-01-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-CA_LA	CXVA	Y05	12	01-12-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-CC_BO	CXVA	Y05	12	01-01-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-CH_CA	CXVA	Y05	12	01-12-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-EM_TM	CXVA	Y05	12	01-12-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-LA_HC	CXVA	Y05	12	01-05-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-LC_EM	CXVA	Y05	12	01-12-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-LE_SA	CXVA	Y05	12	01-04-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-LP_AS	CXVA	Y05	12	01-11-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-LV_LA	CXVA	Y05	12	01-05-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-LV_LL	CXVA	Y05	12	01-01-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-LV_RU	CXVA	Y05	12	01-04-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-LV_TA	CXVA	Y05	12	01-10-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-PE_MI	CXVA	Y05	12	01-03-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-SA_TA	CXVA	Y05	12	01-10-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-SL_AS	CXVA	Y05	12	01-04-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-SP_MI	CXVA	Y05	12	01-03-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-SP_PE	CXVA	Y05	12	01-03-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-TA_CA	CXVA	Y05	12	01-10-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-TA_SF	CXVA	Y05	12	01-06-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-TM_MY	CXVA	Y05	12	01-07-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-TO_CC	CXVA	Y05	12	01-03-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-LV_LP	CXVA	Y05	12	01-08-2024
INSP TERMOGRAFICA	CETX-LLTT-LC_SJ	CXVA	Y05	12	01-10-2024

Figura 17: Planificación de inspecciones termográficas en líneas de transmisión.

Texto del plan de mantenimiento	UT	Centro de Planificación	Clase de actividad de mantenimiento	Ciclo de mantenimiento	Fecha inicio
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-LV_LP	CXVA	Y08	12	01-09-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-AC_CC	CXVA	Y08	12	01-09-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-AM_LE	CXVA	Y08	12	01-08-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-AM_SA	CXVA	Y08	12	01-08-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-LP_PA	CXVA	Y08	12	01-09-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-AR_PL	CXVA	Y08	12	01-09-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-AR_QE	CXVA	Y08	12	01-02-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-AR_QY	CXVA	Y08	12	01-08-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-AR_RE	CXVA	Y08	12	01-09-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-AR_SF	CXVA	Y08	12	01-03-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-AR_SS	CXVA	Y08	12	01-08-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-LP_VA	CXVA	Y08	12	01-09-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-AS_MI	CXVA	Y08	12	01-09-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-AS_PL	CXVA	Y08	12	01-02-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-CA_LA	CXVA	Y08	12	01-03-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-CC_BO	CXVA	Y08	12	01-09-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-CH_CA	CXVA	Y08	12	01-03-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-EM_TM	CXVA	Y08	12	01-01-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-LA_HC	CXVA	Y08	12	01-01-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-LC_EM	CXVA	Y08	12	01-01-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-LE_SA	CXVA	Y08	12	01-08-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-LP_AS	CXVA	Y08	12	01-09-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-LV_LA	CXVA	Y08	12	01-03-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-LV_LL	CXVA	Y08	12	01-03-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-LV_RU	CXVA	Y08	12	01-03-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-LV_SP	CXVA	Y08	12	01-03-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-LV_TA	CXVA	Y08	12	01-08-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-PA_LC	CXVA	Y08	12	01-03-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-PE_MI	CXVA	Y08	12	01-02-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-SA_TA	CXVA	Y08	12	01-08-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-SL_AS	CXVA	Y08	12	01-02-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-SP_MI	CXVA	Y08	12	01-02-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-SP_PE	CXVA	Y08	12	01-02-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-TA_CA	CXVA	Y08	12	01-08-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-TA_SF	CXVA	Y08	12	01-03-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-TM_MY	CXVA	Y08	12	01-02-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-TO_CC	CXVA	Y08	12	01-09-2024
INSPECCION VISUAL	CETX-LLTT-LC_SJ	CXVA	Y08	12	01-08-2024

Figura 18: Planificación de inspecciones visuales en líneas de transmisión.

Texto del plan de mantenimiento	UT	Centro de Planificación	Clase de actividad de mantenimiento	Ciclo de mantenimiento	Fecha inicio
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-AC_CC	CXVA	Y04	12	01-03-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-AM_LE	CXVA	Y04	12	01-04-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-AM_SA	CXVA	Y04	12	01-04-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-AR_PL	CXVA	Y04	12	01-11-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-AR_QE	CXVA	Y04	12	01-03-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-AR_QY	CXVA	Y04	12	01-10-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-AR_RE	CXVA	Y04	12	01-03-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-AR_SF	CXVA	Y04	12	01-05-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-AR_SS	CXVA	Y04	12	01-10-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-AS_MI	CXVA	Y04	12	01-11-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-AS_PL	CXVA	Y04	12	01-05-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-CA_LA	CXVA	Y04	12	01-05-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-CC_BO	CXVA	Y04	12	01-03-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-CH_CA	CXVA	Y04	12	01-05-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-EM_TM	CXVA	Y04	12	01-02-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-LA_HC	CXVA	Y04	12	01-05-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-LC_EM	CXVA	Y04	12	01-02-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-LC_SJ	CXVA	Y04	12	01-10-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-LE_SA	CXVA	Y04	12	01-04-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-LP_AS	CXVA	Y04	12	01-11-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-LP_PA	CXVA	Y04	12	01-11-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-LP_VA	CXVA	Y04	12	01-11-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-LV_LA	CXVA	Y04	12	01-05-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-LV_LL	CXVA	Y04	12	01-11-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-LV_LP	CXVA	Y04	12	01-11-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-LV_RU	CXVA	Y04	12	01-04-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-LV_SP	CXVA	Y04	12	01-06-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-LV_TA	CXVA	Y04	12	01-10-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-PA_LC	CXVA	Y04	12	01-06-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-PE_MI	CXVA	Y04	12	01-03-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-SA_TA	CXVA	Y04	12	01-10-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-SL_AS	CXVA	Y04	12	01-04-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-SP_MI	CXVA	Y04	12	01-03-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-SP_PE	CXVA	Y04	12	01-03-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-TA_CA	CXVA	Y04	12	01-10-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-TA_SF	CXVA	Y04	12	01-06-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-TM_MY	CXVA	Y04	12	01-08-2024
LAVADO DE AISLACION	CETX-LLTT-TO_CC	CXVA	Y04	12	01-03-2024

Figura 19: Planificación de lavado de aislación en líneas de transmisión.

Texto del plan de mantenimiento	UT	Centro de Planificación	Clase de actividad de mantenimiento	Ciclo de mantenimiento	Fecha inicio
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-AC_CC	CXVA	Y06	12	01-07-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-AM_LE	CXVA	Y06	12	01-09-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-AM_SA	CXVA	Y06	12	01-09-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-AR_PL	CXVA	Y06	12	01-12-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-AR_QE	CXVA	Y06	12	01-10-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-AR_QY	CXVA	Y06	12	01-07-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-AR_RE	CXVA	Y06	12	01-07-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-AR_SF	CXVA	Y06	12	01-05-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-AR_SS	CXVA	Y06	12	01-08-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-AS_MI	CXVA	Y06	12	01-11-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-AS_PL	CXVA	Y06	12	01-11-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-CA_LA	CXVA	Y06	12	01-04-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-CC_BO	CXVA	Y06	12	01-07-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-CH_CA	CXVA	Y06	12	01-04-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-EM_TM	CXVA	Y06	12	01-04-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-LA_HC	CXVA	Y06	12	01-06-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-LC_EM	CXVA	Y06	12	01-04-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-LC_SJ	CXVA	Y06	12	01-08-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-LE_SA	CXVA	Y06	12	01-09-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-LP_AS	CXVA	Y06	12	01-11-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-LP_PA	CXVA	Y06	12	01-12-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-LP_VA	CXVA	Y06	12	01-12-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-LV_LA	CXVA	Y06	12	01-05-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-LV_LL	CXVA	Y06	12	01-05-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-LV_LP	CXVA	Y06	12	01-11-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-LV_RU	CXVA	Y06	12	01-03-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-LV_SP	CXVA	Y06	12	01-06-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-LV_TA	CXVA	Y06	12	01-08-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-PA_LC	CXVA	Y06	12	01-06-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-PE_MI	CXVA	Y06	12	01-10-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-SA_TA	CXVA	Y06	12	01-09-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-SL_AS	CXVA	Y06	12	01-10-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-SP_MI	CXVA	Y06	12	01-10-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-SP_PE	CXVA	Y06	12	01-10-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-TA_CA	CXVA	Y06	12	01-08-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-TA_SF	CXVA	Y06	12	01-06-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-TM_MY	CXVA	Y06	12	01-01-2024
MANEJO VEGETACION	CETX-LLTT-TO_CC	CXVA	Y06	12	01-07-2024

Figura 20: Planificación de manejo de vegetación en líneas de transmisión.

Texto del plan de mantenimiento	UT	Centro de Planificación	Clase de actividad de mantenimiento	Ciclo de mantenimiento	Fecha inicio
PLAN ALTA TEMPER	CETX-LLTT-LV_LP	CXVA	Y34	12	01-08-2024
PLAN ALTA TEMPER	CETX-LLTT-AS_MI	CXVA	Y34	12	01-08-2024
PLAN ALTA TEMPER	CETX-LLTT-AS_PL	CXVA	Y34	12	01-08-2024
PLAN ALTA TEMPER	CETX-LLTT-LP_AS	CXVA	Y34	12	01-08-2024
PLAN ALTA TEMPER	CETX-LLTT-LP_PA	CXVA	Y34	12	01-08-2024
PLAN ALTA TEMPER	CETX-LLTT-AR_PL	CXVA	Y34	12	01-08-2024
PLAN ALTA TEMPER	CETX-LLTT-LP_VA	CXVA	Y34	12	01-08-2024
PLAN ALTA TEMPER	CETX-LLTT-LV_TA	CXVA	Y34	12	01-08-2024

Figura 21: Planificación de plan de altas temperaturas en líneas de transmisión.

Tabla 14: Clasificación de líneas en base a IEC6015 [20].

Nivel de Contaminación	Descripción del Ambiente	Distancia de fuga Nominal Mínima mm/kV f-f
Ligero Nivel I	* Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción. * Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sujetas a frecuentes vientos o lluvias. * Áreas agrícolas. * Áreas montañosas. * Todas las áreas situadas de 10 km a 20 del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar.	16
Medio Nivel II	* Áreas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción. * Áreas con alta densidad de casas pero sujetas a fuertes vientos y/o lluvias. * Áreas expuestas a vientos del mar pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia).	20
Alto Nivel III	* Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generen contaminación. * Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.	25
Muy Alto Nivel IV	* Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos y humo industrial que produzca depósitos espesos de contaminantes. * Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación proveniente del mar. * Áreas desérticas, caracterizadas por falta de lluvias durante largos periodos, expuesta a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad.	31

Tabla 15: Detalle de condición y prioridad en tramos/líneas de 44 kV.

Tramo de línea	Tensión	Edad	IEC 60815	Invasión Franja	Tasa de Falta	Impacto de Falta	Material Aislado	Tramo	Ponderación	Prioridad
Catemu - Los Ángeles (a)	44 kV	5	3	1	5	3	CERAMICA	E46-E47	3.6	Media
Catemu - Los Ángeles (b)	44 kV	5	4	1	5	3	CERAMICA	E48-E55	3.9	Alta
Catemu - Los Ángeles (c)	44 kV	5	3	1	5	3	CERAMICA	E56-E91	3.6	Media
Catemu - Los Ángeles (d)	44 kV	5	4	1	5	3	CERAMICA	E92-E105	3.9	Alta
Catemu - Los Ángeles (e)	44 kV	5	3	1	5	3	CERAMICA	E106-E220	3.6	Media
El Melón - Túnel El Melón (a)	44 kV	4	3	1	5	2	CERAMICA	E78-E123	3.2	Media
El Melón - Túnel El Melón (b)	44 kV	4	4	1	5	2	CERAMICA	E124-E154	3.5	Media
El Melón - Túnel El Melón (c)	44 kV	4	3	1	5	2	CERAMICA	E155-E167	3.2	Media
Estancilla - Catemu (a)	44 kV	5	3	1	1	3	CERAMICA	E1-E9 new	2.8	Baja
Estancilla - Catemu (b)	44 kV	5	2	1	1	3	CERAMICA	E8-E9 old	2.5	Baja
Estancilla - Catemu (c)	44 kV	5	3	1	1	3	CERAMICA	E10-E45A	2.8	Baja
Estancilla - FFCC Los Andes (a)	44 kV	5	4	1	5	2	CERAMICA	E57-E58	3.7	Alta
Estancilla - FFCC Los Andes (b)	44 kV	5	5	1	5	2	CERAMICA	E59-E69	4.0	Alta
Estancilla - FFCC Los Andes (c)	44 kV	5	4	1	5	2	CERAMICA	E70-E121	3.7	Alta
Estancilla - FFCC Los Andes (d)	44 kV	5	5	1	5	2	CERAMICA	E122-E135	4.0	Alta
Estancilla - FFCC Los Andes (e)	44 kV	5	4	1	5	2	CERAMICA	E135A-E145	3.7	Alta
Estancilla - FFCC Los Andes (f)	44 kV	5	5	1	5	2	CERAMICA	E150-E155	4.0	Alta
Estancilla - FFCC Los Andes (g)	44 kV	5	4	1	5	2	CERAMICA	E156-E179	3.7	Alta
Estancilla - FFCC Los Andes (h)	44 kV	5	5	1	5	2	CERAMICA	E180-E193	4.0	Alta
Estancilla - FFCC Los Andes (i)	44 kV	5	4	1	5	2	CERAMICA	E194-E254	3.7	Alta
FFCC Los Andes - Hnos Clark (a)	44 kV	5	4	1	5	3	CERAMICA	E1-E73	3.9	Alta
FFCC Los Andes - Hnos Clark (b)	44 kV	5	3	1	5	3	CERAMICA	E74-E98	3.6	Media
FFCC Los Andes - Hnos Clark (c)	44 kV	5	4	1	5	3	CERAMICA	E99-E107	3.9	Alta
FFCC Los Andes - Hnos Clark (d)	44 kV	5	3	1	5	3	CERAMICA	E108-E128	3.6	Media
FFCC Los Andes - Hnos Clark (e)	44 kV	5	4	1	5	3	CERAMICA	E129-E133	3.9	Alta
FFCC Los Andes - Hnos Clark (f)	44 kV	5	3	1	5	3	CERAMICA	E134-E156	3.6	Media
FFCC Los Andes - Hnos Clark (g)	44 kV	5	2	1	5	3	CERAMICA	E157-E190	3.3	Media
La Calera - El Melón (a)	44 kV	5	4	1	3	3	CERAMICA	E1-E2	3.5	Media
La Calera - El Melón (b)	44 kV	5	5	1	3	3	CERAMICA	E3-E8	3.8	Alta
La Calera - El Melón (c)	44 kV	5	4	1	3	3	CERAMICA	E9-E11	3.5	Media
La Calera - El Melón (d)	44 kV	5	3	1	3	3	CERAMICA	E12-E34	3.2	Media
La Calera - El Melón (e)	44 kV	5	4	1	3	3	CERAMICA	E35-E39	3.5	Media
La Calera - El Melón (f)	44 kV	5	3	1	3	3	CERAMICA	E40-E43	3.2	Media
La Calera - El Melón (g)	44 kV	5	4	3	3	3	CERAMICA	E44-E49	3.7	Alta
La Calera - El Melón (h)	44 kV	5	3	2	3	3	CERAMICA	E50-E76	3.3	Media
Las Vegas - Estancilla (a)	44 kV	5	4	1	1	2	CERAMICA	E1-E7	2.9	Media
Las Vegas - Estancilla (b)	44 kV	5	5	1	1	2	CERAMICA	E8-E34	3.2	Media
Las Vegas - Estancilla (c)	44 kV	5	4	1	1	2	CERAMICA	E35-E56	2.9	Media
Las Vegas - Rungue (a)	44 kV	5	4	1	5	2	CERAMICA	E1-E3	3.7	Alta
Las Vegas - Rungue (b)	44 kV	5	5	1	5	2	CERAMICA	E4-E9	4.0	Alta
Las Vegas - Rungue (c)	44 kV	5	4	1	5	2	CERAMICA	E10-E32	3.7	Alta
Las Vegas - Rungue (d)	44 kV	5	3	1	5	2	CERAMICA	E33-E51	3.4	Media
Las Vegas - Rungue (e)	44 kV	5	4	1	5	2	CERAMICA	E52-E64	3.7	Alta
Las Vegas - Rungue (f)	44 kV	5	3	1	5	2	CERAMICA	E65-E105	3.4	Media
Las Vegas - Rungue (g)	44 kV	5	4	1	5	2	CERAMICA	E106-E109	3.7	Alta
Las Vegas - Rungue (h)	44 kV	5	3	1	5	2	CERAMICA	E110-E116	3.4	Media
Las Vegas - Rungue (i)	44 kV	5	4	1	5	2	CERAMICA	E117-E120	3.7	Alta
Las Vegas - Rungue (j)	44 kV	5	3	1	5	2	CERAMICA	E121-E154	3.4	Media
Las Vegas - Rungue (k)	44 kV	5	4	1	5	2	CERAMICA	E155-E170	3.7	Alta
Las Vegas - San Pedro*	44 kV	5	4	2			CERAMICA	Completa	2.4	Baja
Pachacama - La Calera*	44 kV	5	4	1			CERAMICA	Completa	2.3	Baja

Tabla 16:Detalle de condición y prioridad en tramos/líneas de 110 kV.

Tramo de línea	Tensión	Edad	IEC 60815	Invasión Franja	Tasa de Falla	Impacto de Falla	Material Aislado	Tramo	Ponderación	Prioridad
Achupallas - Concón (a)	110 kV	5	4	2	1	4	POLIMERO E39A-E42		3.5	Media
Achupallas - Concón (b)	110 kV	5	5	2	1	4	POLIMERO E43-E47		3.7	Alta
Achupallas - Concón (c)	110 kV	5	4	2	1	4	POLIMERO E48-E72		3.5	Media
Arranque Reñaca	110 kV	5	4	1	1	4	POLIMERO EA-E9 (Con		3.4	Media
Agua Santa - Miraflores (a)	110 kV	5	5	1	4	2	CERAMICA E1		3.8	Alta
Agua Santa - Miraflores (b)	110 kV	5	4	2	4	2	CERAMICA E2-E12		3.6	Media
Agua Santa - Miraflores (c)	110 kV	5	5	2	4	2	CERAMICA E13-E16		3.9	Alta
Agua Santa - Miraflores (d)	110 kV	5	4	1	4	2	CERAMICA E17-E26		3.5	Media
Agua Santa - Placilla	110 kV	3	4	1	1	3	POLIMERO Completa		2.6	Baja
Arranque Placeres	110 kV	5	4	2	3	2	CERAMICA Completa		3.4	Media
Arranque Quilpué (a)	110 kV	5	3	1	3	2	POLIMERO E1-E7		3.2	Media
Arranque Quilpué (b)	110 kV	5	4	1	3	2	POLIMERO E8-E11		3.4	Media
Arranque San Felipe (TAP)	110 kV	4	4	1	3	2	CERAMICA Completa		3.1	Media
Concón - Bosquemar (a)	110 kV	3	4	1	1	3	VIDRIO E1-E10		2.7	Baja
Concón - Bosquemar (b)	110 kV	3	5	1	1	3	VIDRIO E11-E19		3.0	Media
La Pólvora - Agua Santa (a)	110 kV	5	5	1	3	1	CERAMICA E22-E25		3.4	Media
La Pólvora - Agua Santa (b)	110 kV	5	4	2	3	1	CERAMICA E26-E64		3.2	Media
La Pólvora - Playa Ancha (a)	110 kV	5	4	1	1	2	CERAMICA E1-E12		2.9	Media
La Pólvora - Playa Ancha (b)	110 kV	5	5	3	1	2	CERAMICA E13-E23		3.4	Media
La Pólvora - Valparaíso (a)	110 kV	5	4	1	1	2	CERAMICA E1-E5		2.9	Media
La Pólvora - Valparaíso (b)	110 kV	5	5	1	1	2	CERAMICA E6-E9		3.2	Media
La Pólvora - Valparaíso (c)	110 kV	5	4	1	1	2	CERAMICA E10-E11		2.9	Media
Laguna Verde - La Pólvora	110 kV	5	5	2	3	4	CERAMICA Completa		4.1	Alta
Las Vegas - Llaylay (a)	110 kV	3	4	1	1	3	POLIMERO E1-E7		2.6	Baja
Las Vegas - Llaylay (b)	110 kV	3	5	1	1	3	POLIMERO E8-E16		2.8	Baja
Las Vegas - Llaylay (c)	110 kV	3	4	1	1	3	POLIMERO E17-E21		2.6	Baja
Las Vegas - Llaylay (d)	110 kV	3	5	1	1	3	POLIMERO E22-E25		2.8	Baja
Las Vegas - Llaylay (e)	110 kV	3	4	1	1	3	POLIMERO E26-E35		2.6	Baja
Las Vegas - Llaylay (f)	110 kV	3	5	1	1	3	POLIMERO E36-E38		2.8	Baja
Las Vegas - Llaylay (g)	110 kV	3	4	1	1	3	POLIMERO E39		2.6	Baja
Leyda - San Antonio (a)	110 kV	4	4	1	1	2	CERAMICA E69A-E93		2.7	Baja
Leyda - San Antonio (b)	110 kV	4	5	1	1	2	CERAMICA E94-E112		3.0	Media
Melipilla - Leyda	110 kV	4	4	1	1	2	CERAMICA Completa		2.7	Baja
Melipilla - San Antonio (a)	110 kV	4	4	1	1	2	CERAMICA E1-E93		2.7	Baja
Melipilla - San Antonio (b)	110 kV	4	5	1	1	2	CERAMICA E94-E112		3.0	Media
Peñablanca - Miraflores (a)	110 kV	2	5	2	3	2	CERAMICA E1-E7		3.1	Media
Peñablanca - Miraflores (b)	110 kV	2	4	2	3	2	CERAMICA E8-E10		2.8	Baja
Peñablanca - Miraflores (c)	110 kV	2	5	1	3	2	CERAMICA E11-E12		3.0	Media
Peñablanca - Miraflores (d)	110 kV	2	4	1	3	2	CERAMICA E13-E36		2.7	Baja
Peñablanca - Miraflores (e)	110 kV	5	5	1	3	2	CERAMICA E37-E42		3.6	Media
Peñablanca - Miraflores (f)	110 kV	5	4	1	3	2	CERAMICA E43-E95		3.3	Media
Peñablanca - Miraflores (g)	110 kV	5	5	1	3	2	CERAMICA E96-E109		3.6	Media
San Pedro - Miraflores (a)	110 kV	5	4	1	3	3	CERAMICA E1-E18		3.5	Media
San Pedro - Miraflores (b)	110 kV	5	5	1	3	3	CERAMICA E19-E21		3.8	Alta
San Pedro - Miraflores (c)	110 kV	5	4	1	3	3	CERAMICA E22-E28		3.5	Media
San Pedro - Miraflores (d)	110 kV	5	5	1	3	3	CERAMICA E29-E34		3.8	Alta
San Pedro - Miraflores (e)	110 kV	5	4	1	3	3	CERAMICA E35-E36		3.5	Media
San Pedro - Miraflores (f)	110 kV	5	5	1	3	3	CERAMICA E37-E42		3.8	Alta
San Pedro - Miraflores (g)	110 kV	5	4	2	3	3	CERAMICA E43-E95		3.6	Media
San Pedro - Miraflores (h)	110 kV	5	5	2	3	3	CERAMICA E96-E109		3.9	Alta
San Pedro - Peñablanca (a)	110 kV	5	4	1	1	2	VIDRIO E1-E18		2.9	Media
San Pedro - Peñablanca (b)	110 kV	5	5	1	1	2	VIDRIO E19-E21		3.2	Media
San Pedro - Peñablanca (c)	110 kV	5	4	1	1	2	VIDRIO E22-E28		2.9	Media
San Pedro - Peñablanca (d)	110 kV	5	5	1	1	2	VIDRIO E29-E34		3.2	Media
San Pedro - Peñablanca (e)	110 kV	2	4	1	1	2	VIDRIO E35-E61		2.3	Baja
San Pedro - Peñablanca (f)	110 kV	2	5	1	1	2	VIDRIO E62-E63		2.6	Baja
San Pedro - Peñablanca (g)	110 kV	2	4	1	1	2	VIDRIO E64-E66		2.3	Baja
San Pedro - Peñablanca (h)	110 kV	2	5	1	1	2	VIDRIO E67-E74		2.6	Baja
Tap Mayaca - Mayaca (a)	110 kV	2	4	1	1	2	VIDRIO E1-E9		2.3	Baja
Tap Mayaca - Mayaca (b)	110 kV	2	3	1	1	2	VIDRIO E10-E13		2.0	Baja
Tap Mayaca - Mayaca (c)	110 kV	2	4	1	1	2	VIDRIO E14-E26		2.3	Baja
Torquemada - Concón	110 kV	3	4	1	1	1	CERAMICA		2.3	Baja