



UNIVERSIDAD DE TALCA
INSTITUTO DE INNOVACIÓN BASADA EN CIENCIA
MAGÍSTER EN GESTIÓN TECNOLÓGICA

**MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS
DE TRANSMISION EN REDES ELECTRICAS DE ALTA TENSION PARA
COLBUN S.A.**

**MAINTENANCE BASED ON RELIABILITY IN TRANSMISSION SYSTEMS IN
HIGH VOLTAGE ELECTRICAL NETWORKS FOR COLBUN S.A.**

**PROYECTO FINAL DE GRADUACIÓN PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN GESTIÓN TECNOLÓGICA**

ALUMNO: LUIS ARAYA SALAS

PROFESOR GUIA: RICARDO BAETTIG PALMA

TALCA - CHILE

2020

CONSTANCIA

La Dirección del Sistema de Bibliotecas a través de su unidad de procesos técnicos certifica que el autor del siguiente trabajo de titulación ha firmado su autorización para la reproducción en forma total o parcial e ilimitada del mismo.



Talca, 2020

RESUMEN

Hoy en día en Chile, se hace cada vez más imperiosa la necesidad que los sistemas de transmisión eléctrica sean cada vez más confiables. El cumplimiento de las nuevas normativas que cada vez son más exigentes, el crecimiento de la demanda de energía y los acotados tiempos de desconexión que se contemplan para la mantención de los líneas de transmisión eléctrica, entre otros, son variables acotadas para el personal a cargo de la confiabilidad de éstos. Esto conlleva a la búsqueda de herramientas tecnológicas que permitan pensar que los mantenimientos de estos sistemas pudieran estar basados en la confiabilidad, es decir, retirar la línea de alta tensión de servicio cuando realmente es necesario. Para contemplar este nuevo concepto de mantenibilidad, es necesario de monitorear parámetros que permitan evidenciar posibles fallas futuras que pueden presentan estos sistemas. Con lo anterior, es factible solicitar el retiro de la instalación para una mantención preventiva cuándo ella esté próxima a fallar, evitando un mantenimiento correctivo y pérdida de suministro eléctrico.

Lo expuesto anteriormente lleva a preguntarse sobre la factibilidad de aplicar la metodología del RCM a los sistemas de transmisión eléctrica, mediante la adaptación de tecnología y de cómo gestionar dicha información. Otras interrogante es si al aplicar RCM a estos sistemas, es factible hacerlo con capacidades externas o internas en función de los costos que significa la implementación y/o el impacto que significa para la gestión de mantenimiento.

El presente estudio se basa en evaluar y recomendar soluciones que permitan responder a estas interrogantes adaptando tecnología y una proyección de medición de impacto económico que significaría la decisión de implementar las recomendaciones.

SUMMARY

Nowadays in Chile, the need for more reliable transmission systems is becoming more and more urgent. The compliance with new regulations that are increasingly demanding, the growth of energy demand and the limited disconnection times that are considered for maintenance of power transmission lines, etc., are bounded variables for the personnel in charge of their reliability. This leads to the search for technological tools that allow us to think that the maintenance of these systems could be based on reliability, that is, disconnect the high voltage transmission line when it is strictly necessary. To contemplate this new concept of maintainability, it is necessary to monitor parameters that allow us to realize possible failures that may occur in the future. With the above said, it is feasible to request the removal of the installation for a preventive maintenance when it is about to fail, avoiding a corrective maintenance and the loss of electrical energy supply.

The previously exposed leads us to wonder about the feasibility of applying RCM methodology to electric transmission systems, by adapting technology and how to manage the aforementioned information. Other questions are whether to apply RCM to these systems, whether is it feasible to do it with external or internal capabilities in function of the costs associated to the implementation or the impact for the maintenance management.

The present study is based on evaluating and recommending solutions that allow us to answer these questions adapting technology and projecting economic impact that is associated with the decision to implement the recommendations.

PALABRAS CLAVES

Mantenimiento, confiabilidad, línea de transmisión eléctrica, dron, lidar

Maintenance, reliability, electric transmission line, drone, lidar

INDICE 1	
RESUMEN.....	2
SUMMARY.....	3
PALABRAS CLAVES.....	3
INTRODUCCION	6
1. OBJETIVOS	8
1.1. Objetivo General	8
1.2. Objetivos Específicos	8
2. ESTADO DEL ARTE	9
3. DISEÑO METODOLÓGICO	12
4. RESULTADOS	14
4.1 Situación actual	14
5. INDICADORES DE CONFIABILIDAD	16
6. Tipos de Mantenimiento	19
6.1 Inspección Visual Pedestre.....	20
6.2 Metodología RCM.....	21
7. VIGILANCIA TECNOLÓGICA	22
8. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES.....	22
8.1 Dron	23
8.2 LIDAR	23
8.3 Termografía	23
8.4 Sistemas de Información Georreferenciados SIG.....	24
9. RESULTADOS DE LA VIGILANCIA TECNOLÓGICA	24
10. MATRIZ DE EVALUACIÓN.....	26
10.1 Criterios de evaluación	27
10.2 Análisis de costos.....	27
10.3 Resultado matriz de evaluación.....	30
10.4 Análisis de resultados.....	31
10.5 Impacto económico	33
10.5.1 Aumento Presupuestario.....	34
10.5.2 Adquisición dron con cámara termográfica	34

10.5.3 Tratamiento de la información	35
10.5.4 Costo del proyecto	35
10.5.5 Multas por incumplimiento.....	36
11.-CONCLUSIONES	38
13.-ANEXO A.....	40
13.1 Anexo A formulario IVP Inspección Visual Pedestre	40
13.2. Plataforma SIG de resultados de información	42

INDICE 2

Figura 1. LAT 2x220 kV Colbún-Alto Jahuel. (Fuente Google Earth).....	15
Figura 2. Sistema de Transmisión Troncal zona centro sur de Colbún Transmisión (elaboración propia).....	16
Figura 3. Período de inicio y término de la IVP y tiempo de demora actual en ejecución de la mantención.	20
Figura 4 Período de inicio y término de la IVP y tiempo de demora propuesta en ejecución de la mantención	21
Figura 5 Aplicación de la metodología RCM al proceso de transmisión eléctrica.	22
Figura 6 Número de patentes asociadas al uso de drones en líneas eléctricas, fuente Lens, 2019	25
Figura 7 Número de patentes asociadas al uso de LIDAR en líneas eléctricas, fuente Lens,2019	26
Figura 8 Dron equipado para realización de las IVP´s.....	29
Figura 9 Foto termográfica de una torre de alta tensión con dron.	29
Figura 10 Plataforma digital de resultados de la inspección, la que proviene de una inspección con dron y termografía	30

INTRODUCCION

Los sistemas de transmisión eléctrica del país han ido en evolución, en relación a la cada vez más alta exigencia del ente regulador sobre la tasa de disponibilidad de las instalaciones. Las empresas del sector deben cumplir con las nuevas normativas que exige el CEN (Coordinador Eléctrico Nacional), a través del Ministerio de Energía, el que a su vez mediante la NTCyS (Norma Técnica de Calidad y Suministro) dicta los deberes que toda empresa del rubro debe cumplir.

Bajo este contexto, en la empresa Colbún Transmisión se busca la forma óptima de cumplir con estas normativas, replanteando la forma en que se realizan las distintas mantenciones a los activos de transmisión de energía. El foco del estudio se centrará en el método de mantenimiento preventivo en líneas de transmisión más básico como son las IVP o Inspecciones Visuales Pedestres. De esto, nace la búsqueda de soluciones que ayuden a optimizar los procesos, para lo cual, el presente estudio busca la manera de implementar el concepto de mantenimiento basado en la confiabilidad o RCM (del inglés Realibility Centred Maintenance) y robustecerlo con tecnología que permita gestionar los tiempos de desconexión y gestión de las mantenciones a estas instalaciones.

El presente trabajo se desarrolla en el marco de buscar la implementación de la metodología del mantenimiento basado en confiabilidad para los sistemas de transmisión de Colbún S.A., específicamente en las IVPs. A su vez, se realizará una vigilancia tecnológica de las tecnologías disponibles que se adapten a este proceso de implementación.

Por lo anterior, este estudio se enmarca en la línea de trabajo de economía de la innovación, desarrollando un estudio del tipo empírico, el cual, permitirá recabar y analizar la información con el propósito de proponer nuevas y/o mejores prácticas asociadas al mantenimiento de este tipo de instalaciones.

En resumen, se describirá parte de la metodología del RCM, indicando los alcances de las IVP y se indicarán algunas de las tecnologías disponibles en el mercado, para finalizar con una matriz de valoración de éstas, para así realizar recomendaciones de implementación y estimar el impacto económico que significa realizar una inversión en tecnología y aplicación del RCM.

1. OBJETIVOS

1.1. Objetivo General

Estudiar y seleccionar tecnologías innovadoras para implementar mantenimiento basado en la confiabilidad en los sistemas de transmisión de energía eléctrica en redes de alta tensión para Colbún S.A., basado en adaptación de tecnología y sus costos asociados.

1.2. Objetivos Específicos

- Identificar y seleccionar las tecnologías para implementar el concepto de mantenimiento basado en la confiabilidad en redes de alta tensión.
- Evaluar técnica y económicamente las tecnologías disponibles en el mercado, privilegiando el costo-beneficio de implementación.
- Generar recomendaciones para incorporar tecnología de monitoreo continuo para los sistemas de transmisión de Colbún S.A.

2. ESTADO DEL ARTE

El presente estudio pretende investigar y definir las tecnologías aplicables para monitorear las líneas de alta tensión con el objetivo de realizar mantenimiento basado en la confiabilidad. Estas instalaciones de transmisión deben estar cada vez más disponibles y confiables debido a las crecientes exigencias energéticas del país.

Esta línea de investigación contempla una vigilancia tecnológica para revisar cómo se ha abordado el tema de confiabilidad en líneas de alta tensión insertando tecnología y que tipo de tecnología se dispone a nivel mundial factible de aplicar.

Estas tecnologías, que pueden ser variadas, permiten realizar mantenimiento basado en la confiabilidad en instalaciones de transmisión eléctrica. El mantenimiento basado en la confiabilidad en adelante RCM, nace a fines de los años 60, con el fin de eliminar aquellas fallas potenciales o fallas ocultas que pueden originarse en una planta o proceso productivo. Una vez que esta falla ha ocurrido se pretende estudiar y analizar sus causas y consecuencias, para así determinar qué es lo que debe realizarse para que no vuelva a ocurrir (Moubray, 2004).

Para la implementación de la metodología RCM es necesario definir el proceso en que se aplicará, la cantidad de activos del proceso involucrados y el contexto operacional de estos. Esto último con el objetivo de analizar las posibles fallas y sus consecuencias, para así, poder asegurar que el activo continúe haciendo lo que los usuarios necesitan que haga, foco principal del RCM.

El proceso de transmisión eléctrica se enmarca, eléctricamente hablando, en lo que se llama un SEP (Sistema Eléctrico de Potencia), y es en este proceso donde se contemplan las instalaciones de transmisión. De lo anterior en lo que corresponde a estas instalaciones se encuentran las subestaciones eléctricas y las líneas de alta tensión propiamente tales.

Como parte del proceso de mantención a las líneas de alta tensión se encuentran la llamada inspección visual pedestre, en adelante IVP, la que consiste en un recorrido a pie de personas que verifican las condiciones de las líneas de alta tensión, en adelante LAT y de su entorno.

Actualmente, las IVP están clasificadas como un tipo de mantenimiento preventivo básico en LAT, en las cuales se registran las condiciones de estas como: el estado de la ferretería, el estado de sus aisladores y el estado de los conductores, y en términos de su entorno identifica los riesgos asociados al estado de la faja de servidumbre, árboles con proyección de caídas, construcciones bajo las líneas, etc.

Por lo anterior, debido a las largas distancias que cubren las LAT, la rapidez de flujo de la información y la pronta gestión de dicha información se dificultan y como consecuencia se ralentizan las acciones correspondientes para minimizar los riesgos de fallas. Esto ha llevado a plantear el modelo que brinda el RCM y de cómo mediante por ejemplo herramientas como Internet de las cosas, se agiliza la ejecución de acciones que permitan mantener un proceso confiable y disponible.

Actualmente existen algunos casos de éxito, los cuales han tenido esta problemática y han incorporado tecnología, con el objetivo de monitorear en más detalle los componentes de las líneas de transmisión. Por ejemplo, el reportaje de la Revista Electricidad muestra cómo se han implementado los drones para el monitoreo de parámetros en las líneas de alta tensión, así como también proyectos de la empresa Transelec han puesto en evidencia lo relevante y ventajoso de implementar monitoreo mediante drones.

Otras publicaciones se han centrado en hacer hincapié en los desarrollos que se han hecho para permitir la confiabilidad de la adquisición y tratamiento del dato de terreno. Por ejemplo, el proyecto llevado a cabo por la red eléctrica de Madrid en conjunto con la empresa de desarrollo tecnológico AeroTools, las que han

buscado robustecer la transferencia inalámbrica de los datos, a través del proyecto RPAS (Remote Piloted Aircraft System) llevado a cabo por la red eléctrica de Madrid en conjunto con la empresa de desarrollo tecnológico AeroTools, las que han buscado robustecer la transferencia inalámbrica de los datos (RPASDrones, 2008).

Otras tecnologías han aportado a monitorear el estado de la faja de seguridad. Un caso de éxito es la inserción de tecnologías más exhaustivas realizando un mapa 3D para las zonas forestales adyacentes a las líneas de transmisión, monitoreando la invasión a la faja de seguridad usando tecnología LIDAR (Light Detection and Ranging), caso desarrollado por la empresa Enel, la cual incorpora un concepto nuevo en la forma de realizar mantenimiento (Endesa, 2012).

En las últimas 2 décadas ha ido en aumento el número de patentes asociados a la inserción de drones en la actividad eléctrica, con un total de 156 patentes contempladas desde el 2000 a 2018 y 40 patentes el 2019 (Lens, 2019). Para el caso de los mapas 3D con tecnología LIDAR, aparecen un total de 230 patentes entre los años 2000 a 2018 y 87 patentes en tecnología LIDAR el 2019 (Lens, 2019).

Por otra parte, se ha descrito la utilización de una red de sensores instalada tanto en las estructuras como en los cables interconectados entre sí, capaz de monitorear la sobrecarga de la transmisión eléctrica. Esto se realiza mediante la detección de excesos de temperatura, y de ese modo, se pone en evidencia la presencia de posibles anomalías (Lilien y Destine, 2009).

3. DISEÑO METODOLÓGICO

Este estudio pretende aplicar innovación en materia de mantenimiento, basado principalmente en aplicar la metodología de mantenimiento basado en la confiabilidad en los sistemas de transmisión eléctrica para Colbún S.A. mediante la prospección de tecnologías de monitoreo de parámetros para identificar condición de cada activo físico de transmisión.

Por la naturaleza de esta investigación, corresponde calificarla como investigación cuantitativa, pues en base a criterios definidos y considerando las tecnologías disponibles en el mercado, pretende ponderar la adopción de tecnologías innovadoras en las técnicas de mantenimiento en sistemas de transmisión eléctrica.

Esta línea de investigación permitirá la realización de una vigilancia tecnológica en dos aspectos:

- Identificar las tecnologías disponibles que ayudan a la adquisición del dato de terreno
- Revisión de plataformas disponibles de gestión de información que ayudarán a la toma de decisiones

Desde el punto de vista de la vigilancia tecnológica se realizará una mirada en retrospectiva, para así buscar las tecnologías disponibles que permitan recomendar las respectivas soluciones tanto para la adquisición de los datos de terreno, como también para la gestión de estos. Para esto se consultarán las fuentes de información en bases de datos como:

- Sciencedirect
- Scopus
- Lens

Adicionalmente, se revisará el uso de patentes asociadas a estas tecnologías, y/o trabajos de investigación en estas materias. Para esto se utilizará la plataforma WIPO y Patentscope.

Una vez realizada la vigilancia tecnológica, se realizará la valorización de las tecnologías ponderadas mediante matrices de evaluación, según los siguientes criterios:

- Matriz de evaluación sin tecnología (actual)
- Matriz de evaluación con tecnología (adquisición y gestión de los datos)
- Matriz de confianza basada en la aplicabilidad del RCM

4. RESULTADOS

4.1 Situación actual

Hoy en día los sistemas de transmisión eléctrica deben cumplir los indicadores de confiabilidad de disponibilidad indicados por la Norma Técnica de Calidad y Suministro – NTCyS (Comisión Nacional de Energía, 2018), exigidas por el CEN y decretadas por el Ministerio de Energía.

El marco de esta investigación será la línea de transmisión declarada como troncal nacional en el año 2015, que nace desde la subestación eléctrica (SE), en el extremo del Complejo Hidroeléctrico de Colbún, en la Región del Maule, llamada SE Colbún (Latitud $35^{\circ}41'9,27''$ S y Longitud $71^{\circ}22'38,36''$ O), hasta la SE Maipo ubicada en la Región Metropolitana (Latitud $33^{\circ}42'58,91''$ S y Longitud $70^{\circ}41'31,52''$ O). A partir de 2018 esta línea de transmisión tiene dos SE intermedias, dividiendo esta línea en 3 tramos denominados Colbún-Puente Negro, Puente Negro-Candelaria y Candelaria-Maipo. Por ende, para los efectos normativos y análisis del ejemplo que involucran cálculos a 5 años, se tomará en cuenta sólo una SE intermedia, es decir, se considerarán los tramos Colbún-Candelaria y Candelaria-Alto Jahuel.

La línea involucrada como universo de este análisis se denomina eléctricamente hablando como LAT 2x220 kV Colbún-Alto Jahuel (Figura 1).

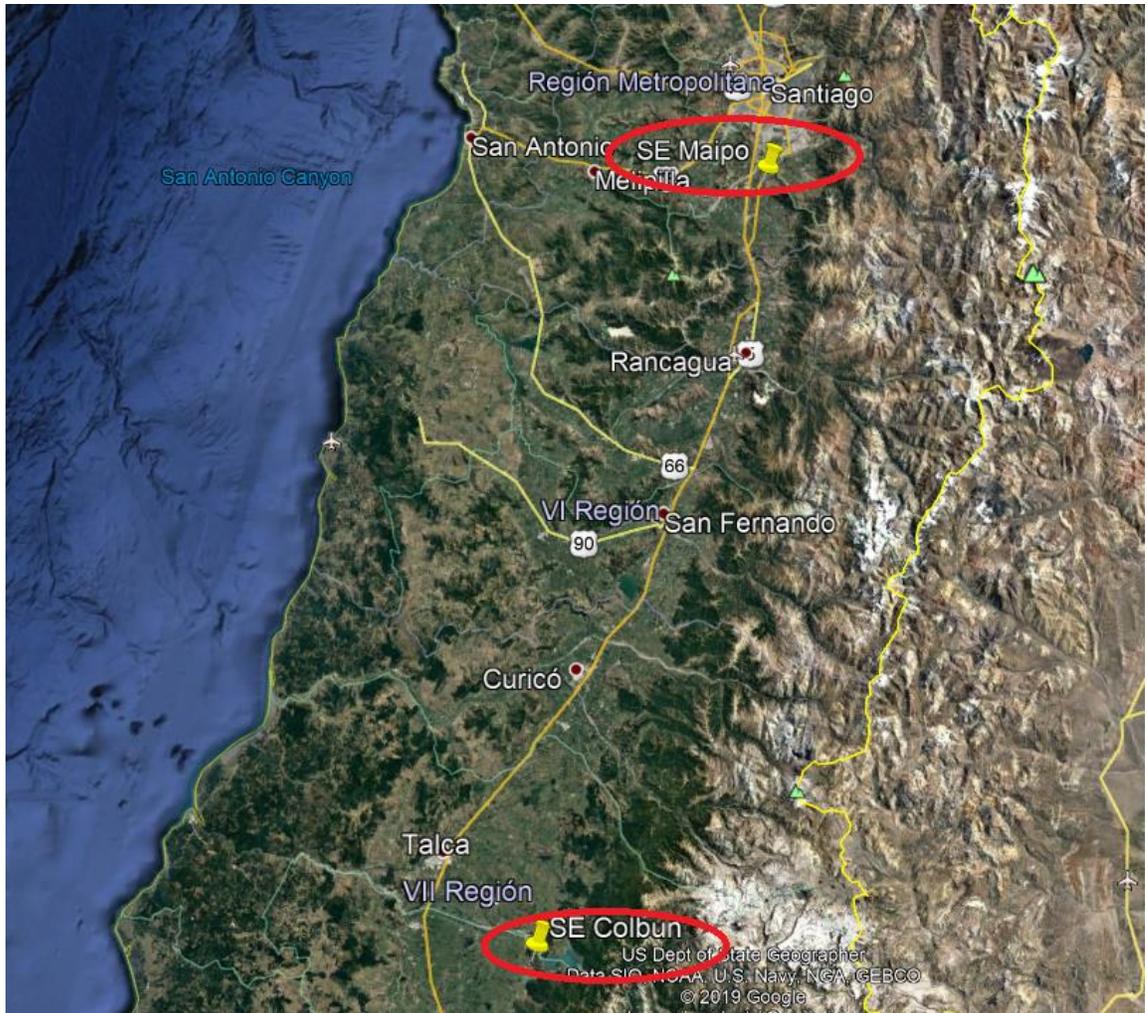


Figura 1. LAT 2x220 kV Colbún-Alto Jahuel. (Fuente Google Earth).

En consecuencia, los tramos de línea serían descritos como LAT 2x220 kV Colbún-Candelaria y LAT 2x220 kV Candelaria-Maipo. La Figura 2 presenta un diagrama unifilar¹ del sistema troncal de la zona centro sur de Colbún Transmisión.

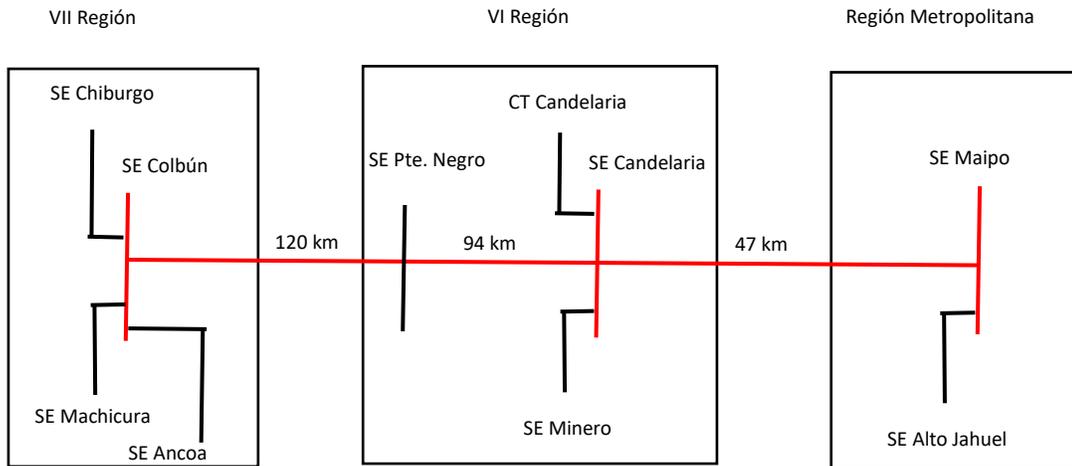


Figura 2. Diagrama unifilar del Sistema de Transmisión Troncal zona centro sur de Colbún Transmisión (elaboración propia)

5. INDICADORES DE CONFIABILIDAD

El Título 5-60 de la NTCyS establece que los índices de “Indisponibilidad Programada y Forzada” en instalaciones de transmisión para circuitos de líneas de hasta 300 km de longitud, no deberá superar el valor límite indicado en la Tabla 1. Estos valores corresponden a los indicadores que exige el CEN, en una ventana de tiempo de 60 meses, calculados por cada 100 km de LAT (Comisión Nacional de Energía, 2018).

1.-Diagrama Unifilar: Corresponde a evidenciar un circuito eléctrico de 3 fases (trifásico) en una sola línea (monofásico), con el propósito de simplificar el diagrama.

A continuación, se describe el significado de estos indicadores:

HPROt: límite de horas totales de desconexión de transmisión por concepto de indisponibilidad programada, es decir, cantidad límite de horas de mantenimiento programado.

HFORt: límite de horas totales de desconexión de transmisión por concepto de indisponibilidad forzada, es decir, cantidad límite de horas de mantenimiento contra falla.

FFORt: límite de frecuencia de desconexiones de transmisión por concepto de indisponibilidad forzada, es decir, cantidad de veces de mantenimiento contra falla.

NIVEL DE TENSION	HPROt (h)	HFORt (h)	FFORt
Mayor o igual que 220 kV y menor que 500 kV	20	10	3

Tabla 1. Indicadores de cumplimiento según la NTCyS -

Para los tramos de cada 100 km de línea serían descritos como LAT 2x220 kV Colbún-Candelaria y LAT 2x220 kV Candelaria-Maipo se obtuvieron los indicadores mostrados en la Tabla 2. Estos corresponden a valores cuantificados desde noviembre 2014 a noviembre 2019.

NIVEL DE TENSION	HPROt (h)	HFORt (h)	FFORt
LAT 2x220kV Colbún-Candelaria Circuito 1	90,55	1,43	1,40
LAT 2x220kV Colbún-Candelaria Circuito 2	66,55	6,26	3,40
LAT 2x220kV Candelaria-Maipo Circuito 1	104,10	0	0
LAT 2x220kV Candelaria-Maipo Circuito 2	6,45	0	0

Tabla 2. Indicadores de cumplimiento según la NTCyS para el Sistema Troncal de la zona centro sur para Colbún Transmisión (fuente CEN).

En la Tabla 3, se puede evidenciar, la comparación entre las Tablas 1 y 2 con respecto al nivel de cumplimiento de los indicadores asociados a las líneas de transmisión, en donde el porcentaje de cumplimiento sobre el 100% significa que está absolutamente fuera de la norma y bajo el 100%, significa que está dentro de ésta.

NIVEL DE TENSION	HPROt	HFORt	FFORt
LAT 2x220kV Colbún-Candelaria Cto.1	453%	14%	47%
LAT 2x220kV Colbún-Candelaria Cto.2	333%	63%	113%
LAT 2x220kV Candelaria-Maipo Cto.1	521%	0%	0%
LAT 2x220kV Candelaria-Maipo Cto.2	32%	0%	0%

Tabla 3. Comparativo de cumplimiento de indicadores en relación con valores normativos

En la Tabla 3 se aprecia que el parámetro HPROt, que corresponde a las horas de desconexión programada en un período de 60 meses, está extremadamente excedido. La causa de esto es la ejecución de algunos proyectos de expansión al sistema eléctrico de Colbún Transmisión consistente básicamente en mejoras a las instalaciones para futuras conexiones de otros clientes, por lo que es esperable que este parámetro esté fuera de estándar por un período prolongado de tiempo.

De la Tabla 3 se puede concluir que el parámetro HFORt, consistente en las horas de desconexión forzadas en un período de 60 meses, si bien está dentro de rango, es factible mejorarlo. Este es un objetivo que persigue la empresa Colbún Transmisión para los próximos años y en esto se enmarca este estudio.

Para el parámetro FFORt, el cual, corresponde a la frecuencia de desconexiones del mismo tramo de línea a causa de una falla, se puede mencionar que esto corresponde netamente con mejorar el mantenimiento de este tramo de línea.

6. Tipos de Mantenimiento

Desde el punto de vista de la mantenibilidad de activos, se pueden mencionar 3 tipos de mantenimientos, el Mantenimiento Preventivo Básico, el Mantenimiento Sintomático y el Mantenimiento Contra Falla.

El mantenimiento Preventivo Básico (MPB) consiste en un tipo de determinadas acciones destinadas a mantener un activo con una rutina y frecuencia determinada, enlistadas por una pauta a ejecutar por el mantenedor y que no necesariamente asegura confiabilidad.

El Mantenimiento Sintomático (MS) consiste en un determinado tipo de acciones basadas en mediciones con motivo de generar estadística que permita diagnosticar el comportamiento del activo.

Por otra parte, el Mantenimiento Contra Falla (MCF), consiste en todo tipo de acciones destinadas a reparar después de ocurrida la falla, esto con motivo de reponer dicho activo físico. La realización de este tipo de mantenimiento se produce por la ocurrencia de fallas ocultas o fallas latentes, las que son difíciles de prever.

Lo descrito anteriormente se conoce como técnicas de mantenimiento tradicional. En lo que respecta al mantenimiento en líneas de alta tensión se encuentran las IVP, que permiten la realización de un mantenimiento preventivo básico, no obstante, también se realiza el mantenimiento contra falla.

Con base a lo anterior, se pretende hacer hincapié en primera instancia en el aprendizaje de las fallas ocurridas y potenciar las IVP aplicando la metodología del RCM e insertando tecnología, para así disponer de una manera innovadora la realización del mantenimiento en líneas de alta tensión, con el propósito de aumentar al máximo posible su disponibilidad.

6.1 Inspección Visual Pedestre

Esta práctica consiste en un recorrido a pie de toda la línea de transmisión, identificando el estado de la instalación de los parámetros de la línea como daños y contaminación aisladores, daños y elementos extraños asociado a la ferretería de la torre, así como también la necesidad de corte y/o poda, árboles con proyección de caídas e invasión a la faja de seguridad como construcciones bajo la línea, asociado a la invasión a la faja de seguridad, etc. En base a esta IVP es registrado en un formulario (Anexo A, punto 13.1), a partir del cual, se programan las faenas de corrección correspondientes, como por ejemplo:

- Corte y/o poda para mantener la faja de seguridad.
- Reemplazo o limpieza por contaminación de las cadenas de aislación.
- Acciones concretas ante la presencia de elementos extraños.

El proceso actual de la IVP desde el punto de vista de la temporalidad, desde que comienza hasta que se realiza el mantenimiento se presenta en Figura 3.

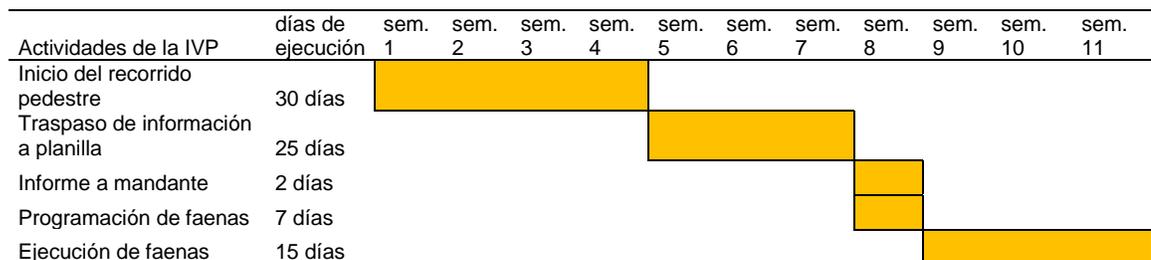


Figura 3. Período de inicio y término de la IVP y tiempo de demora actual en ejecución de la mantención.

Cabe destacar que las acciones preventivas de mantención poseen actualmente un desfase de alrededor de un mes, con respecto al levantamiento de la evidencia. Por lo que se pretender acortar los tiempos a 15 días o menos con una digitalización del proceso de IVP. Esta propuesta se presenta en la Figura 4.

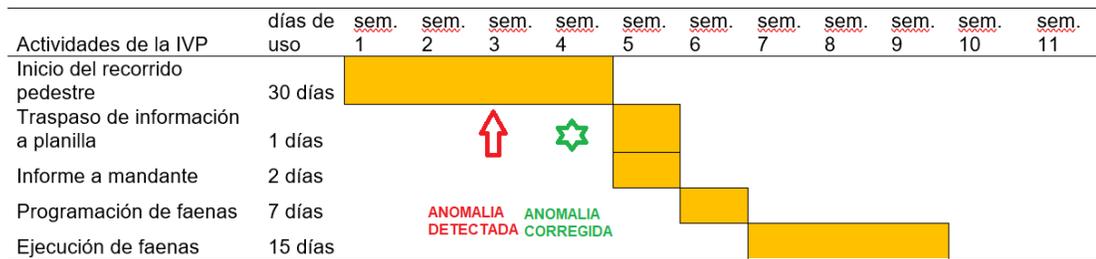


Figura 4 Período de inicio y término de la IVP y tiempo de demora propuesta en ejecución de la mantención y tiempo de ejecución temprana de condición subestándar

Es importante tener en cuenta que al detectarse una condición subestándar en la instalación producto de la inspección, estos datos deben subirse al sistema SIG (Sistema de Información Georreferenciada), la que mediante reportes previamente elaborados, permitirá evidenciar inmediatamente dicha condición subestándar, de manera de abordarla de la forma más temprana posible, esto trae como consecuencia una planificación óptima de los recursos humanos y materiales.

6.2 Metodología RCM

La metodología RCM (Realibility Centred Maintenance), pretende gestionar cada activo perteneciente al proceso productivo para “aprender” de las fallas con el objetivo de que no vuelvan a ocurrir. Para esto, cada activo debe pasar por el proceso RCM, clasificando sus funciones e identificando sus posibles fallas y sus consecuencias, para así realizar un diagrama de decisión que permitirá detener el proceso para realizar mantención cuando es realmente necesario (Figura 5).

Es importante destacar que, para aplicar esta metodología, es de vital importancia el levantamiento de la información con personal de terreno que conoce el proceso a cabalidad para establecer la base de datos que permita planificar y ejecutarlas tareas proactivas para la aplicabilidad del método.

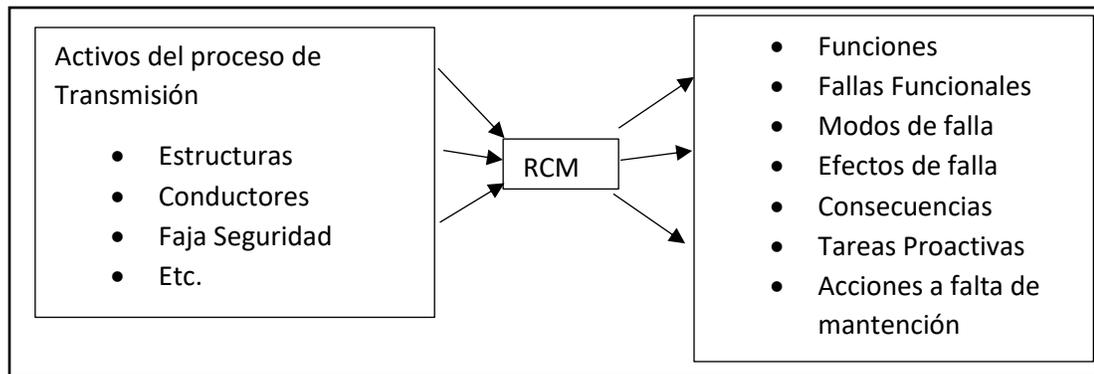


Figura 5 Aplicación de la metodología RCM al proceso de transmisión eléctrica.

7. VIGILANCIA TECNOLÓGICA

La realización de una vigilancia tecnológica en retrospectiva nos permitirá realizar el “Mapa de Ruta”, para tener una visión de las tendencias en tecnologías posibles de adaptar para la aplicabilidad de la metodología RCM en el proceso de transmisión de energía. Para revisar las alternativas que se ajustan a la necesidad, se tomó en cuenta un benchmarking con las empresas del sector, destacando el monitoreo aéreo mediante drones, con características de uso de termografía, georreferenciación y mapas en 3D para la revisión de las fajas de seguridad. Posteriormente con estas tecnologías evidenciadas en el benchmarking, se realizó la vigilancia tecnológica relacionada con dichas tecnologías.

8. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES

Dentro de las alternativas tecnológicas se realizó la vigilancia tecnológica asociada al monitoreo del estado de los aisladores y ferretería en general en las líneas de transmisión eléctrica. Esta vigilancia identifica el uso de vehículos aéreos como la mejor alternativa.

8.1 Dron

El dron es un vehículo aéreo, es decir, es una aeronave que vuela sin tripulación, la cual ejerce su función remotamente capaz de mantener de manera autónoma un nivel de vuelo controlado y sostenido, y propulsado por motores de explosión, eléctrico o de reacción (RPASDrones, 2008).

8.2 LIDAR

Un LIDAR, del inglés *Light Detection and Ranging*, es un dispositivo que permite determinar la distancia desde un emisor láser a un objeto o superficie utilizando un haz láser pulsado. La distancia al objeto se determina midiendo el tiempo de retraso entre la emisión del pulso y su detección a través de la señal reflejada. En general, la tecnología LIDAR tiene aplicaciones en geología, sismología y física de la atmósfera. También se investiga su uso en vehículos, especialmente los autónomos (Endesa, 2012).

8.3 Termografía

La termografía es una tecnología que permite determinar temperaturas a distancia y sin necesidad de contacto físico con el objeto a estudiar. La termografía permite captar la radiación infrarroja del espectro electromagnético utilizando cámaras térmicas o de termovisión. Esta tecnología permite conocer variables físicas como humedad, temperatura del aire y distancia al objeto que se le realiza el termografiado. La energía infrarroja lejana emitida por el objeto es detectada por la cámara termográfica, transformando la imagen a una escala de temperaturas. Esta alza de temperatura puede evidenciar, por ejemplo,

conexiones sueltas en la ferretería de la línea de transmisión, mostrando lo que se llama un “punto caliente”. Cuya faena correctiva consiste en un reapriete de la conexión, de acuerdo con un torque estandarizado en una norma dedicada para esto.

8.4 Sistemas de Información Georreferenciados SIG

El término Sistema de Información Georreferenciada (SIG) suele aplicarse a sistemas informáticos orientados a la gestión de datos espaciales que constituyen la herramienta informática más adecuada y extendida para la investigación y el trabajo profesional en Ciencias de la Tierra y Ambientales. Se trata de herramientas complejas, reflejo de la complejidad del objeto de estudio de estas ciencias, fruto de la evolución y fusión de programas de muy distinto tipo que anteriormente se habían utilizado de forma independiente. Esta complejidad ha llevado al nacimiento, a partir del trabajo con SIG, de una nueva disciplina científica, todavía bastante discutida, conocida como Ciencia de la Información Geográfica (Sarria F., 2018).

9. RESULTADOS DE LA VIGILANCIA TECNOLÓGICA

Se utilizó Lens como la herramienta de base de datos para la extracción de la información, debido a que Sciencedirect y Scopus no presentaron resultados. Por otra parte, WIPO y Patenscope, tampoco presentaron patentes asociadas en el uso de estas tecnologías en el proceso de transmisión eléctrica. En Lens se obtuvo un total de 16 patentes dentro de los últimos 10 años con el uso de los drones en redes de transmisión eléctrica que muestra la consulta y los resultados de las patentes utilizadas en este tipo de industria (Figura 6).

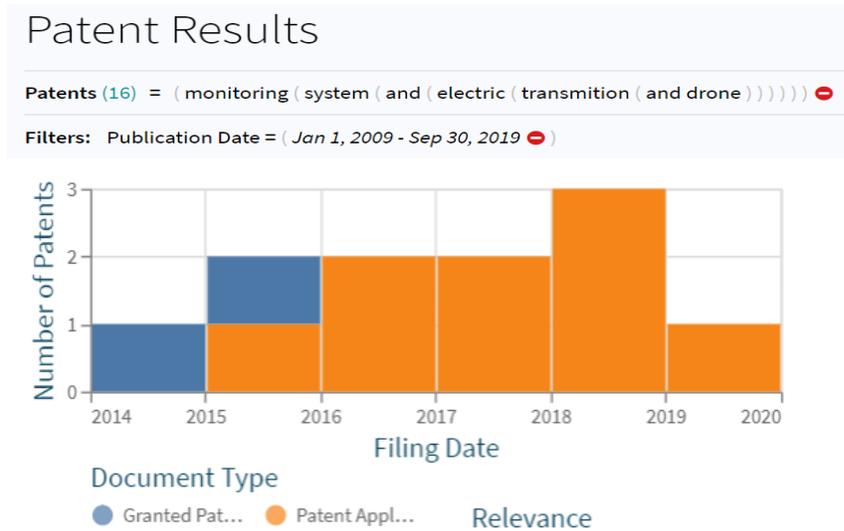


Figura 6 Número de patentes asociadas al uso de drones en líneas eléctricas, fuente Lens, 2019

En la figura 6 se puede apreciar que las patentes no han crecido mucho desde los inicios de investigación que comienzan en 2014. En Chile, aun no existen patentes asociadas a esta temática, según revisión de jurisdicción de dichas patentes. No obstante, existen publicaciones en revistas y casos de éxito de empresas como Transelec, la cual, ha utilizado drones para monitorear sus instalaciones debido a la gran extensión de líneas de transmisión que poseen, alrededor de 900 km en el país (Transelec, 2016).

Otra tecnología revisada es la de los mapas 3D, destacando el uso de la tecnología LIDAR en el uso en esta industria (Figura 7).

Patent Results

Patents (50) = Claims: (Monitoring (system (and (electric (transmission (and lidar))))))

Filters: Publication Date = (Jan 1, 2008 - Dec 31, 2018)

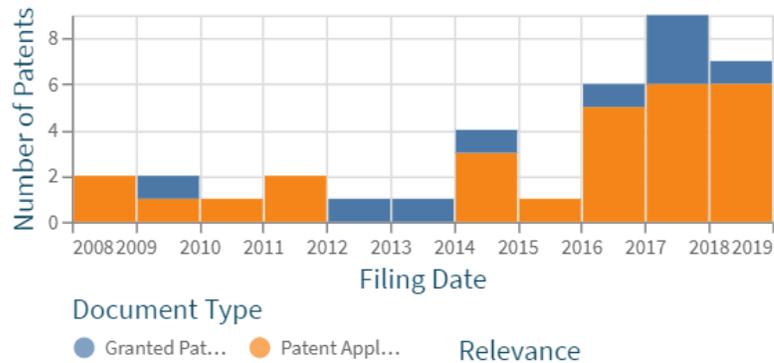


Figura 7 Número de patentes asociadas al uso de LIDAR en líneas eléctricas, fuente Lens, 2019

De la figura 7 se aprecia que las patentes han ido en crecimiento, en el período encuestado y que al comparar con la figura 6 se puede indicar que esta tecnología lleva más tiempo uso. En Chile, aun no existen patentes asociadas a esta temática, según revisión de jurisdicción de dichas patentes. No obstante, existen artículos publicados como casos de éxito de empresas como Enel (Endesa, 2012), que han utilizado LIDAR y sensores láser para monitorear sus instalaciones debido a la gran cantidad de activos que poseen y el impacto que significan las fallas.

10. MATRIZ DE EVALUACIÓN

Dentro de los alcances que se disponen en las tecnologías presentadas se evaluará mediante una matriz de evaluación y los criterios definidos a continuación en función de costo-beneficio.

10.1 Criterios de evaluación

Los criterios de evaluación de implementación y/o adaptación de tecnología se le dará una ponderación mediante un peso específico PE mediante los criterios de adaptabilidad o acostumbramiento en el uso de estas tecnologías, mano de obra calificada, interpretación de la información, seguridad de las personas, confiabilidad del dato y el costo anual (Tabla 4). El cual, se definen las abreviaturas a los parámetros mencionados, PE (peso específico), AD (adaptabilidad), II (interpretación de la información), MO (mano de obra calificada), Conf. (confiabilidad), Seg. y CA (costo anual). Por ejemplo, si la AD es de uso difícil se ponderará con un PE de 1 o si el costo anual está sobre las 5001 UF hasta 6000 UF tendrá un PE de 3. Cabe destacar que los criterios indicado están basados en la experiencia de las personas que laboran en este sector productivo.

PE	AD	MO	II	Conf	Seg	CA
1	Uso difícil	no	Uso difícil	baja	baja	6001< UF<+7000
3	Uso medio		Uso medio	media	media	5001<UF<6000
5	Uso fácil	si	Uso fácil	alta	alta	1001<UF< 5000

Tabla 4. Evaluación de criterios

10.2 Análisis de costos

A continuación se muestran los costos anuales aproximados según tecnología, cotizados correspondientes a la situación actual y el costo anual con la inserción de las tecnologías propuestas en los apartados anteriores, considerando un universo de 711 estructuras correspondientes a la LAT 2x220 kV Colbún-Candelaria y LAT 2x220 kV Candelaria-Maipo con un total de 4 IVP al año, comprometidas en la actual RCA (Resolución de Calificación Ambiental) vigente

(RCA 1/1997). Cabe destacar que dichos costos son en base a la contratación de capacidades externas. (Ver tabla 5).

Tipo de IVP	Costo² anual (UF) para 4 IVPs
IVP actual	2704
IVP con dron sin Termografía	1040
IVP con dron con Termografía	5948,8
IVP con LIDAR	6697,6

Tabla 5. Costos aproximados según tecnología.

La cuantificación de los costos se enmarcó en una cotización de la empresa Automapp SPA, que presta este tipo de servicios, la que contempla costos de la realización con dron, la termografía asociada y el envío de los datos a una plataforma informática para el análisis. Cabe destacar, que se revisaron otras empresas que prestan el mismo servicio pero quedo fuera del análisis debido a un mayor costo por el mismo servicio.

La efectividad de realizar este tipo de monitoreos es alta desde el punto de vista de la calidad de los datos recogidos en terreno. El equipo que realiza esta tareas en un dron especificado para realizar este tipo de monitoreo modelo DJI Mavic Enterprise dual, equipado con cámara fotográfica de 12 mega pixeles, video 4K, cámara termográfica radiométrica con visualización 640x512 y sistema de geolocalización de los elementos fotografiados (figura 8).

2.-Costo: Se entiende por el valor a pagar por los servicios, es decir cuánto le cuesta a la empresa mandante cancelar el servicio de inspección visual pedestre IVP al año.



Figura 8 Dron equipado para realización de las IVP's

La figura 9 evidencia una imagen de resultados de fotografía termográfica obtenidas del dron.

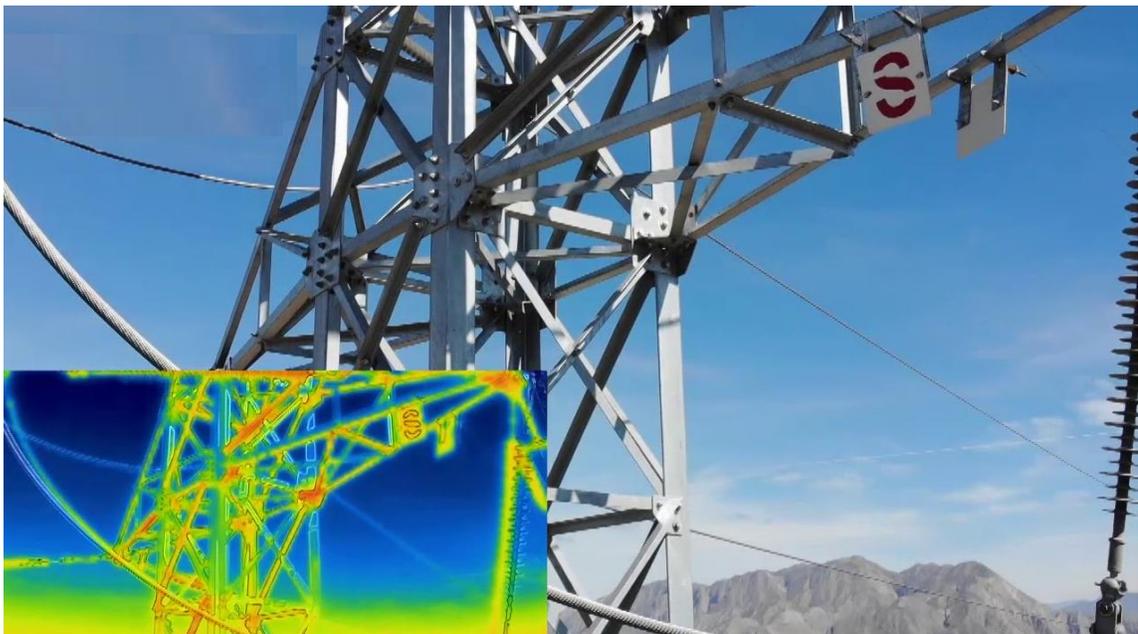


Figura 9 Foto termográfica de una torre de alta tensión con dron.

Desde el punto de vista del análisis de la información se contempla el uso de una plataforma que reporte las condiciones y estado de los activos de manera de

poder adelantarse a las posibles fallas latentes, aumentando la calidad de la planificación y disminuyendo así los tiempos de intervención.

En la figura 10, se muestra la imagen del reporte de la plataforma SIG, según los datos recopilados desde el terreno y el cual indica los parámetros a corregir o anomalías detectadas con sus prioridades de acción, en base a reportes customizados. En punto 12.2, anexo se detalla la información.

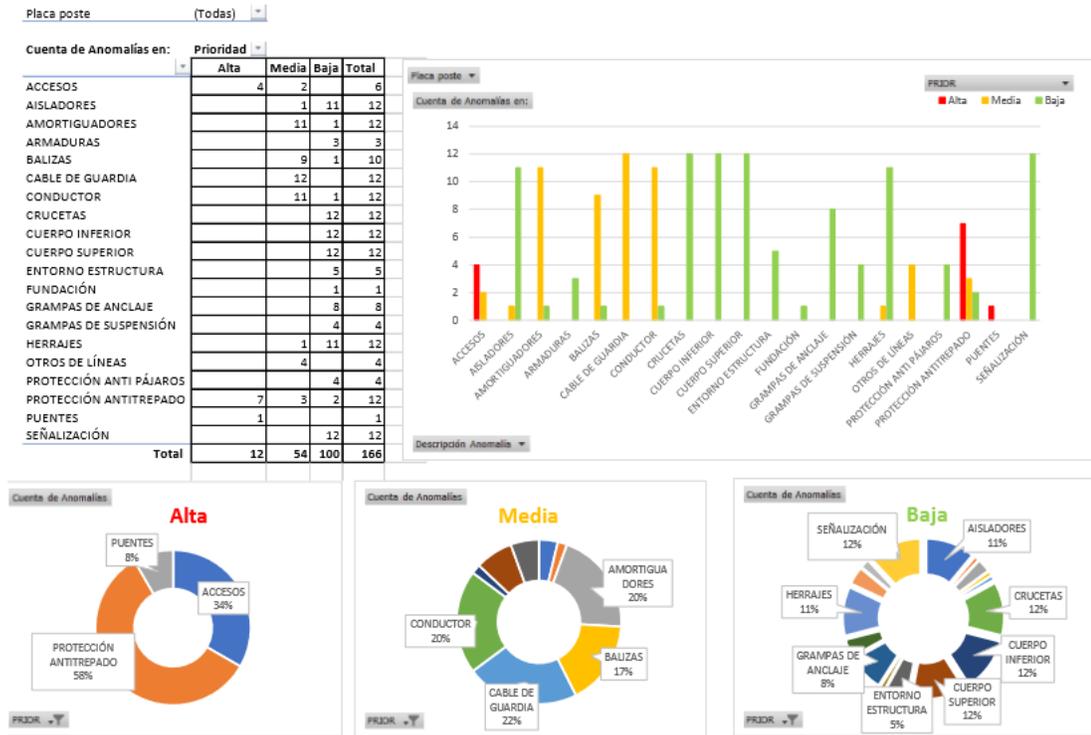


Figura 10 Plataforma digital de resultados de la inspección, la que proviene de una inspección con dron y termografía

10.3 Resultado matriz de evaluación

Para la presentación de los resultados finales se presentan en la Tabla 7, en donde fueron ponderados los criterios de inserción de tecnología y sus costos asociados

Tecnologías	AD	MO	II	Seg.	Conf.	CA 4 IVP/ año	Eval.
IVP actual	5	1	5	1	3	3	18
IVP con dron sin termografía	5	5	3	5	5	3	26
IVP con dron con termografía	5	5	3	5	5	3	26
IVP con LIDAR	5	5	3	5	5	1	24
Tratamiento GIS	3	5	1	5	5	1	20

Tabla 7. Ponderación con inserción de tecnología

10.4 Análisis de resultados

Desde el punto de vista de estudios realizados en este sector, es poco lo que se encuentra en las bases de datos internacionales relacionadas con este tema. La mayoría de la información consultada está enmarcada en la utilización de drones y tecnología LIDAR para realizar monitoreo de las líneas de transmisión en todo su contexto.

En el marco de la vigilancia tecnológica se ha evidenciado un crecimiento de las patentes en los últimos 10 años. Si bien, dentro de las publicaciones disponibles no se encontraron investigaciones dedicadas al objeto de estudio, los casos de éxito revisados declaran la importancia de optimizar recursos de mantenimiento y con exigencias de contar con instalaciones confiables, esto deriva a la inserción de tecnología, la cual es disponible y variada.

Con respecto a la evaluación descrita en la Tabla 7 se puede apreciar que, ante la inserción de tecnología para la realización de las IVP, la mayor ponderación tiene el ítem de realizar este tipo de inspecciones con dron (Buzunáriz y Gómez, 1999) con y sin termografía. No obstante, el cálculo está realizado considerando la realización de 4 IVP al año.

Desde el punto de vista de las ventajas con la inserción de tecnologías, es considerable realizar la combinación de inspecciones optimizando los costos de manera de considerar del total de 4 inspecciones al año se sugiere realizarlas de forma alternada. Como ser:

- 1^{era} IVP con termografía
- 2^{da} IVP sin termografía
- 3^{era} IVP con termografía
- 4^{ta} IVP sin termografía

Costos aproximados se muestran en Tabla 8

IVP	
2 IVP con Dron Sin Termo	520 UF/año
2 IVP con Dron con Termo	2974,4 UF/año
Total	3494,4 UF/año

Tabla 8. Costos aproximados y optimizados con la decisión de inserción de tecnología

Desde el punto de vista de aplicación con tecnología LIDAR, no es conveniente incorporar, debido a su alto costo. Lo que bastaría la georreferenciación del dron para el cálculo del ancho de la faja de seguridad. No obstante, para los árboles con proyección de caídas y árboles bajo esta, debido a la altura, también es factible de tratarla con dron con georreferenciación y muestreo fotográfico lateral.

Cabe destacar, que a lo anterior se debe sumar el tratamiento de la información, plataforma SIG.

Con todo lo anterior, al concretarse la inversión, se proyecta una reducción considerable del valor HFOTt expuesto en la tabla 2, que permitirá una reducción tendiente a cero, ya que, si bien, cumple con la norma en cuanto a la cantidad de horas forzadas en un periodo de 5 años, no es posible para Colbún Transmisión

asumir el riesgo de que este valor crezca, teniendo así, disponibles y confiables las instalaciones. Es importante destacar que el valor HPROt está aumentado debido a los proyectos en desarrollo.

Con el tratamiento de la información de terreno y la realización de un trabajo con el personal de mantenimiento, se recomienda aplicar la metodología RCM para que los activos se enmarquen en la norma.

Considerando, que los valores expuestos están descritos con capacidades externas, se sugiere la inversión de un dron con la tecnología suficiente que permita la obtención de todos los parámetros requeridos en la inspección y desarrollar capacidades internas para la realización de estas faenas de inspección.

Respecto al tratamiento de la información, se recomienda desarrollar una plataforma más económica que permita almacenar los datos y gestionar reportes customizados. Esto es recomendable desarrollarlo con capacidades internas.

Al desarrollar este proyecto con capacidades internas, se producirá una considerable reducción de costos cuyo análisis no está al alcance de este estudio.

10.5 Impacto económico

Para saber el impacto económico que implicaría adquirir tecnologías para la implementación de RCM en este proceso se tomará como escenario que todo se realizará con capacidades internas, es decir, la adquisición de un dron con cámara termográfica, tratamiento del dato adquirido y costos de realización de IVP's con uso de drones basado en los costos optimizados.

10.5.1 Aumento Presupuestario

Para el análisis descrito anteriormente, se tomó como referencia los costos optimizados de la Tabla 8 (2 IVP con dron y sin termografía y 2 IVP con dron y con Termografía) con los costos actuales de realización de IVP's de la Tabla 5 (costos actuales de IVP), expresados en porcentaje.

$$\left(\left(\frac{\text{Costos Optimizados tabla 8}}{\text{Costos Actuales tabla 5}} \right) - 1 \right) \times 100 ; \text{ Es decir } \left(\left(\frac{3494,4}{2704} \right) - 1 \right) \times 100 = 29 \%$$

Este 29% (correspondiente a 790 UF/año), representa un aumento de presupuesto como costo fijo anual si se decide realizar las IVP's bajo esta modalidad.

De realizar esta implementación con capacidades externas este aumento es mucho mayor, según cotización de empresa Automapp Spa., este costo asciende a 7.181,7 UF año, desglosado en 2 IVP con dron y sin termografía, por un monto de 2.872,7 UF, más 2 IVP con dron y termografía por un monto de 4.309 UF, correspondiente a un aumento fijo en el presupuesto anual en 166 %, considerando el valor de 7.181,7 UF y el valor actual del servicio de 2.704 UF año.

10.5.2 Adquisición dron con cámara termográfica

Otro punto importante de destacar es la adquisición del dron con cámara termográfica, el que asciende aproximadamente a la suma de 38 millones de pesos, equivalente a 1.323,3 UF. Este costo se puede prorratear en 5 años, correspondiendo a 264,7 UF.

10.5.3 Tratamiento de la información

El costo del servicio asociado al tratamiento de la información no se tomará en cuenta en el análisis debido a que esta plataforma está disponible en la compañía, la fue adquirida por otro proyecto y se aprovechará de potenciar con esta información.

No obstante, la customización de los reportes que entregaría esta plataforma SIG puede ser desarrollada por el departamento de informática de la compañía.

Respecto al costo futuro este se prorrata en 5 años para efectos del ejercicio con el parámetro de medición donde las 696,88 UF en 5 años corresponden a 138,77 UF anuales.

En resumen, los costos anuales a aumentar se detallan en la tabla 9

Resumen de costos en UF/año	
Aumento presupuesto	790
Adquisición dron anualizado 5 años	264,7
Total	1054,7

Tabla 9. Resumen de costos en aumento presupuestario anual

10.5.4 Costo del proyecto

Para el costo de este proyecto se considera los parámetros relacionados con el aumento presupuestario anual más la adquisición de un dron con cámara termográfica, el cual se proyecta pagar en 5 años, según detalle de la tabla 10.

Costo del proyecto	
Costos actuales tabla 5 (IVP actual)	2704 UF/año
Costos optimizados de IVP más adquisición Dron anualizado (tabla 8)	3759,1 UF/año
Total costo proyecto a 5 años	39%

Tabla 10. Costo de implementación del proyecto a 5 años

Cabe destacar que el aumento del 39% del presupuesto anual será fijo por un período de 5 años, por ende al año 6 el presupuesto se reduce en un 10%, finalizando en que la adaptación de tecnología para realizar RCM se traduce en un aumento presupuestario del 29%.

10.5.5 Multas por incumplimiento

Mediante la ley 18.410 promulgada el 26 de abril de 1985 y publicada el 22 de mayo del mismo año, el Ministerio de Economía promueve la creación de la SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles), entidad encargada de fiscalizar y aplicar las multas correspondientes a las empresas eléctricas reguladas. Estas multas (Ramos y Gómez, 1999) se refieren netamente por falta a la calidad de servicio en un horizonte de 60 meses (5 años) y no necesariamente aquellas multas por incumplimiento al título 5 art. 60 de la NTCyS.

No obstante lo anterior, estas multas bordean entre 1 y 6 millones de dólares, según un estudio de propuestas sobre sanciones y multas en el mercado eléctrico chileno (Rudnick H., Mocárquer S. y Cerda S., 2005), el cual, realiza un análisis comparativo de las sanciones por concepto de calidad de servicio a nivel internacional.

Hasta la fecha no se han reportado casos específicos relacionados con incumplimiento de indicadores relacionados con el título 5, art. 60 de la NTCyS, no obstante según lo revisado bibliográficamente se asumirá como parámetro el valor de 1 millón de dólares como dato sancionatorio por pérdida de calidad de servicio.

Por ende, al comparar los resultados de implementación con los parámetros de las multas asociadas por incumplimiento a la calidad de servicio al año 5 y

asumiendo la multa más baja que bordea el millón de dólares, los que equivalen a 29.804,3 UF.

De este modo, la no inversión en el proyecto (asociada a un aumento presupuestario de 1054,7 UF) generaría una multa que sería al menos 28,3 veces mayor al presupuesto anual sobre la inversión.

11.-CONCLUSIONES

La metodología RCM es factible de aplicar en los sistemas de transmisión eléctrica de Colbún alcanzando los índices de confiabilidad y disponibilidad exigidos por normativa.

Las tecnologías para adquisición y tratamiento de la información están disponibles en el mercado para ser adaptadas a este proceso y se requiere formar un equipo multidisciplinario.

Considerando un aumento presupuestario en 166% de los costos fijos de realizar las IVP adaptando tecnología con capacidades externas, lo que es prácticamente inviable, se recomienda el desarrollo, adaptación e implementación de la metodología RCM con capacidades internas para minimizar dichos costos. Esta reducción se proyecta en un aumento fijo presupuestario anual del 39 % por 5 años y reduciendo este costo en un 29 % al año 6 en adelante.

Respecto a no realizarse la implementación, se asume un riesgo de multa que bordea en 28,3 veces el presupuesto anual.

12.-BIBLIOGRAFIA

- Aerotoools. (2017), Sitio web: <http://www.aerotoools-uav.es/>
- Comisión Nacional de Energía. (2018). Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. 2018, de CNE Sitio web: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS_May18.pdf
- Endesa. (2012). Nuevas tecnologías para la optimización de la red. 2012, de Endesa Sitio web: <https://www.endesa.com/es/proyectos/a201707-nuevas-tecnologias-mantenimiento.html>
- Sarria F. (2018). Sistemas de información geográfica. En SIG (7-239)
- Rudnick H., Mocárquer S., Cerda S. (2005). Propuestas sobre sanciones y multas en el mercado eléctrico chileno. Volumen N° 14, págs. 35-51.
- Moubray J. (2004). Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM2. Reino Unido: Aladon Ltda.
- Lilien J. and Destine J. (2009), Device system and method for real-time monitoring overhead power lines.
- Buzunáriz Ramos M. y Gómez Korn A. (1999). Multas por calidad de servicio. 1999, de Pontificia Universidad Católica de Chile Sitio web: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno99/Fines%20and%20quality%20of%20service/pagina%20web/index.htm#l2>
- RPAS. (2008). Inspección y mantenimiento de líneas eléctricas con drones. 2008, de Red eléctrica de España Sitio web: <https://www.rpas-drones.com/inspeccion-lineas-electricas-drones/>
- Transelec. (2016). una mirada innovadora al mantenimiento de líneas de alta tensión. 2016, de Transelec Sitio web: <http://www.transelec.cl/una-mirada-innovadora-al-mantenimiento-de-lineas-de-alta-tension/>

Del formulario presentado en el punto anterior, se muestra la planilla usada actualmente, el cual levanta los datos de terreno bajo 5 aspectos como la identificación de la estructura, estado de aisladores, estado de conductores, estado de estructuras y cumplimiento de RCA (Resolución de Calificación Ambiental), más una columna de observaciones donde se evidencia la prioridad.

13.2. Plataforma SIG de resultados de información

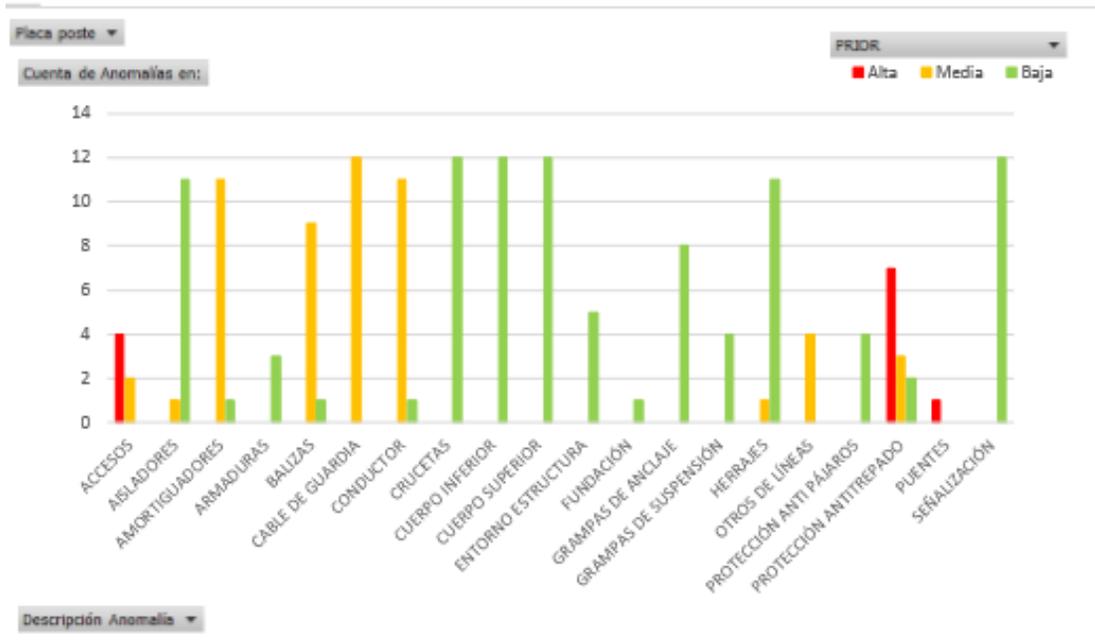
a) Criterios de inspección, estos muestran los mismos datos del formulario del punto 11.1, recopilados del terreno, con la salvedad de estar en una plataforma digital, tras el traspaso de la información mediante el vuelo realizado por el dron.

Placa poste (Todas) ▾

Cuenta de Anomalías en: ▾ Prioridad ▾

	Alta	Media	Baja	Total
ACCESOS	4	2		6
AISLADORES		1	11	12
AMORTIGUADORES		11	1	12
ARMADURAS			3	3
BALIZAS		9	1	10
CABLE DE GUARDIA		12		12
CONDUCTOR		11	1	12
CRUCETAS			12	12
CUERPO INFERIOR			12	12
CUERPO SUPERIOR			12	12
ENTORNO ESTRUCTURA			5	5
FUNDACIÓN			1	1
GRAMPAS DE ANCLAJE			8	8
GRAMPAS DE SUSPENSIÓN			4	4
HERRAJES		1	11	12
OTROS DE LÍNEAS		4		4
PROTECCIÓN ANTI PÁJAROS			4	4
PROTECCIÓN ANTITREPADO	7	3	2	12
PUENTES	1			1
SEÑALIZACIÓN			12	12
Total	12	54	100	166

b) Gráfica que da cuenta de anomalías por prioridades, las cuales una vez traspasada la información realiza mediante reportes customizados evidenciando la cantidad de anomalías de la instalación y las prioridades de estas.



c) Estadística de anomalías según prioridad que permite planificar la carga de trabajo que debe ejecutarse en la corrección de éstas.

