

Desarrollo de ecosistema digital, para el proceso de inspección, análisis preventivo y gestión del estado de salud de activos de distribución eléctrica

Autores: Mauricio Cisterna Gallardo/Alan Reyes López

Manuel Bulnes 441 - Osorno

Resumen

Grupo Saesa distribuye en Chile energía eléctrica a más de un millón de clientes en el sur del país. Por ende, el tamaño y dispersión de la red de distribución imponen un desafío enorme a la hora de desarrollar un plan de mantenimiento preventivo de los activos de distribución. Adicionalmente, la calidad de suministro establecida en la Norma Técnica 2024, demanda implementar nuevas estrategias de mantenimiento para alcanzar los estándares requeridos.

Introducción

El Grupo Saesa explota más de 39000 kilómetros de redes de Media Tensión (MT) a lo largo de seis regiones de Chile, las cuales se distribuyen en grandes centros urbanos así como también en el mundo rural. Del total de kilómetros de redes, un 90% de ellas están fuera de zonas urbanas. Por lo mismo, esta condición geográfica involucra problemas de acceso a la red, grandes desplazamientos y múltiples fallas por bajo nivel de ejecución de acciones preventivas. Esto establece un gran desafío a nivel de Mantenimiento y ante esta situación, surgió la necesidad de encontrar una solución que optimizara las operaciones de mantenimiento, redujera costos y mejorara la seguridad y confiabilidad de la red eléctrica.

A partir del año 2019 y teniendo presente la declaración del Grupo Saesa de mejorar el estándar operacional, lo cual se incorporó en la *Planificación Estratégica del Grupo Saesa periodo 2018-2022 Impulso N°3 “Asegurar un estándar operacional superior”* 3.1.3. “Potenciar Plan de Mantenimiento” se tomó conciencia de los problemas asociados a las inspecciones manuales, por lo que se decidió explorar nuevas tecnologías que pudieran agilizar y mejorar este proceso. Como fase

inicial se optó por la incorporación de drones para realizar inspecciones detalladas de los componentes de la red, superando así las limitaciones impuestas por la topografía de terreno.

Por otra parte, el análisis y procesamiento de los datos obtenidos por los drones seguía siendo un proceso manual y laborioso, lo que limitaba la eficiencia y efectividad del proceso. Fue entonces cuando se decidió avanzar a la etapa siguiente e incorporar Inteligencia Artificial (IA) en el proceso. Tras identificar a la empresa especializada "Hepta Insights" y su plataforma de análisis de imágenes *uBird*, se logró automatizar el procesamiento de imágenes, reduciendo drásticamente el tiempo neto necesario para evaluar el estado de la red y sus componentes. La implementación de esta plataforma implicó varias etapas, dentro de las cuales se destacan:

1. Ejecución de piloto para validar la solución (julio.21-agosto.21)
2. Definición de tipos de hallazgos y su severidad (septiembre.21-mayo.22)
3. Entrenamiento 5000 (km) (junio.22-diciembre.22)
4. Producción (enero.23 en adelante)
5. Integración con etapa de normalización en terreno (en proceso)

Los principales resultados obtenidos han sido:

- Realización de inspecciones más rápidas, detalladas y seguras mediante tecnología dron
- Procesamiento automatizado de datos y análisis de imágenes mediante IA vía modelos de Machine Learning (ML) (15 modelos)
- Reducción de tiempos de procesamiento neto de meses a horas

- Identificación y clasificación automatizada de componentes en mal estado
- Estandarización de criterios para detección y severidad
- Emisión de informes de hallazgos inmediatos

La modernización de las operaciones de mantenimiento mediante la combinación de tecnología dron e inteligencia artificial ha permitido al Grupo Saesa mejorar significativamente su eficiencia operativa y su capacidad para garantizar la correcta evaluación de salud de los activos de la red eléctrica. Este enfoque innovador no solo ha optimizado los procesos de inspección y análisis, sino que también ha posicionado a la empresa como líder en la gestión avanzada de infraestructuras eléctricas en Chile.

Por otra parte, la incorporación de este modelo integral de gestión implicó cambios a nivel del “*Mapa de Procesos de Mantenimiento Preventivo de Distribución*”, desarrollando nuevos procesos, procedimientos e instructivos técnicos, para integrar de manera apropiada las nuevas tecnologías, plataformas, gestores de tareas, conocimientos y facilitar la fluidez de las distintas etapas del sistema.

Finalmente, es relevante destacar que el mayor impacto se produjo en las personas. Impulsar un cambio tan disruptivo en un mundo netamente técnico como lo es mantenimiento, implicó afectar culturalmente la organización, la necesidad de nuevas competencias, los perfiles y profesiones de los colaboradores. Hoy en día el equipo de mantenimiento ya no es exclusivo de Ingenieros Eléctricos, sino que incluye también Ingenieros Informáticos, Industriales y Contadores.

Modelo de datos

El proyecto de uso de drones e Inteligencia artificial para la digitalización del proceso de inspección y análisis preventivo se circunscribe

a uno global más ambicioso, el cual se extiende en un horizonte de cinco (5) años y abarca el proceso completo de gestión del mantenimiento de distribución. Debido a lo anterior, se separó en tres fases, para optimizar su formulación, ejecución y control:

Este proyecto es liderado y desarrollado por el Área de Ingeniería de Mantenimiento de Distribución. Adicionalmente, para la fase 1 y 2 participó la empresa *Hepta Insights*. Como complemento, para la fase 2 y 3 nos apoya la Gerencia de TI del Grupo Saesa. Ahora, las distintas fases que componen el proyecto son:

- Fase 1: Implementación de drones e Inteligencia Artificial
- Fase 2: Conexión de plataforma uBird – Synchroteam - PowerBI
- Fase 3: Conexión con ERP (Enterprise Resource Planning) SAP S4/HANA

A la fecha, la fase 1 se encuentra implementada y en re entrenamiento de los modelos. La fase 2 se encuentra en ejecución, con especificación funcional-técnica completada y en proceso de adjudicación técnica para implementación. Finalmente, la fase 3 se encuentra aprobada y en proceso de *Discovery* (visión compartida para alcanzar las metas), para especificación funcional, técnica, implementación e integración con SAP S4/HANA.

Según las fases, se estructuró un modelo de activos-datos y su escala de integración, de manera de poder abordar la digitalización con una lógica de eficiencia y funcionalidad.



Figura n1. Modelo de integración de información

Uso de drones e IA (ML)

En lo referente a la *Fase I* y como hecho principal, durante el año 2018 el nivel de inspección inicial era bajo; entendiendo que se inspeccionaba solo con dos brigadas un máximo de 150 polígonos en promedio al año y cuya extensión unitaria es de aproximadamente 1,4 (km), por lo que el total de kilómetros a abordar alcanzaba cerca de 210 (km). Este bajo nivel de kilómetros inspeccionados permitía abordar una cantidad muy marginal del total de las redes, lo cual gatilló la necesidad de desarrollar un cambio en cómo se inspeccionaban las instalaciones. Por su versatilidad, bajo costo y posibilidad de ingresar a centros urbanos a baja altura, se optó por el uso de drones.

Las necesidades operativas que se establecieron para la implementación, fueron:

1. Las empresas externas debieron certificar a sus operadores, obteniendo para ello, licencias de vuelo autorizadas por la Dirección General de Aeronáutica Civil (DGAC), organismo estatal que regula y controla el uso comercial de dron a lo largo del país.

2. Creación de brigadas de inspección, compuestas por un chofer de móvil más un piloto de dron.
3. Conformación de un equipo técnico cuya tarea era revisar imágenes o videos uno a uno, buscando encontrar los defectos y reportarlos:

Las principales dificultades surgidas producto de la implementación de drones no fueron en el proceso mismo de vuelo y captura, sino que en la etapa posterior, ya que:

- a) Producto del cansancio del procesamiento repetitivo, se tendía a cometer errores de juicio.
- b) No fue posible determinar ratios confiables de precisión en la detección o tener plena confianza en el proceso dados los múltiples juicios de los técnicos analistas.
- c) El tiempo empleado era muy extenso (semanas o meses), con lo que el sentido de oportunidad para abordar un caso se perdía mayormente.
- d) El aumento en la detección de defectos, provocó un desborde en la etapa de normalización, ya que el volumen fue imposible de abordar por las brigadas destinadas a la reparación. Se debía priorizar por severidad, pero este parámetro no era confiable.

A raíz de lo anterior, se concluyó que había que estandarizar el proceso, lo cual solo se podía lograr automatizando el análisis. Se exploró opciones de automatización, pero a finales del año 2020 no existía el boom actual de herramientas IA en Latinoamérica, por lo que se amplió la búsqueda a Europa y Norteamérica. Se evaluaron varias opciones, de las cuales solo una contaba con modelos entrenados y una amplia experiencia en Distribución/Transmisión. Para validar esto, se realizó una prueba piloto a 25 (km) de red en dos alimentadores, uno rural (Osorno) y el otro urbano (Puerto Montt).

	RIO NEGRO 15 (100% rural)	CAYENEL 10 (100% urban)	TOTAL
km line	25	25	25
# towers with defects	130	335	465
# defects	428	2237	2463
severity 5	27	30	37
severity 4	126	50	176
severity 3	76	164	240
severity 2	168	1715	1883
severity 1	29	98	127

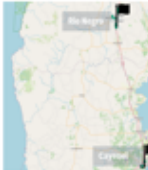


Tabla n1. Resultados piloto aplicación plataforma uBird

El objetivo del piloto fue evaluar la capacidad de la plataforma para:

1. Identificar los hallazgos
2. Asignar severidad

De los 2463 hallazgos identificados por la plataforma uBird, se validaron manualmente 798 casos. De ellos, un total de 759 casos fueron positivos y 39 casos fueron incorrectamente identificados. Esto arrojó una tasa de éxito en la detección sobre un 90% y un 89% en promedio para la severidad. El restante de los casos no fueron evaluados en esta etapa, dado que mayormente se clasificaron como corrosión en elementos.

Con estos resultados y el visto bueno de los Comités de Tecnología de la Información, de la Línea de Negocio Distribución (Dx) y del Comité de Gerentes, se avanzó a una etapa de implementación completa.

La implementación contempló la definición de parámetros y condiciones de satisfacción, para conciliar las necesidades del Grupo Saesa con los requerimientos de la plataforma.

I. Alcance.

Se definió una lista inicial agrupada de 10 defectos o modelos, 47 subtipos y 5 niveles de severidad:

1. Aislación
2. Cruceta
3. Torre o Poste
4. Cable tirante
5. Equipamiento
6. Conductores
7. Cable a tierra
8. Cimientos
9. Ferretería
10. Vegetación

Nivel	Categoría Severidad
1	Muy Bajo/informativo
2	Bajo
3	Moderado
4	Alto
5	Crítico

Tabla n2. Niveles de severidad uBird

II. Estandarización.

Normalización de toma de fotografías y *metadata*. Se definió un óptimo de seis (6), en los siguientes ángulos:

Imagen 1: Foto panorámica de estructura y vano aguas abajo.

Imagen 2: Foto cenital (-90°) encima de estructura.

Imagen 3: Foto frontal de cruceta y sus elementos aguas abajo.

Imagen 4: Foto frontal de cruceta y sus elementos aguas arriba.

Imagen 5: Foto estructura completa aguas abajo.

Imagen 6: Foto estructura completa aguas arriba.



Figura n2. Fotografías por estructura

A nivel de metadata: Fecha/hora de captura, latitud, longitud y ángulos gimbal.

III. Entrenamiento de modelos.

Para entrenar los modelos, se volaron anualmente (2022 y 2023) alrededor de 5.000 (km) para entrenar y mejorar el desempeño de la plataforma. Un modelo simple (Poste) requiere al menos 500 casos para que aprenda.

Un modelo complejo (amarra suelta o cortada) al menos 1.500 casos.

El equipo que entrena considera tanto a Grupo Saesa como a Hepta Insights.

El entrenamiento de los modelos consiste en realizar *Data Labeling* o etiquetado, donde se marcan los defectos y se asigna una severidad.

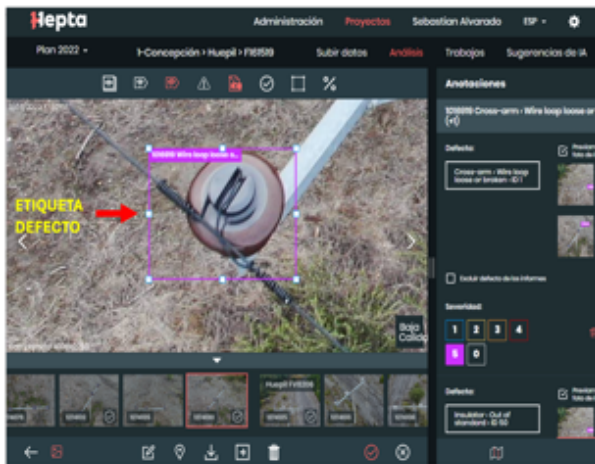


Figura n3. Defecto etiquetado

Por lo tanto, el aspecto central del entrenamiento es la cantidad de casos que se utilizan para que el modelo aprenda. Desde el inicio del proyecto a diciembre del año 2023, la cantidad de kilómetros que se utilizaron para entrenar fue:



Gráfico n1. Kilómetros de entrenamiento por año

La incorporación de IA en el procesamiento de imágenes resultó en una reducción de más de 5.000 horas anuales de trabajo. Esto permitió que la información estuviera disponible en

Transformadores de Distribución.

En la actualidad, el Grupo Saesa opera más de 71.000 transformadores de Distribución. Para monitorearlos, se está ejecutando un plan de instalación de Medición Inteligente a todos ellos. A la fecha, más de 20.000 cuentan ya con Medición Inteligente operativa.

Dado el Sistema de Gestión de Activos basado en ISO55001, la estrategia de gestión declarada es RTF (Run to Failure). No obstante ello, con la data cada 15 minutos de las variables eléctricas, desarrollamos un panel de monitoreo para controlar la sobrecarga el cual habilita decisiones de aumento de potencia y permite minimizar la necesidad de mantenimiento correctivo.



Figura n4. Panel de Sobrecarga

La integración con Synchroteam, habilitó tareas de mantenimiento de manera más fluida y controlable, integrando una cartera de activos volumétricamente desafiante.

Equipamiento de Operación y Maniobra.

El mantenimiento basado en condición, requiere de un flujo de información permanente de los activos para determinar su estado preciso. Dado que este equipamiento sufre el impacto de las condiciones del entorno y climatológicas, es necesario ejecutar inspecciones pedestres para asegurar una evaluación de estado completa y precisa.

Nuestra cartera de equipos actual es de 2.105 Reconectores (REC), 2470 Desconectores Bajo Carga (DBC) y 214 Bancos Reguladores de Voltaje trifásicos (RRVV), lo cual supone un

esfuerzo de inspección en terreno no menor. Esto se resuelve con “Brigadas de Equipos” dispuesta a lo largo de toda nuestra zona de concesión.

Para asegurar un flujo de información segura y con alto nivel de disponibilidad, habilitamos formularios de inspección en móviles mediante nuestro gestor de inspecciones “*Synchroteam*”, los cuales aseguran el registro y control de todas las variables requeridas para las tres familias de equipos, además de proveer de mediciones de “desempeño” de las inspecciones mismas, fortaleciendo el control de gestión del proceso.

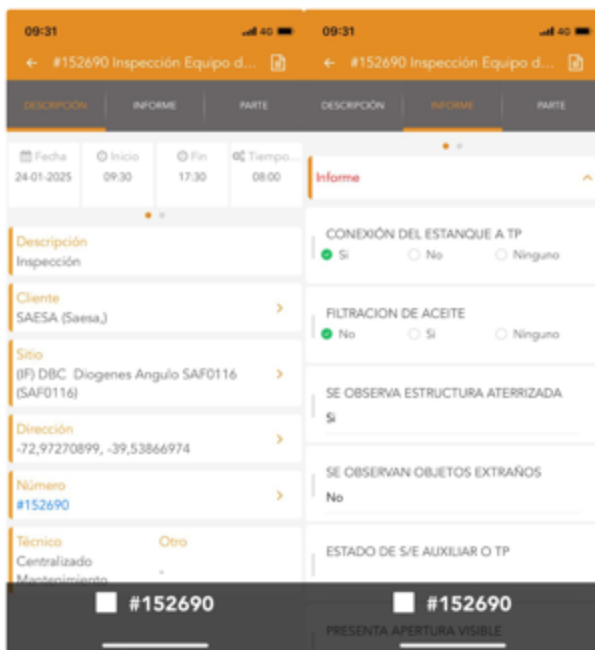


Figura n5. Synchroteam móvil

A partir de esta información y basado en la misma plataforma, pero en su versión web, se desarrolla la gestión de asignación de tareas de mantenimiento



Figura n6. Synchroteam web

Termografía.

Una de las actividades más relevantes en el mantenimiento preventivo para una empresa de distribución de energía eléctrica es la termografía. Permite anticipar la ocurrencia de fallas que a simple vista son imposibles de detectar, robusteciendo la calidad de servicio y los costos operacionales.

Al respecto, en el año 2024 se realizaron 63.348 termografías a elementos de uniones mecánicas en la red, resultando en un total de 230 hallazgos, los cuales hubiesen impactado en 575.168 clientes. Para este 2025, hemos planificado realizar 74.396 inspecciones, un 17% más que el 2024.

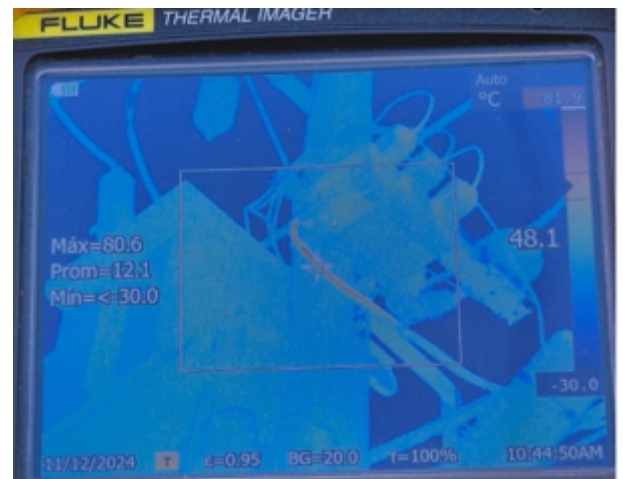


Figura n7. Punto caliente en °C

Nuevamente, las actividades y hallazgos se registran mediante nuestro motor de gestión, Synchroteam

Conclusiones

La implementación de un modelo de inspecciones y gestión preventiva proporciona información necesaria para describir los activos de la infraestructura eléctrica según su condición. Permite generar indicadores de salud de los activos y tomar decisiones basadas en riesgo, priorizando tareas de mantenimiento. Como resultado, se mejora la calidad del servicio, se incrementa la eficiencia en el uso de recursos y se focalizan las acciones.

Innovar a través de tecnología de punta, usar drones, inteligencia artificial y centralizar los datos y su gestión, permite dar solución a las dificultades de las empresas eléctricas, resolviendo dolores técnicos y creando sinergias con proveedores extranjeros, como el caso de Hepta Insights: Los beneficios los capturan nuestros grupos de interés sean estos clientes, los propios colaboradores y los accionistas.

Beneficios

Los beneficios de esta implementación en el Grupo Saesa, van más allá de las operaciones diarias y del servicio entregado a los clientes, ya que también se traduce en mejoras en la rentabilidad de nuestros accionistas, a través de la generación de ahorros en la eficiencia operativa.

A nivel específico se pueden distinguir los siguientes:

- Reducción de más de 5000 horas netas de procesamiento de imágenes al año.
- Información precisa y en corto tiempo sobre la salud de los activos (<24 horas).
- Contribución al desarrollo tecnológico del Grupo Saesa, incorporando la Transformación Digital en procesos *end to end*.
- Generación de información valiosa para la toma de decisiones, no solo para el área de mantenimiento, si no que para otras áreas que requieran datos de los activos.

A nivel de procesos, la implementación de estas herramientas propició la actualización del mapa de procesos y de los procedimientos asociados a Mantenimiento, quedando estructurado de la siguiente forma:



Figura n8. Contenedor procesos Mantenimiento

De igual manera, para ordenar y regular las nuevas actividades, se crearon instructivos técnicos o procesos, INST-00358 - Inspección aérea de líneas y estructuras Dx, MANU-00120 Actualizar cálculo de criticidad y fragilidad de activos Dx y PROC 00214 Elaborar Plan Anual de Mantenimiento y Renovación de activos Dx y Manual de Uso plataforma *uBird Public uBird Tutorial (Hepta Insights)* entre otros.

En paralelo, este año estamos desarrollando la evaluación económica de los beneficios del proyecto en las fases ya desarrolladas, teniendo como foco tres modelos de evaluación y supuestos:

1. Costo de brigada de operaciones en terreno para “encontrar la falla” y “reparar”. Se considera que queda fuera el costo de materiales, ya que la reparación es la misma, no importa quien la ejecute. Es el costo de la mano de obra la que genera ahorro si la falla no ocurre. Se evalúa también valorizar por horas hombre de brigada disponible o liberada por evento que no sucede.
2. Costo en multas por la autoridad debido al no cumplimiento de estándares de calidad de suministro SAIDI/SAIFI (comunales dentro/fuera de estándar, ya sea por tiempo o por frecuencia).
3. Ahorro en compensaciones por interrupciones de suministro. Para cada punto normalizado, verificar la cantidad de clientes aguas abajo y valorizar la compensación por cliente según un tiempo medio de normalización para tipologías de falla definida (construir una tabla de referencia).

La incorporación de la inteligencia artificial al proceso ha agilizado la obtención de información y ha aumentado la confiabilidad en la identificación de riesgos en la red. Después de dos años de implementación, se ha observado una mejor clasificación de defectos.

Con el tiempo, el sistema será aún más robusto gracias al continuo entrenamiento de la IA.

Año	Estructuras Inspeccionadas	Severidad 5	% Hallazgos Severidad 5
2020	60931	990	2%
2021	73321	3378	5%
2022	58306	2240	4%
2023	63649	4165	7%

Tabla n3. % de Severidad 5

Esta mejor capacidad de clasificación de defectos y características de los activos ha extendido su uso más allá del mantenimiento basado en riesgo. Ahora también se utiliza para determinar acciones de mantenimiento asociado a *vegetación* considerando la proximidad de las redes eléctricas a especies arbóreas y construcciones bajo la línea, todo para contar con información del estado de la red con fines legales y para la toma de decisiones técnicas sobre la incorporación de nuevos activos, entre otros usos.

Próximos pasos

A nivel de desafíos en ejecución tenemos:

- Integración de uBird con otras plataformas de la compañía (Synchroteam, ERP SAP y PowerBI) de manera de generar un *ecosistema digital*, que permita gestionar los procesos y controlarlos de manera, simple, rápida y con un alto nivel de trazabilidad (En ejecución).
- Robustecer la capacidad operativa del área de mantenimiento, para abordar el gran volumen de hallazgos que se identifican diariamente y normalizarlos en terreno. Dado que en las tareas de mantenimiento se privilegia no desconectar a los clientes, se requiere incrementar las brigadas de trabajo en redes energizadas (Ejecutado).
- Explorar nuevas soluciones en el ámbito tecnológico o de la IA que se puedan incorporar a otros procesos de

mantenimiento. Por ejemplo el uso de *Gemelos Digitales*, *Planificación de vuelos de inspección autónomos e Inspección de redes en Baja Tensión (BT) mediante móvil equipado con arreglo de cámaras de alta resolución* (En proceso de desarrollo).



Figura n.8 Modelo de inspección BT

Mauricio Gallardo Cisterna

- Ingeniero Civil Eléctrico/Diplomado en Mantenimiento y Gestión de Activos
- Profesional con 25 años de experiencia en la industria de Distribución de energía eléctrica de Chile.
- Ha desarrollado su carrera mayormente liderando la Planificación de la Red, Mantenimiento y Proyectos Eléctricos entre otros.

Alan Reyes López

- Ingeniero Ejec. Eléctrico/Diplomado en Adm. De Empresas, Mg. Adm. De Empresas MBA
- Profesional con 20 años de experiencia en la industria de Distribución de energía eléctrica de Chile.
- Ha desarrollado su carrera mayormente liderando equipos de Pérdidas de Energía Eléctrica y Mantenimiento de la red de distribución.