



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA INDUSTRIAL

PROPUESTA DE REDISEÑO EN EL PROCESO DE RECOPIACIÓN DE DATOS
PARA EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN INTERRUPTORES DE POTENCIA DE
GAS SF₆

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
INDUSTRIAL

CARLOS ANDRES VARAS SOLER

PROFESOR GUÍA:
CLAUDIO ORSINI GUIDUGLI

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ORLANDO CASTILLO ESPINOZA
MARIA JOSE CONTRERAS AGUILA

SANTIAGO DE CHILE
2019

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TITULO DE: Ingeniero Civil Industrial
POR: Carlos Andrés Varas Soler
Fecha: 14/03/2019
PROFESOR GUIA: Claudio Orsini G.
PROFESOR COGUIA: Orlando Castillo E.
PROFESOR INTEGRANTE: María José C.

PROPUESTA DE REDISEÑO EN EL PROCESO DE RECOPIACIÓN DE DATOS PARA EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN INTERRUPTORES DE PONTENCIA DE GAS SF6

En este trabajo se realiza un estudio que evalúa la factibilidad de incorporar un sistema de monitoreo en línea para interruptores de potencia de gas SF6 en la empresa chilena Transelec, dedicada a la transmisión de energía eléctrica que ilumina al 97% de la población que habita entre Arica y Chiloé.

La incorporación de un sistema de monitoreo permite levantar información de la condición del interruptor de manera automatizada, sin la necesidad de tener a una persona que realice el trabajo. Esto complementa el proceso de recopilación de datos sujeto a la filosofía de Lean Manufacturing, que se focaliza en identificar y eliminar todo proceso o actividad que utiliza más recursos de los necesarios. Los equipos de monitoreo miden parámetros de desgaste del interruptor, tasas de fuga, sistemas mecánicos entre otros, lo que permitiría conocer el estado actual del equipo y alertar a la empresa si es que existe alguna anomalía. Esto aportaría en la toma de decisiones estratégicas para análisis de confiabilidad, informando automáticamente cuando realizar el mantenimiento del equipo, lo que permitiría reducir costos por mantenimientos preventivos y anticiparse a una falla catastrófica que signifique un reemplazo anticipado de la máquina. El estudio está orientado para interruptores de alta tensión que llevan más de 32 años en servicio y se presenta como una oportunidad de mejora para el análisis de confiabilidad mediante la automatización del proceso de recopilación de datos.

La metodología para este trabajo inicia con un levantamiento de los procesos para el análisis de confiabilidad y recopilación de datos. Validación de estos y evaluación de distintas soluciones basándose en procedimientos que ya utilizan otras empresas de transmisión del grupo ITOMS. Finalmente se realiza un análisis económico basado en los costos de mantenimiento de un interruptor, donde se calcula la disposición máxima a pagar por monitorear un equipo. Para el rediseño propuesto, se sugiere invertir por equipos de monitoreo de la marca ABB y por la construcción de un sistema de comunicación en línea que cumpla con los estándares de la norma IEC-61850, lo que permitirá comunicación entre una subestación eléctrica y la oficina central de Santiago.

La monitorización de equipos reduce costos por mano de obra en viajes, inspección manual, tiempos y gastos por reensamblar la máquina. Para financiar esto, la empresa debe considerar dos cosas; primero la cantidad de años en servicio que lleva el equipo y segundo que no puede pagar por más de 17 millones por equipo monitoreado.

Dedicatoria

“Nunca es tarde para seguir tus sueños, no te límites a perfeccionar tus capacidades, el que quiere puede y con ganas se logran las cosas”

Dedicado a quien decidió seguir esta profesión, quienes terminaron sus estudios y por quienes se cambiaron de carrera, universidad y no siguen en esta vida.

Agradecimientos

Este documento marca el fin de una etapa en mi camino, en primer lugar, agradecer a mis padres Carlos y Carmen, sin sus consejos y diferentes puntos de vista no sería quien soy. Gracias por el apoyo, no solo en esta instancia universitaria, si no por apoyarme cuando lo necesito.

Agradecer a mis cercanos, a José Javier por los buenos y difíciles momentos que hemos pasado. A Josefina que me ha apoyado y acompañado en esta última etapa, que estimo por su paciencia y cariño que me entrega.

Dedicarle este homenaje a mi familia extendida; mi abuela materna que no está bien de salud. Mis primos que están iniciando su etapa universitaria y mis tíos que tienen que soportarlos. Conmemorar a quienes ya no me acompañan físicamente, mi abuela paterna que partió a mitad de este camino y mis abuelos cuando estaba en el colegio.

Muy importante agradecer a muchos amigos y gente que conocí dentro de la universidad. No lo olvidaré a mis colegas de “Sección 3”, “Los Pages”, “Los 3 mosqueteros” y “La REAL FCFM likida”. Sin su ayuda y momentos de relax esta historia sería distinta.

Agradezco a la Universidad de Chile por permitir compatibilizar mis estudios con el deporte, gracias a esta institución pude viajar a nacionales universitarios donde logré varios títulos individuales y por equipo. Tuve la oportunidad de viajar a competencias de gran nivel, participé de los Juegos Olímpicos Universitarios 2017, Juegos Odesur y Sudamericano Adulto en 2018.

Muchas gracias por los permisos, el ingreso como deportista y las becas de excelencia deportiva para financiar mis estudios. Agradezco al equipo de natación de la universidad y a sus distintos entrenadores; Gabriel Torres, Cristian Zúñiga, Álvaro Covarrubias y Cristóbal Díaz, con quienes he compartido mucho trabajo y tiempo en las piscinas.

Agradezco a los profesores de esta comisión; Claudio Orsini, Orlando Castillo y María José Contreras por sus consejos, vocación profesional y por exigir la excelencia en sus alumnos. Finalmente a Tatiana Buriticá, quien fue mi sponsor dentro de Transelec, muchas gracias por ayudarme y guiarme dentro de la empresa durante el último año, sin su ayuda y sus consejos este trabajo no se hubiese concretado.

Tabla de contenido

1.CAPITULO 1 INTRODUCCION	1
1.1.Antecedentes Generales	2
1.1.1.Descripción del mercado y la industria	3
1.1.2.Productos y/o servicios	3
1.1.3.Misión, valores y objetivos estratégicos	6
1.1.4.Estructura de la organización.....	7
1.2.Descripción del proyecto y justificación	8
1.2.1.Descripción del proyecto	8
1.2.2.Justificación	12
1.3.Objetivos.....	13
1.3.1.Objetivo general.....	13
1.3.2.Objetivos específicos	13
1.4.Metodología.....	13
1.5.Alcances y resultados	14
1.6.Marco conceptual.....	14
1.6.1.Lean manufacturing.....	14
1.6.2.Rediseño de procesos.....	14
1.6.3.Benchmark	15
1.6.4 Gestión de activos	15
1.6.5 Costo anual equivalente.....	15
2.CAPITULO 2 DESCRIPCION DE LA SUBESTACION ELECTRICA	16
2.1.Subestación eléctrica	16
2.1.1.Estructura y características de una Subestación.	16
2.1.2.Topología de las subestaciones.....	18
2.2.Sistema SCADA.....	18
2.3.Interruptores de potencia	19
2.3.1.Tipos de interruptores.....	20
2.3.2.Interruptores de Transelec.....	22
2.3.3.Mantenimiento de interruptores de potencia.	23
2.3.4.Inspección periódica	25

3.CAPITULO 3 BENCHMARK E INVESTIGAICON DE EXPERIENCIAS EXISTOSAS	33
3.1.Sistema de Control en línea	33
3.1.1.Experiencia de empresas por sistema de monitoreo	35
3.2.Benchmarking de proveedores.....	39
3.2.1.Comparación de modelos	43
3.3.Propuesta de rediseño proceso de recolección de datos mediante sistema de control en línea	45
3.3.1 Arquitectura del sistema de monitoreo	46
4.CAPITULO 4 EVALUACION ECONOMICA	48
4.1.Evaluación económica	52
4.2.Cálculos	54
4.3. Análisis de sensibilidad extensión de vida útil	56
5.CAPITULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	57
6.BIBLIOGRAFIA	59
7.ANEXOS	60

Índice de tablas

Tabla 1 Inspecciones	25
Tabla 2 Análisis de Confiabilidad	27
Tabla 3 Recopilación de datos	29
Tabla 4 Proveedores	39
Tabla 5 Inspección Mensual.....	44
Tabla 6 Inspección Condición A.....	44
Tabla 7 Costos de Implementación	48
Tabla 8 tipo de costo	51
Tabla 9 Equipos de monitoreo.....	51
Tabla 10 Parámetros Flujo de Caja.....	53
Tabla 11 limites CAE.....	55

Índice de ilustraciones y gráficos

Ilustración 1 Ingresos	5
Ilustración 2 Ingresos por sistema de transmisión.....	5
Ilustración 3 Clientes	5
Ilustración 4 Organigrama VPO.....	7
Ilustración 5 Curva de Tasa de fallas	8
Ilustración 6 Mapa empresas ITOMS	10
Ilustración 7 Sistema de monitoreo	11
Ilustración 8 Subestación Eléctrica.....	16
Ilustración 14 Interruptor y arco eléctrico	19
Ilustración 15 Interruptores en Subestación	21
Ilustración 16 Interruptores en servicio.....	22
Ilustración 17 Distribución de Interruptores	22
Ilustración 18 Análisis de Confiabilidad, fuente Transelec	26
Ilustración 19 Recopilación de datos.....	28
Ilustración 20 CBS ABB	39
Ilustración 21 CBS Insigth	40
Ilustración 22 SOLM01 SIEMENS.....	40
Ilustración 23 CBWatch GE.....	41
Ilustración 24 Sensor Vaisala	42
Ilustración 25 Rediseño Análisis de Confiabilidad	45
Ilustración 26 Rediseño Recopilación de datos.....	45
Ilustración 27 Comparación de equipos.	52
Gráfico 1 Interruptores ITOMS y Transelec.....	11
Gráfico 3 CAE promedio 27.8 MM CLP.....	54
Gráfico 4 CAE extendido	56

1. CAPITULO 1 INTRODUCCION

La gestión de activos (Davis, 2008) es el proceso responsable de planificar y ejecutar eficientemente labores de mantenimiento de un bien o servicio. Su objetivo es maximizar el desempeño a lo largo de su ciclo de vida de cualquier maquina involucrada en un proceso productivo, garantizando confiabilidad, disponibilidad, reducción de riesgos y costos operacionales.

Por otra parte, la digitalización de la información (Leon, 2006) es parte de la evolución transitoria que viven las empresas. Desde esta perspectiva, el levantamiento de datos de manera digitalizada toma un rol fundamental dentro del ciclo de mejora continua de activos ya que permite la toma de mejores decisiones al realizar mantenimientos predictivos en máquinas monitoreadas.

Para levantar datos es necesario contar con herramientas que permitan captar y transmitir información. Una vez obtenidos es imprescindible analizar la información y transformarla en documentos valiosos que permitan perfilar la condición de un activo y planificar exitosamente planes de mantenimiento o reemplazo de los mismos.

Este estudio se realiza en Transelec S.A, una empresa chilena dedicada al negocio de transmisión de electricidad desde un punto geográfico a otro. El transporte de electricidad y su distribución se realiza a diferentes tensiones, por lo que es necesario transformar la energía. Para lograr esto, la empresa realiza este proceso físico en una subestación eléctrica utilizando un transformador de potencia. Si bien el equipo principal de la subestación es el transformador, se utilizan otras máquinas para interrumpir o hacer que la corriente fluya a través de una subestación eléctrica en caso de subidas o bajas en el nivel de tensión. Esta labor la realiza el interruptor de potencia, cuya función es asegurar el flujo continuo de corriente en una red eléctrica bajo condiciones normales de operación e interrumpirlo cuando se presentan condiciones anormales o de fallas.

La operación confiable (Mendoza & Hau, 2010) de los interruptores es muy importante para el bienestar del sistema de eléctrico e históricamente esto se logró mediante la inspección regular y mantenimiento adecuado de los equipos. La gestión del mantenimiento del interruptor la planifica la Gerencia de Gestión de Activos y cualquier decisión o estrategia implementada se concluye a partir de un análisis de confiabilidad (Activos, 2018). Este proceso permite identificar que interruptores se encuentran en buenas o malas condiciones y de esta manera se pueden tomar decisiones al respecto de que hacer para mejorar sus condiciones.

Este análisis está compuesto por la secuencia lógica de la recopilación de datos, su tratamiento, evaluación de indicadores, análisis de criticidad y propuestas de mejora. La recopilación de datos se realiza mediante una inspección fuera de línea, en donde la maquina es intervenida por un inspector que toma muestras y realiza pruebas de los parámetros de la máquina. Esto tiene varios problemas, en primer lugar, la maquina tiene

que parar, lo que es riesgoso para el servicio pues se deja de utilizar y existen costos asociados a la interrupción del servicio. Por otra parte, la toma de medidas se realiza cada 3 y 6 años, lo que hace muy difícil contar con información continua y por lo tanto no es posible crear tendencias claras y buenos pronósticos de fallas en el corto plazo.

Se investigó sobre el tipo de prácticas que utilizan otras empresas de transmisión (ITOMS, 2017) y se identificó que la recopilación de datos se puede realizar a través de un monitoreo en línea. Esto se ejecuta mediante la incorporación de sensores digitales 24/7 horas que permiten medir los parámetros de la presión y temperatura del gas SF₆ del interruptor, lo que permitiría conocer el estado actual y alertar a la empresa si es que existe algún inconveniente.

El beneficio de monitorear el estado del equipo (Lauriac, 2016), es que se realiza un perfil de la “salud” de la máquina lo que permitirá gestionar el mantenimiento solo cuando sea necesario, evitando la inspección periódica y sus costos asociados. En consecuencia, dado que es un proyecto que ya ha sido validado por otras empresas a nivel global, se presentó como propuesta de tesis un rediseño en el proceso de análisis de confiabilidad, donde se incorporaría un sistema de monitoreo en línea para interruptores de potencia de gas SF₆ que permitiría automatizar el proceso de recopilación de datos.

1.1. Antecedentes Generales

Transelec es la principal empresa de transmisión de energía eléctrica en Chile y transporta la energía que ilumina al 97% de la población que habita entre Arica y Chiloé. Tiene el 78% de las líneas de transmisión nacional del Sistema Interconectado Central (SIC) y el 100% en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Posee cerca de 10.000 kilómetros de líneas de transmisión que fluctúan entre los 66 y 500 kV y cerca de 60 subestaciones de 500 kV y 220 kV, desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Región de Los Lagos.

Es propiedad en un 72,3 % de un consorcio canadiense conformado por Brookfield Asset Management (BAM), Canadian Pension Plan Investment Board (CPP), British Columbia Investment Management Corp. (bcIMC) y Public Sector Pension Investment Board (PSP) mientras que el 27,7% fue adquirido en diciembre de 2017 por China Southern Power Grid International, la segunda mayor empresa de transmisión en el país asiático. Sus clientes más importantes son: AES Gener, Arauco Forestal, Barrick, Codelco, Colbun, Duke Energy, Enel, Endesa y Pacific Hydro. La empresa tiene cuatro líneas de negocios distribuidos en Sistemas de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Zonales, Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo y Sistemas de Transmisión Dedicados.

1.1.1. Descripción del mercado y la industria

La industria de la energía eléctrica se suele dividir en cuatro procesos. Se trata de la generación de electricidad como una central eléctrica, transmisión de energía eléctrica, distribución de energía eléctrica y la venta minorista de electricidad.

Desde la privatización del sector eléctrico chileno en 1980, todas las actividades de generación, transmisión y distribución han permanecido en manos privadas. Son 26 compañías las que participan de la producción, aunque tres grupos económicos controlan el sector: Grupo Endesa, AES Gener, Colbún y GDF Suez.

La situación es similar en el sector de la distribución, con 36 compañías, entre las cuales los grupos económicos más relevantes son Enersis (relacionado con Endesa), el cual incluye a Chilectra; el norteamericano PP&L; Sempra-PSEG y los grupos vinculados a las familias Marín, Claro, Hornauer y Pérez.

1.1.2. Productos y/o servicios

El servicio de transmisión de electricidad se rige bajo el marco legal que rige al sector eléctrico en Chile, y que define los sistemas de transmisión clasificándolos en tres categorías (Sistema de Transmisión Troncal, Sistema de Subtransmisión y Sistemas Adicionales). Los ingresos de Transelec provenientes del Sistema Troncal están constituidos por el “Valor Anual de la Transmisión por Tramo” (VATT), que se calcula cada cuatro años sobre la base de la “anualidad del valor de la inversión” (AVI), más los “costos de operación, mantenimiento y administración” (COMA), para cada uno de los tramos que conforman el sistema troncal.

El valor anual del sistema de subtransmisión (VASTX) es calculado cada cuatro años. Se basa en la valorización de instalaciones económicamente adaptadas a la demanda, y están conformadas por los costos estándares de inversión, mantención, operación y administración (COMA), más las pérdidas medias de energía y potencia de dichas instalaciones adaptadas. El ingreso por el transporte en los sistemas adicionales, se establece en contratos privados entre las partes, que principalmente son generadores y usuarios no sometidos a regulación de precios. El objeto principal de los sistemas adicionales es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico y a retirarla a los grandes clientes. El actual marco legal que rige el negocio de la transmisión eléctrica en Chile define los sistemas de transmisión y clasifica sus instalaciones en cuatro categorías: Sistemas de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Zonales, Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo y Sistemas de Transmisión Dedicados.

Sistema de Transmisión Nacional

Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. Es la columna vertebral que circula a lo largo del país

Sistema de Transmisión Zonal

Se trata del conjunto de líneas y subestaciones dispuestas para el abastecimiento de grupos de consumidores finales, de precio libre o regulado, que se conectan con el Sistema de Transmisión Nacional.

Sistema de Transmisión para polos de desarrollo

Constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica generada en un mismo polo de desarrollo hacia el sistema de Transmisión Nacional.

Sistemas de Transmisión Dedicada

Constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.

Los niveles de ingresos de la empresa se ven regulados por el precio de la electricidad, como también la cantidad de energía transportada por sus líneas. La forma de poder aumentar los ingresos de la empresa es aumentando la capacidad de sus líneas o expandir la red de líneas a nuevos territorios no explorados, lo que se traduce en que la empresa siempre está buscando nuevos proyectos de licitación para la expansión en el sistema nacional.

Al año 2017 los ingresos de la empresa fueron de 279 mil millones de pesos, justificados principalmente por ingresos acaparados por el sistema de transmisión nacional (63%).

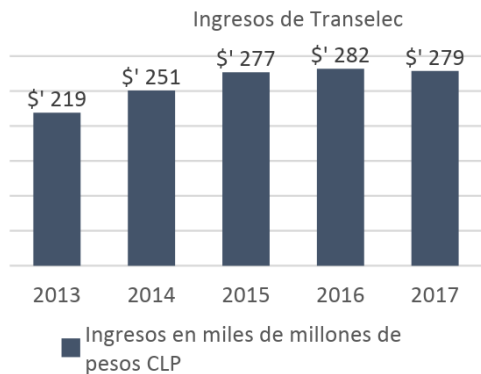


Ilustración 1 Ingresos

Distribución de Ingresos por Sistema de Transmisión

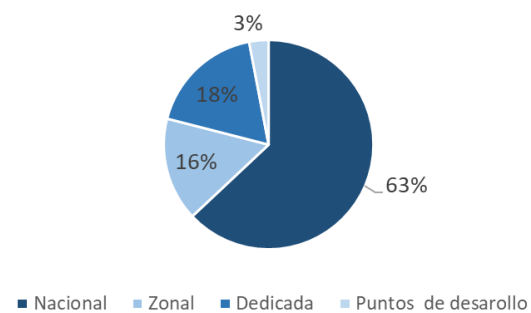


Ilustración 2 Ingresos por sistema de transmisión

Ingresos por Clientes

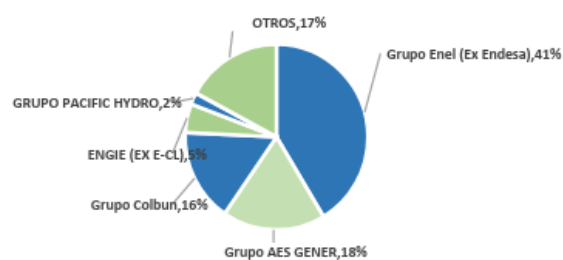


Ilustración 3 Clientes

1.1.2.1. Clientes y/o usuarios

Los clientes de la empresa son aquellos usuarios que retiran y/o inyectan energía, a los sistemas de transmisión, es decir, clientes mineros, industriales, generadoras y distribuidoras eléctricas. Entre los más destacados son AES Gener, Arauco Forestal, Barrick, Codelco, Colbun, Duke Energy, Enel, Endesa y Pacific Hydro.

1.1.2.2. Posicionamiento de la empresa en el mercado

El posicionamiento de la empresa del mercado, se analizará a partir del territorio acaparado por líneas eléctricas en Chile. Son cerca de 180 mil kilómetros de redes eléctricas que se dividen en empresas de transmisión o de distribución. El 90% de las redes son utilizadas en la distribución y el resto a transmisión.

Empresas Transmisoras: Transelec, CGE, Saesa, Chilquinta, TEN, Celero Redes, Enel, EEPa. De los 18 mil kilómetros de redes que se distribuyen para Transmisión, Transelec es líder en el mercado acaparando el 56% del territorio, seguido por CGE 21% , Saesa 8% y Chilquinta 4,9%.

1.1.2.3. Dimensionamiento de actividad realizada

El sistema de transmisión de Transelec, que se extiende entre la región de Arica y Parinacota, y hasta la región de Los Lagos, incluye una participación mayoritaria de las líneas y subestaciones de transmisión eléctrica nacional del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Estos sistemas de transmisión transportan la electricidad que llega a las zonas donde habita el 98,5% de la población de Chile. La compañía es dueña del 66% de la totalidad de las líneas de transporte de electricidad de 500 kV, del 39% de las líneas de 220 kV, del 83% de las líneas de 154 kV y del 10% en el segmento de líneas de 110 kV y 66 kV. Posee 61 subestaciones al largo del país y una oficina central ubicada en la región metropolitana.

1.1.2.4. Tendencias del mercado

La industria de transmisión eléctrica en Chile se está volviendo cada vez más competitiva. La empresa se está enfrentando a mayor competencia en los procesos de licitación provenientes de empresas extranjeras como ISA Perú e ISA Colombia. Esto podría significar la pérdida de nuevos proyectos y de expansión en la red de transmisión, lo que resultaría en una baja de participación de mercado, que, a su vez, podría afectar negativamente en los resultados operacionales esperados.

1.1.3. Misión, valores y objetivos estratégicos

La misión de Transelec es liderar el negocio de la transmisión de energía eléctrica en Chile, satisfaciendo adecuadamente las necesidades del país y los requerimientos de sus clientes a través del desarrollo de soluciones eficientes y de calidad, operando correctamente el sistema y manteniendo un alto estándar de seguridad y salud ocupacional.

1.1.4. Estructura de la organización

La empresa se sub divide en siete vicepresidencias, pero las áreas involucradas en este trabajo son la Gerencia de Gestión de Activos y la Subgerencia de Operaciones que se encuentran dentro de la Vice Presidencia de Operaciones.

- VP Asuntos Corporativos y Sustentabilidad.
- VP Asuntos Jurídicos y Fiscalía.
- VP Finanzas.
- VP Recursos Humano.
- VP Comercial y Desarrollo.
- VP Operaciones.
- VP de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos.

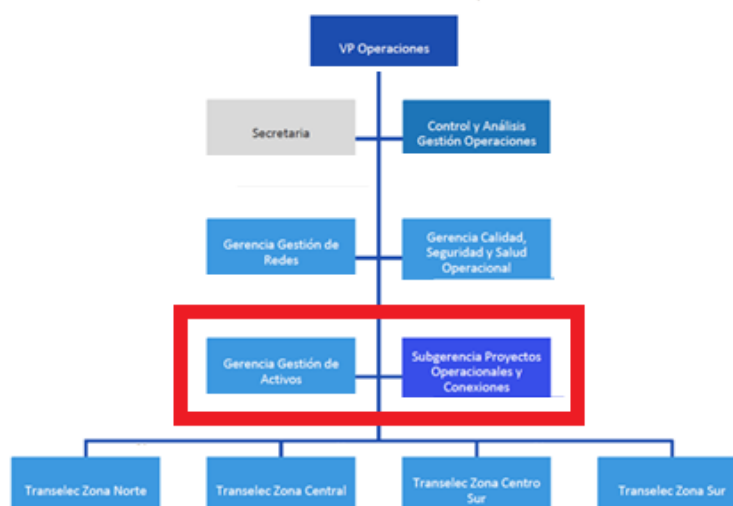


Ilustración 4 Organigrama VPO

1.1.4.1. Vice presidencia de Operaciones

La Vice Presidencia de Operaciones se encarga de ejecutar la estrategia operacional de la empresa. El vicepresidente de operaciones es el ejecutivo a cargo que diseña la estrategia para la empresa, supervisa a los directores y gerentes mientras llevan a cabo el plan, mide los resultados de la estrategia y los reporta al presidente de la compañía

1.1.4.2. Subgerencia de Operaciones

Las funciones de las sub gerencia de operaciones son ejecutar proyectos de mantenimiento operacional para sub estaciones, radios estaciones y líneas de transmisión. Los proyectos de mantenimiento y reemplazo de interruptores son planificados desde la Gerencia de Gestión de Activos y ejecutados por la subgerencia de operaciones.

1.1.4.3. Gerencia de Gestión de Activos

La gerencia de Gestión de Activos es la encargada de maximizar al máximo el rendimiento de los activos de la empresa. Las actividades están relacionadas con la ingeniería de mantenimiento, fiabilidad y eficiencia de los activos. Es la encargada de realizar un análisis de confiabilidad de los interruptores y tomar decisiones críticas con respecto al mantenimiento de la máquina.

1.2. Descripción del proyecto y justificación

1.2.1. Descripción del proyecto

Desde el año 2017 la empresa (Transelec, Política de Gestión de Activos, 2018) sigue una estrategia que busca mejorar la calidad del servicio de transmisión, impulsado por iniciativas que incentivan la digitalización de procesos y transporte de la información. En esta línea se trabaja en la evaluación e implementación de nuevas tecnologías que permitan convertir a las subestaciones convencionales en subestaciones digitales

Las subestaciones eléctricas, al ser de grandes dimensiones, cuentan con una variedad de equipos, los cuales necesitan ser monitoreados de forma periódica para controlar su correcto funcionamiento. En el caso de los interruptores de potencia, estos tienen una vida útil promedio de 42 años (Montes, 2017), y la empresa realiza reemplazo de estos solo si su condición lo permite, es decir si puede funcionar este se seguirá utilizando hasta llegar a una vida útil máxima de 50 años (Montes, 2017), . Sin embargo, cuando un interruptor ha superado su etapa de vida útil, entra en una etapa de envejecimiento en donde la tasa de fallas crece exponencialmente debido al desgaste natural del equipo.



La toma de decisiones y planes de mantenimiento se ejecutan en la Gerencia de Gestión de Activos mediante un análisis de confiabilidad en el equipo, el que se realiza de forma periódica a lo largo de la vida del interruptor. La medición de los parámetros del interruptor se realiza de manera reducida por mes y de manera exhaustiva cada 3 y 6 años. Es en estos ensayos en donde la máquina debe estar parada y no se puede utilizar, lo que

genera un riesgo para el servicio ya que se debe utilizar un interruptor auxiliar. El proceso de análisis de confiabilidad permite identificar la condición del interruptor y que tan confiable es su condición para el servicio de protección. Dentro de este proceso se realiza un análisis crítico que identifica a los interruptores más riesgosos y de esta manera la empresa gestiona planes de mantenimiento respectivamente.

Se realizan 2 tipos de mantenimiento (Abella, Mantenimiento Industrial, 2008), el correctivo y el preventivo.

Mantenimiento correctivo: Al momento de producirse la avería o falla, se produce un paro de la instalación o equipamiento de que se trate, para posteriormente afrontar la reparación.

Mantenimiento preventivo: Es aquel que realiza en distintas intervenciones y que permite predecir cuando el equipo quedara fuera de servicio y por tanto el momento gestionar cuando las reparaciones deben efectuarse.

En esta misma línea la empresa trabaja en el desarrollo de estrategias para el mantenimiento preventivo, en el cual los tiempos de falla de la maquina han sido pronosticado mediante información histórica del interruptor. Esta información ayuda a predecir su comportamiento futuro y estimar el momento de falla, por lo que la empresa puede programar los tiempos de mantenimiento cuando sea conveniente.

Actualmente Transelec solo implementa mantenimiento preventivo con la recopilación de datos obtenidos fuera de línea, que se caracteriza por la realización de pruebas al interruptor con equipos de monitoreo portátiles en donde un inspector instala sensores de monitoreo que permiten medir el estado de los sistemas mecánicos y parámetros del gas SF6 cada vez que interviene el interruptor.

Luego esta información es cargada en un software que se encarga de analizar los datos y evaluar en base a índices KPI la criticidad del equipo. Este procedimiento tiene varias desventajas:

- Se requiere viajar a la subestación, por lo que se asumen costos por viajar.
- Se debe parar la máquina o quitar tensión para poder montar los sensores.
- Las mediciones se suelen realizar por separado por simples cuestiones de disponibilidad del proveedor, por lo que no permite tomar varias medidas al mismo tiempo.
- Con medidas realizadas cada 3 o 6 años, las pocas probabilidades de repetitividad no permiten generar tendencias que permitan predecir la aparición de una avería.
- Una vez tomadas las medidas se deben colocar en un software que interprete los datos y generar informes. No es automático con lo que se puede tardar varios días en función del número de máquinas a analizar, con lo que la predicción pierde

eficiencia.

- Existen riesgos asociados para el personal experto cuando se expone a los equipos de alta tensión eléctrica



Ilustración 6 Mapa empresas ITOMS

Para buscar opciones de mejora, se averiguó que hacían otras empresas de Transmisión del grupo ITOMS¹, del cual Transelec es parte hace algunos años. Este consorcio reúne a 28 empresas más importantes de transmisión del mundo, las que, en conjunto, transportan el 25% de la energía del planeta.

La ventaja que tiene Transelec al pertenecer a este selecto grupo de empresa es que tiene contacto directo con empresas que están a la vanguardia tecnológica y le permite consultar por mejores prácticas en sus procesos operativos.

Los miembros de esta comunidad tienen la oportunidad de reunirse cada dos años para compartir sus experiencias en base a nuevos procesos o incorporación de nuevas tecnologías. Esta información es documentada en un documento llamado “ITOMS Report”. Del “ITOMS 2017 Report” se concluyó que la proporción de interruptores de Gas SF6 y Aceite del grupo ITOMS es similar a la distribución de interruptores que se maneja en la empresa y que los interruptores predominantes son los de Gas SF6.

Es importante considerar que el uso de estas tecnologías no solo depende de la variable económica, sino que dependen de la necesidad de implementarla de acuerdo al plan de obras nuevas que fija el plan de Expansión del Ministerio de Energía en coordinación con el Coordinador Eléctrico Nacional (CNE, 2018).

¹ International Transmission Operations & Maintenance Survey

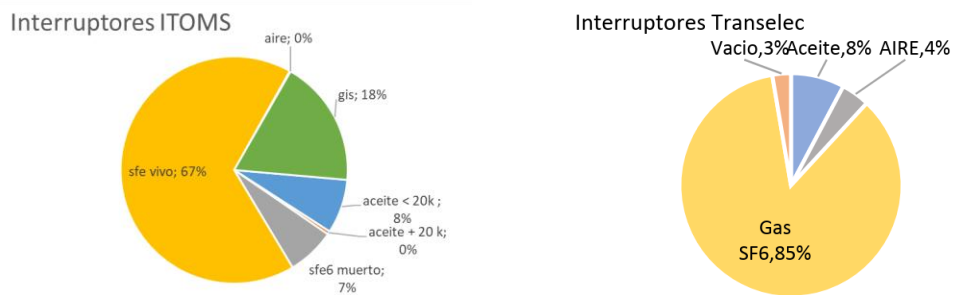
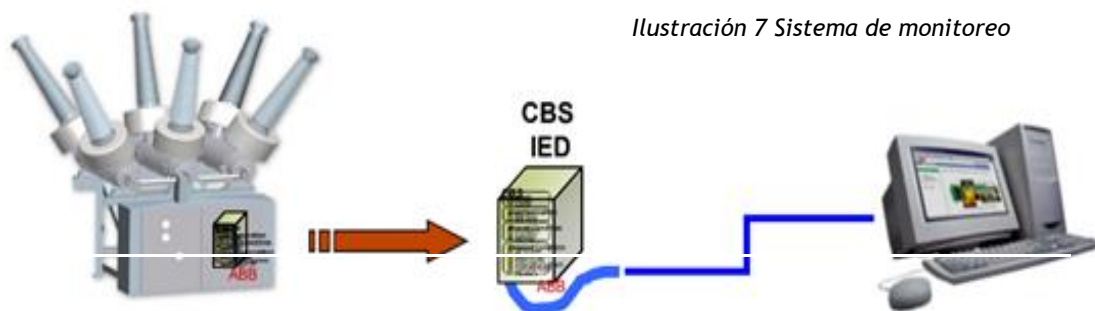


Gráfico 1 Interruptores ITOMS y Transelec

Las empresas del grupo ITOMS emplean distintas estrategias de mantenimiento, estos son tres tipos:

- **Estrategia sistemática:** en la que el mantenimiento se basa en la realización de una serie de intervenciones programadas a lo largo de todo el año en cada uno de los equipos que componen la instalación. (basado en el tiempo).
- **Estrategia correctiva:** en la que la reparación de averías es la base del mantenimiento. (Número de operaciones).
- **Estrategia condicional:** en la que es la realización de determinadas observaciones y pruebas la que dirige la actividad de mantenimiento. (Monitoreo en tiempo real).

El 33% de las empresas que poseen tecnología Gas SF6 hacen monitoreo en tiempo real. Esto se ejecuta mediante la incorporación de sensores digitales 24/7 horas lo que permiten medir los parámetros críticos de la máquina y alertar frente a fallas inesperadas. Al monitorear el estado del equipo, se realiza un perfil completo de la condición actual lo que permite gestionar el mantenimiento solo cuando sea necesario, evitando la inspección tareas en la inspección del interruptor.



Las ventajas de un sistema de monitoreo en línea son;

- La máquina no tiene que estar parada
- Se pueden tomar muestras de varios equipos de forma simultánea.
- Con las medidas en continuo, es posible crear tendencias, combinar tecnologías lo cual facilitara la creación de algoritmos que puedan predecir la aparición de las averías
- Se utiliza un software en línea que permite observar la condición del equipo a la distancia.
- Se avisa de una avería justo en el instante que se genera. El software de análisis con el interruptor tiene la capacidad de generar un correo electrónico o un SMS para avisar de la aparición de la avería.
- Se minimizan accidentes laborales, asociado a la exposición al sistema eléctrico para el inspector.
- Se eliminan tareas por subcontratas de mantenimiento preventivo. De forma autónoma el sistema experto es capaz de tomar los datos, interpretarlos y generar la predicción de la avería.

Ante la necesidad de poder controlar y supervisar la condición de interruptores de potencia, es que en conjunto con las nuevas herramientas que entrega la revolución digital se propone evaluar la implementación de un sistema de monitoreo en tiempo en línea mediante la incorporación de sensores que permitan digitalizar la información de parámetros críticos en interruptores de potencia, lo que permitiría observar su condición y reducir costos por inspección.

1.2.2. Justificación

La automatización de sistemas está cada vez más presente en las subestaciones. Básicamente, se utilizan tecnologías digitales para los sistemas automáticos de la subestación convencional, tales como los dispositivos de monitorización, los dispositivos tele mecánicos, los equipos de protección y de seguridad. Basándose en las tecnologías actuales, una subestación se desarrollará hasta convertirse en una subestación totalmente digitalizada cuando se utilicen interruptores inteligentes, transformadores electrónicos y equipos primarios de detección online.

Mediante la automatización de recopilación de información se busca construir una subestación digital, subestación en donde los procesos de adquisición de información, transmisión, procesamiento y salida han sido completamente digitalizados. Sus características básicas son disponer de un equipamiento inteligente, la conexión a redes de comunicación, la automatización de operaciones y gestión de mantenimientos.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Realizar una propuesta de rediseño para el proceso de recopilación de datos mediante la incorporación de un sistema de monitoreo en línea para interruptores de potencia de Gas SF6.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Caracterizar funcionamiento de una Subestación Eléctrica
2. Caracterizar funcionamiento de interruptores de potencia.
3. Levantamiento de procesos para Análisis de Confiabilidad.
4. Identificar proveedores de sistemas de monitoreo en línea.
5. Identificar que pruebas se pueden reducir con el monitoreo en línea
6. Identificar experiencias post venta de empresas que ya usen este servicio
7. Diseñar un sistema de monitoreo en línea para interruptores críticos.
8. Evaluación Económica de la alternativa propuesta.

1.4. Metodología

Levantamiento de la situación actual: Se estudiarán los procesos actuales en la gestión de mantenimiento y se realizará un diagnóstico de las actividades realizadas en el proceso de análisis de confiabilidad.

Modelamiento de los procesos actuales: consiste en diagramar los procesos relacionados con el problema que se quiere solucionar.

Validación y medición: se validará el modelo de procesos en la gestión de interruptores y se validará el modelamiento.

BenchMarking: Se identificarán proveedores a nivel global que ofrezcan el servicio de monitoreo, como también se preguntará a empresas que ya han incorporado este servicio cual ha sido su experiencia.

Rediseño: se analizarán las posibles soluciones a los problemas identificados. Dentro de esta etapa, se trabajará en el desarrollo de la arquitectura de hardware que debe implementarse en una subestación para la incorporación de un sistema de monitoreo.

Propuesta de implementación: esta es la fase final del proyecto donde se aterrizará todo el trabajo realizado a lo largo de este proceso y se recomendarán acciones y tareas concretas, que permitan una correcta implementación del rediseño. Estas recomendaciones estarán basadas en la identificación de costos de inversión por parte de nuevos proveedores del mercado.

1.5. Alcances y resultados

El alcance de este proyecto es concluir mediante indicadores financieros, si la incorporación de un sistema de monitoreo en línea para interruptores es una inversión rentable para Transelec. Los resultados esperados de esta investigación, es identificar proveedores de sistemas de monitoreo y realizar una evaluación económica de la alternativa propuesta que permita concluir su factibilidad para un futuro máximo de 8² años. El monitoreo en línea solo abordara a aquellos interruptores con una antigüedad entre los 30 y 42 años. Es decir, interruptores que hayan entrado en servicio entre el año 1976 y 1988. Esto corresponde a hablar de un universo de 71 interruptores (12%).

1.6. Marco conceptual

En este marco conceptual se exponen herramientas recopiladas a lo largo de la investigación bibliográfica en torno al rediseño de procesos. Algunos de estos conceptos y metodologías se usan como base del trabajo realizado, las cuales están alineadas con los objetivos de la propuesta de mejora.

1.6.1. Lean manufacturing

Es un modelo de gestión (Jones & James, 2012) enfocado en la creación de flujo continuo en un proceso utilizando la mínima cantidad de recursos necesarios.

Es una filosofía de trabajo que se focaliza en identificar y eliminar todo procesos o actividades que utiliza más recursos de los estrictamente necesarios. Identifica procesos que afectan el servicio ofrecido, afectando finalmente en: la sobreproducción, tiempos de espera, transporte, exceso de inventario, movimiento y defectos. Lean mira lo que no deberíamos estar haciendo porque no agrega valor al cliente y tiende a eliminarlo.

1.6.2. Rediseño de procesos

El rediseño de procesos (Barros, 1995) parte de la premisa que los procesos actuales tienen suficientes características positivas como para funcionar correctamente, pero es necesario redefinir, agregar o perfilar ciertos aspectos con el fin de mejorar la eficiencia y disminuir errores; esto a través de la incorporación de herramientas tecnológicas.

² 50años -42años = diferencia entre vida útil máxima y promedio de un interruptor que entra en un estado de envejecimiento

1.6.3. Benchmark

El proceso de benchmarking (VIDAL, 2006) es un proceso continuo, que consiste en recopilar información relacionada con los referentes de la industria y realizar comparaciones en el mercado con el fin de buscar oportunidades de cambio y mejora continua en los procesos y servicios en la empresa.

1.6.4 Gestión de activos

La gestión de activos (Davis, 2008) corresponde a la planificación de mantenimientos y decisiones de inversión de capital. A nivel de operaciones, la gestión de activos empresariales apela a la eficiencia de todos los activos, incluyendo inventarios, cumplimiento de normativa. Del mismo modo, la gestión de activos empresariales incluye retos que consideran la mejora de la productividad, maximización del ciclo de vida, minimización del coste total y soporte a la cadena de suministro.

1.6.5 Costo anual equivalente

El costo anual equivalente (Payan, 2015) es un indicador financiero que permite evaluar proyectos que fundamentalmente son fuente de gastos, tales como prestar un servicio, subsidio, mantener un servicio que es un apoyo para otras actividades, es decir proyectos que no generan ingresos.

El criterio del CAE sirve para comparar proyectos que implican mayores costos y que suplen la misma necesidad, proyectos mutuamente excluyentes, por lo tanto, se selecciona el mejor en base al que menor impacto tenga. Este criterio selecciona a aquel que tenga el menor CAE como el mejor, es decir el que tiene el menor costo por año.

2. CAPITULO 2 DESCRIPCION DE LA SUBESTACION ELECTRICA

2.1. Subestación eléctrica

Corresponde a una instalación eléctrica con un circuito conformado por equipos destinados a dirigir el flujo de energía eléctrica. El conjunto de la instalación está formado por distintas estructuras y edificios necesarios para realizar alguna de las funciones siguientes: transformación de la tensión, de la frecuencia, del nº de fases, rectificación, compensación del factor de potencia y conexión de dos o más circuitos. Incluye servicios auxiliares de corriente alterna y continuo necesarios para el funcionamiento de los diferentes equipos.

Ilustración 8 Subestación Eléctrica



2.1.1. Estructura y características de una Subestación.

Una subestación se compone principalmente del transformador y se divide en tres secciones principales, las cuales son cuchillas de paso, interruptor y medición. Las secciones derivadas suelen tener interruptores de diferentes tipos hasta los transformadores. Existen subestaciones eléctricas elevadoras que se encuentran en las inmediaciones de las centrales generadoras que se encargan de elevar el nivel de tensión desde 132 hasta 400 KV antes de llevar a la energía a la red de transporte. También están las ubicaciones eléctricas reductoras que minimizan el nivel de tensión desde 10 hasta los 66 kV para llevar la energía a la red de distribución.

Transformador

Aparato eléctrico que posibilita disminuir o aumentar la tensión que existe en un circuito eléctrico de corriente alterna, mientras se mantiene la potencia. La potencia que recibe el equipo, cuando se trata de un transformador ideal, es la misma potencia que la que se consigue a la salida.

Interruptor de potencia

Dispositivo que permite desviar o interrumpir el curso de una corriente eléctrica. Posee una gran capacidad de ruptura y se mantienen conectados en diversas circunstancias durante semanas y hasta meses cuando éstos se maniobran en diferentes ocasiones.

Restaurador

Ese es un aparato electromecánico que funciona para interrumpir y sensibilizar en cierto tiempo las sobre corrientes de un circuito cuando se presenta una falla eventualmente. También se utiliza cuando se hacen re cierres de manera automática y cuando se re energiza el circuito.

Cuchillas fusibles

Son un tipo de cuchillas que se abren cuando se presentan en una sobre corriente.

Cuchillas desconectadoras

Son un tipo de cuchillas que están sostenidas de forma mecánica y pueden funcionar de manera manual o mecánica.

Apartarrayos

Se utiliza para atraer un rayo ionizado para que conduzca y llame la descarga hacia la tierra, esto con la finalidad de que no produzca daños a personas o construcciones.

Tableros duplex de control

Son estructuras con paneles y frentes posteriores de material aislante o metal que se encuentran separados a distancias que pueden ser comparativamente cortas, también están cerrados en ambos extremos.

Condensadores

Son dispositivos pasivos que se usan en electrónica y en electricidad, tienen la capacidad de conservar energía al sustentar un campo eléctrico.

Transformadores de instrumento

Son aparatos de medición que generalmente no soportan tensiones ni corrientes elevadas, debido a que en caso de que esto suceda el costo de construcción se elevaría.

2.1.2. Topología de las subestaciones

Configuraciones tipo

Existen diversas configuraciones de barras, por una parte, la tendencia americana en donde los circuitos se conectan a las barras o entre ellas por medio de interruptores, hallándose configuraciones de anillo, interruptor y medio, y doble interruptor con doble barra. Por otro lado, la tendencia europea es que cada circuito tiene un interruptor con la posibilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores, de esta forma se pueden encontrar disposiciones como barra de transferencia y doble barra

Arreglos de barras e interruptores

Se denomina configuración o arreglos de barras e interruptores, del inglés “station arrangement”, a la topología de conexión de los distintos equipos electromecánicos de una subestación permitiendo diferentes grados de confiabilidad, seguridad y flexibilidad de manejo para el sistema.

Tipos de subestaciones:

- Barra simple
- Barra principal con barra de transferencia
- Barra principal con barra de transferencia
- Doble barra con doble Interruptor
- Barra con interruptor y medio
- Anillo

2.2. Sistema SCADA

SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) es un concepto que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia. Facilita retroalimentación en tiempo real con los dispositivos en la subestación mediante sensores que controlan el proceso automáticamente. Provee de toda la información que se genera en el proceso productivo (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.) y permite su gestión e intervención.

Mediante un sistema SCADA es posible supervisar y controlar a la distancia todo el proceso productivo de la subestación digital. Esta plataforma es clave para la incorporación de un sistema de monitoreo ya que permitiría enviar la información desde la subestación a la oficina central.

2.3. Interruptores de potencia

El interruptor de potencia es un elemento crucial para la subestación ya que es capaz de interrumpir la corriente que fluye en la subestación evitando que dañen equipos adyacentes frente a inesperadas subidas de tensión. Este dispositivo debe de funcionar en diversas condiciones de operación, lo que implica que existen diferentes configuraciones del interruptor – línea o equipo primario, por ello desde que el interruptor comenzó a utilizarse, siempre ha sido un elemento de preocupación, debido a que hay que prever su funcionamiento en cualquier condición.

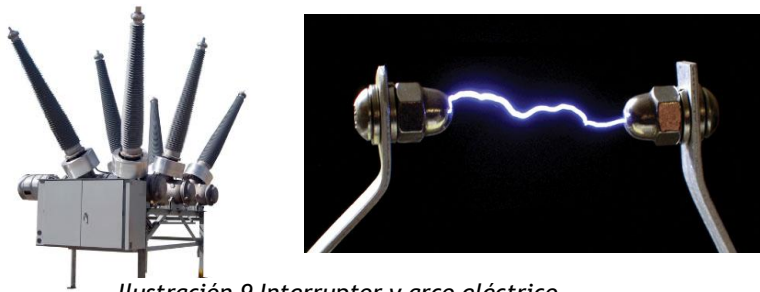


Ilustración 9 Interruptor y arco eléctrico

En la puesta en servicio del interruptor hay que considerar factores, como: capacidad interruptiva, el medio de interrupción, mecanismo de operación, etc.

Cuando un interruptor abre un circuito con carga o por despejar una falla es inevitable la presencia del arco eléctrico³, lo que sin duda es una condición desfavorable, en la operación de interruptores.

Durante la presencia del arco se mantiene la circulación de corriente en el circuito de potencia. Las características del arco dependen, entre otras cosas de:

- La naturaleza y presión del medio ambiente donde se induce.
- La presencia de agentes ionizantes o des ionizantes.
- La tensión entre los contactos y su variación en el tiempo.
- La forma, separación y estructura química de los contactos.
- La forma y composición de la cámara de interrupción.
- Sistema de extinción del arco.

³ Arco eléctrico o también arco voltaico a la descarga eléctrica que se forma entre dos electrodos sometidos a una diferencia de potencial y colocados en el seno de una atmósfera gaseosa

2.3.1. Tipos de interruptores

Los interruptores se pueden clasificar de acuerdo al: nivel de tensión, lugar de instalación, características externas de diseño, mecanismo de accionamiento y medio usado para la interrupción de la corriente.

1. Interruptores de baja tensión, son los diseñados para usarse en tensiones de hasta 1000 Volts.
2. Interruptores de alta tensión, son diseñados para usarse en tensiones superiores a 1000 Volts.

Cada uno de esos grupos puede subdividirse. Para el caso de los interruptores de alta tensión estos se subdividen en interruptores de 123 kV y mayores e interruptores de 72.5 kV y menores. Frecuentemente, estos dos grupos son relacionados como interruptores para transmisión e interruptores de distribución respectivamente.

Interruptores por lugar de instalación

Los interruptores de alta tensión pueden ser usados en instalaciones tipo interior y tipo exterior o intemperie. La única diferencia entre los interruptores tipo interior y tipo exterior es la envolvente externa o gabinete.

Interruptores por características externas de diseño

Desde el punto de vista de su diseño físico estructural, los interruptores para intemperie pueden ser clasificados como interruptores de tanque muerto e interruptores de tanque vivo. Los interruptores de tanque muerto están definidos por las normas ANSI como un dispositivo de desconexión en el cual la envolvente o tanque está sólidamente aterrizada y aloja las cámaras interruptoras y el medio aislante en la parte inferior del interruptor.

El interruptor de tanque vivo está definido como un dispositivo de desconexión, en el cual las cámaras interruptoras se encuentran soportadas en columnas aislantes y éstas quedan aislando la parte energizada del potencial a tierra.



Ilustración 10 Interruptores en Subestación

Interruptores por mecanismo de accionamiento

Los principales mecanismos de accionamiento utilizados en interruptores son los siguientes:

- Mecanismo de accionamiento a resorte
- Mecanismo de accionamiento neumático
- Mecanismo de accionamiento hidráulico
- Accionamiento con gas dinámico

Interruptores por método y tipo de medio de interrupción

- De aceite, la energía del arco eléctrico se disipa en la descomposición del propio aceite.
- De soplo de aire, la energía del arco eléctricos se disipa aplicando una fuerte inyección de aire comprimido.
- De gas SF₆, la energía del arco eléctricos se disipa en Hexafloruro de Azufre o SF₆.
- De vacío, la energía del arco es disipada al mantener el estado de vapor de los materiales metálicos provenientes de los contactos.

2.3.2. Interruptores de Transelec



Ilustración 11 Interruptores en servicio

Transelec posee 693 interruptores distribuidos en sus 61 subestaciones que se encuentran a lo largo de la Zona Norte, Centro, Centro Sur y Sur. Posee interruptores con accionamiento por mecanismo de resorte, hidráulico y neumático a distintas tensiones de ruptura que varían entre los 13,2 kV a 550 kV pero la gran parte de ellos corresponde a interruptores de 220kV (53%), 110 kV (21%) , <72,5 kV(16%) , 500 kV (10%).

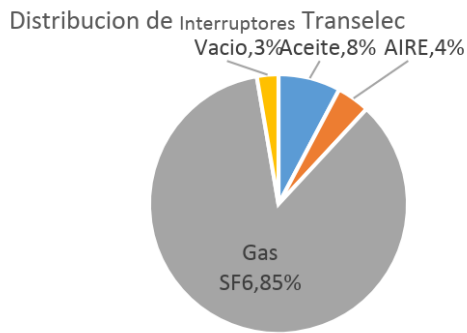
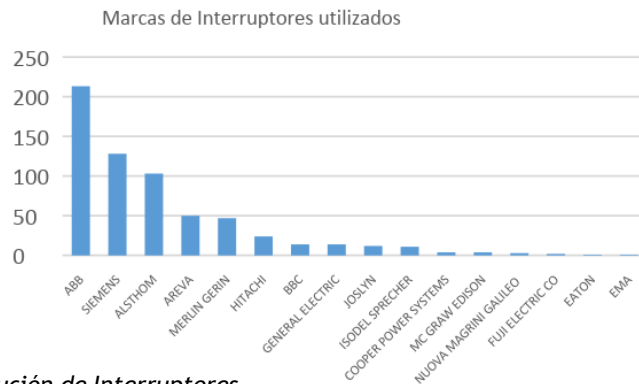


Ilustración 12 Distribución de Interruptores



El 85% de los interruptores de la empresa son de Gas SF6 y el resto se distribuyen Interruptores de Aceite (8%), Aire (4%) y de vacío (3%). Transelec tiene una fidelización hacia marcas europeas. La marca que más utiliza es ABB (32%), ALTHOM (16%) y SIEMENES (20%). El 97% de los interruptores ABB son de gas SF6, 100% de Alsthom y Siemens son SF6.

La Vice Presidencia de operaciones trabaja con programa de proyectos llamado plan quinquenal y corresponde a la planificación de trabajos en un plazo de la fecha actual a 5 años. Actualmente se trabaja con el plan 2018-2022 que tiene como objetivo reemplazar 105 interruptores. El 46% de los interruptores se cambiarán en la zona norte, el 36% en la zona sur, 11% en la zona Centro y el 7% en la zona Centro sur. El 68% de los reemplazos se debe a un reemplazo planificado, el 22% se debe a cambios por norma técnica, el 5% a problemas en el diseño y el 5% por condiciones en su vida útil.

2.3.3. Mantenimiento de interruptores de potencia.

El objetivo del mantenimiento, es el de asegurar la máxima confiabilidad, disponibilidad y rentabilidad del interruptor para que cumpla con sus funciones operativas nominales, previniendo o corrigiendo cuando sea necesario, condiciones que pueden poner en riesgo la operación del mismo, del equipo o instalación al cual está asociado, así como a los equipos e instalaciones vecinas. Este mantenimiento será efectivo cuando el equipo cumpla con los requisitos de calidad desde su selección, especificación y construcción, complementándose con una adecuada puesta en servicio. En los interruptores principalmente se realizan 3 tipos de mantenimiento: el preventivo, el correctivo y el predictivo.

Mantenimiento Preventivo

El objeto del mantenimiento preventivo es asegurar la máxima confiabilidad, disponibilidad y rentabilidad del interruptor para que cumpla con sus funciones operativas nominales, previniendo o corrigiendo cuando sea necesario, condiciones que pueden poner en riesgo la operación del mismo, del equipo o instalación al cual está asociado. Este mantenimiento será efectivo cuando el equipo cumpla con los requisitos de calidad desde su selección, especificación y construcción, complementándose con una adecuada puesta en servicio.

Mantenimiento Correctivo

Este mantenimiento no suele programarse y su principal característica es que suele presentarse cuando:

- El equipo ha estado sujeto a un mantenimiento preventivo incorrecto o faltante y por lo tanto dicho equipo pierde una o más funciones operativas que requieren restablecerse mediante la aplicación de este mantenimiento emergente.
- El equipo durante su operación fue sometido a esfuerzos que rebasaron sus capacidades nominales que originaron la pérdida de su confiabilidad o en determinado momento la falla de algún componente o función, y por lo tanto requiere se aplique una acción correctiva para restablecer su operatividad.

Mantenimiento Predictivo

También conocido como sintomático, tiene como fundamento las ventajas que pueden ofrecer los dos tipos de mantenimiento anteriores, usando el análisis y el control de inspecciones y pruebas periódicas, así como el historial de mantenimiento correctivo que se haya realizado. Este tipo de mantenimiento requiere de pruebas más avanzadas para determinar con certeza el estado del interruptor, con el fin de lograr una correcta planeación y efectuar estrictamente los trabajos de manera oportuna y garantizar el buen funcionamiento del equipo. Principalmente en un interruptor se llevan a cabo 4 pruebas:

- Resistencia de aislamiento
- Factor de potencia
- Resistencia de contactos
- Simultaneidad de contactos

Resistencia de Aislamiento

El objetivo de esta prueba es verificar el grado de humedad o deterioro de los aislamientos que conforman el interruptor. La resistencia de aislamiento se define como la resistencia (en Mega ohms) que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado. Esta prueba en este caso se le realizara a interruptores multicámara, que son aquel grupo de interruptores que están constituido de 2 o más cámaras de interrupción y este tipo de construcción de interruptores es utilizado en interruptores de SF₆, aire, gas y poco volumen de aceite.

Factor de potencia

El objetivo de la prueba es el de determinar el grado de humedad o deterioro de los aislamientos por disipación de energía (pérdidas dieléctricas). Esta prueba se recomienda para detectar contaminación, envejecimiento y degradación de los aislamientos, siendo una prueba más reveladora que la de resistencia de aislamiento.

Resistencia de contactos

Los puntos de contacto metálico entre dos superficies, a través de las cuales fluye una corriente eléctrica son muy pequeños en relación con la superficie total. Una vez cerrados los contactos después del proceso de conexión, se debe procurar que la unión se mantenga por un tiempo prolongado de cierre con una resistencia de paso lo más reducida posible, puesto que todo contacto constituye una forma de calor que limita su capacidad de carga. Esta prueba es aplicable tanto a interruptores de alta tensión como a interruptores de baja tensión, y más que nada esta prueba nos indica el estado en el que se encuentran los contactos. Los valores recomendados oscilan entre los 10 $\mu\Omega$ y los 50 $\mu\Omega$, y si los valores obtenidos en las pruebas están dentro de estos rangos, nos indica que los contactos están en buenas condiciones.

Simultaneidad de contactos

El objetivo de esta prueba es la determinación de los tiempos de operación de interruptores de potencia, en sus diferentes formas de maniobra (apertura, cierre, disparo libre, recierre), así como la verificación del sincronismo y tiempos de operación en sus polos. La prueba de simultaneidad de contactos es aplicable exclusivamente a interruptores de potencia de alta tensión en todos sus tipos y marcas.

Esto permite comprobar si esas características se mantienen durante su operación dentro de los límites establecidos por las normas correspondientes, de no ser así, se deben efectuar ajustes al interruptor para recuperar sus valores originales.

2.3.4. Inspección periódica

Este trabajo lo realiza la empresa subcontratada BOCH y Cobra, y corresponde a una exploración física que se realiza principalmente a través de la vista y realización de pruebas a sus contactos. Esta se realiza de forma periódica y dependen del grado de detalle por el que se interviene a la máquina. Existe una inspección mensual donde el grado de inspección es reducido, como también existe una intervención exhaustiva que se realiza cada 6 y 3 años, que corresponde a la inspección por condición A y B respectivamente en las cuales se miden los siguientes parámetros.

Tabla 1 Inspecciones

Inspección Mensual	Inspección Condición A	Inspección Condición B
<ul style="list-style-type: none"> ● Verificación indicadora de posición ● Inspección estado de bushing/aisladores ● Lectura cantidad de operaciones ● Inspección de conexiones de potencia ● Inspección de conexión a tierra ● Inspección de óxidos y pintura ● Inspección estado de calefacción en caja y casetas ● Lectura de presión de gas (interruptor SF6) ● Inspección estado de sellos en cajas y casetas ● Inspección estado de indicadores ● Inspección de estado flexible y ductos. ● Inspección de estado de placas características. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Medida de humedad del gas ● Medida de pureza de Gas SF6 ● Medida de productos de descomposición (SO2) ● Medida de presión de Gas SF6 ● Medida de tiempos de operación ● Medida de simultaneidad de contactos ● Medida de Resistencia de contactos ● Medida de Corriente del motor ● Medida de Resistencia de aislante del motor ● Pruebas de Desplazamiento 	<ul style="list-style-type: none"> ● Lubricación Vástago mecanismo de Accionamiento ● Inspección, Limpieza y lubricación del mecanismo de accionamiento ● Lubricación Switch Auxiliar ● Lubricación motor y Mecanismo ● Control y Ajuste de presostatos de gas ● Limpieza y aislación con paño ● Verificación de protección del motor del mecanismo

2.3.4.1. Análisis de Confiabilidad

La toma de decisiones y planes de mantenimiento se elaboran en la Gerencia de Gestión de Activos al realizar un análisis de confiabilidad en el equipo mediante los resultados obtenidos por las inspecciones previamente realizadas. Este proceso identifica que tan probable es que el equipo no falle en los próximos periodos, perfilando la condición del interruptor e identificando que tan confiable es para el servicio de protección. Dentro de este proceso se realiza un análisis crítico que identifica a los interruptores más riesgosos, lo que aporta información valiosa para que la empresa gestione los planes de mantenimiento respectivamente.

Para analizar la condición del interruptor es necesario realizar periódicamente el proceso de inspección. Tanto en la inspección mensual, por condición A y B, inspector debe viajar a cada subestación y realizar mediciones específicas a cada interruptor.

El proceso está compuesto por la secuencia lógica de las siguientes actividades:

1. Recopilación de datos
2. Tratamiento de datos
3. Construcción de KPIs y gráficos
4. Emisión de reportes de gestión del mantenimiento
5. Análisis de reportes
6. Análisis de criticidad
7. Gestión de riesgo de los activos
8. Levantar oportunidades de mejor

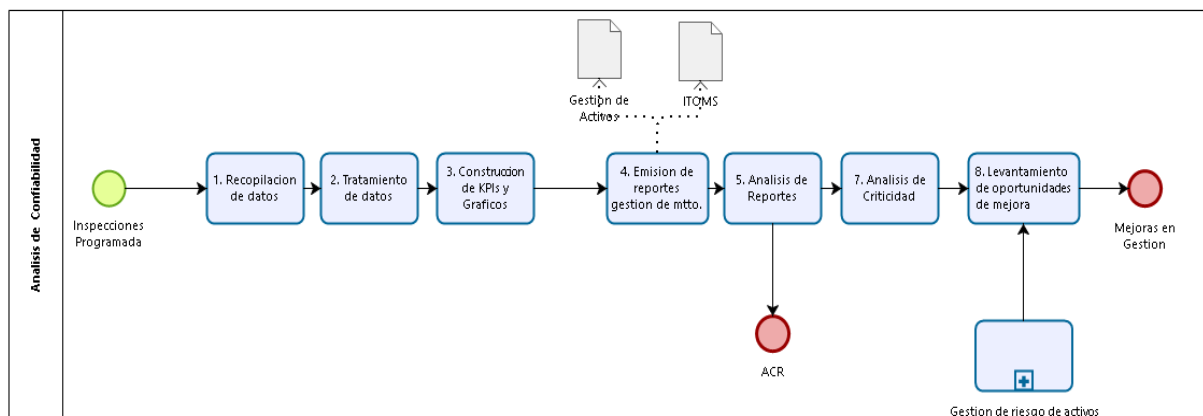


Ilustración 13 Análisis de Confiabilidad, fuente Transelec

N°	Actividad	Responsable	Descripción
1	Recopilación de datos	Ingeniero de Confiabilidad	Datos relacionados con las detenciones existentes
2	Tratamiento de datos (Ajuste de curvas)	Ingeniero de Confiabilidad	Se realiza tratamiento estadístico de los datos obtenidos de la actividad 1.
3	Construcción de KPIS y gráficos	Ingeniero de Confiabilidad	Construcción de KPIS y grafico con datos provenientes de la actividad 2.
4	Emisión de reportes de gestión del mantenimiento	Ingeniero de Confiabilidad	Creación y emisión de reportes que contienen resúmenes de KPIS y gráficos obtenidos de la etapa anterior
5	Análisis de Reportes	Ingeniero de Confiabilidad	El análisis de reportes se realiza con los resultados de la actividad 4. Contiene información de los KPIS y gráficos relacionado con la gestión de Activos de Transelec
6	Análisis de Criticidad	Responsable de Criticidad	El análisis de criticidad se realiza con los resultados de la actividad 5 y los parámetros de riesgo obtenibles del proceso de Gestión de Riesgo de Activos.
7	Levantamiento de oportunidades de mejora	Ingeniero de Confiabilidad	Con los resultados obtenidos de la actividad 6 se realiza la identificación de los interruptores críticos aquellos que presenten una oportunidad de mejora.
8	Gestión de riesgo de los activos	Jefe de Ingeniería de Mantenimiento	Se obtienen los parámetros de criticidad provenientes del proceso de Gestión de riesgo de los activos.

Tabla 2 Análisis de Confiabilidad

2.3.4.2. Recopilación de datos

La recopilación de datos es el proceso en el cual se utilizan distintas herramientas por el personal de mantenimiento para levantar información de la máquina. La persona encargada rellena un formulario con distintos parámetros establecidos por una plantilla que permite de manera organizada verificar si los parámetros del interruptor están dentro del estándar o rango aceptado. Este proceso se realiza mediante observación de los mecanismos visibles de la máquina, como el estado de óxidos y pinturas y también por la lectura de medidores en el interruptor entre otros más.

El proceso está compuesto por la secuencia lógica de las siguientes actividades:

1. Viajar a la subestación.
2. Aislar el equipo de la fuente de Alta Tensión.
3. Acordonar el área.
4. Esperar que el equipo se enfríe.
5. Revisar subsistemas.
6. Incorporar sensores de medición.
7. Registrar datos.
8. Cargar datos en software de análisis.

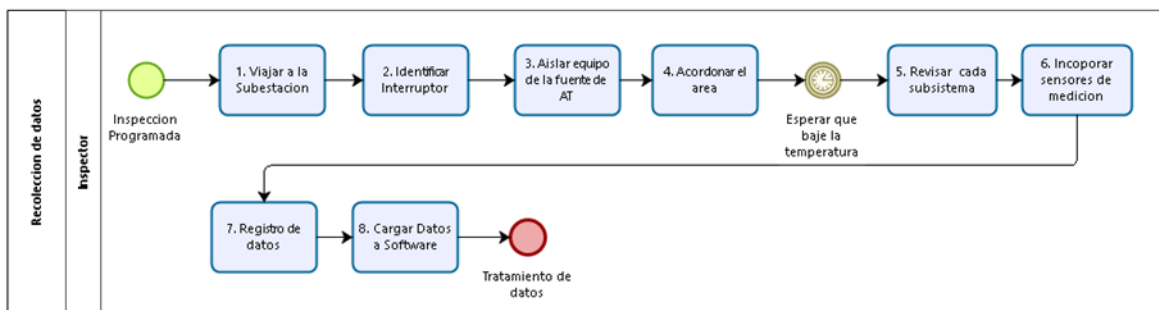


Ilustración 14 Recopilación de datos

N°	Actividad	Responsable	Descripción
1	Inspección Programada	Gerencia de Gestión de Activos	Se inicia el proceso programado
2	Viajar a la Subestación	Inspector	El encargado viaja a la subestación ya que es un servicio subcontrato
3	Aislar Equipo de fuente AT	Personal de mantenimiento	Consiste en imposibilitar la operación del equipo, aislándolo del sistema eléctrico
4	Acordonar Área	Personal de mantenimiento	Señalizar el área de trabajo, delimitando una zona para que otras personas no se acerquen.
5	Revisar cada subsistema	Inspector	El inspector realiza una prueba visual para que mida los aspectos externos del equipo.
6	Incorporar sensores de medición	Inspector	Se realizan pruebas exhaustivas en donde se interviene a la máquina para la medición de parámetros críticos.
7	Registro de datos	Inspector	Los datos obtenidos de las actividades 5 y 6 son registradas en una planilla Excel.
8	Cargar datos a software	Inspector	La información obtenida del proceso de inspección es enviada a la gerencia de gestión de activos
9	Tratamiento de datos	Gerencia de Gestión de Activos	Los datos obtenidos por el proceso son analizados en la gerencia de gestión de activos para continuar con el proceso de análisis de confiabilidad.

Tabla 3 Recopilación de datos

2.3.4.3. Análisis de Criticidad

El análisis de la criticidad (Serpa, Gondres Torne, & Lajes Choy, 2016) tiene como objetivo establecer un método para determinar la jerarquía de procesos, sistemas y equipos, permitiendo priorizar que el interruptor debe ser intervenido con urgencia.

La criticidad de los modos de fallo se evalúa en términos de la probabilidad de ocurrencia, de acuerdo a diferentes niveles. Si se conoce la frecuencia de falla y las consecuencias, se puede determinar su nivel de criticidad en un tiempo de operación específico, debido a los modos de falla con una determinada categoría de severidad. La clasificación de criticidad está dada de acuerdo con el grado de severidad.

Alta Criticidad: Fallas que pueden causar lesiones severas al personal, daños mayores propiamente dichos, o que induzcan daños al sistema que signifiquen las pérdidas significativas.

Mediana Criticidad: Fallas que pueden causar lesiones menores, daños menores propiamente dichos, o que induzcan daños menores al sistema que provoquen retrasos, pérdida de disponibilidad o degradación de la misión.

Baja Criticidad: Fallas que no causan lesiones al personal, ni daños al sistema. Aunque puedan generar actividades de mantenimiento no programado o reparaciones.

La criticidad se expresa en forma matemática de la siguiente forma:

$$\text{Criticidad} = \text{Frecuencia} \times \text{Consecuencia}$$

Donde la frecuencia se asocia al número de fallos, interrupciones o eventos que tenga el elemento o el sistema que se encuentre en el proceso de análisis, y la consecuencia se asocia al impacto y a la flexibilidad operacional, a los costos de reparación y a los impactos que tenga en la seguridad y el medio ambiente.

Para el análisis de criticidad de los interruptores de potencia de una subestación se toman en cuenta los siguientes factores: frecuencia de fallos, transferencia de potencia por medio del interruptor, el impacto a la transmisión de energía cuando ocurre un fallo, el tiempo promedio para reparar, el costo de reparación, e impacto en la seguridad personal y ambiental.

2.3.4.3.1. Indicadores para análisis de criticidad

De acuerdo con los criterios antes expuestos, los indicadores a tener en cuenta para el análisis de la criticidad en interruptores de potencia son los siguientes:

Frecuencia de fallos (FF)

La frecuencia de fallos de un interruptor es la cantidad de fallos del mismo en un período de un año.

$$f = \frac{N}{T}$$

- f: Frecuencia de fallos (fallos/año)
- N: Número total de fallos del interruptor en el período de estudio
- T: Período de estudio en años

En el caso que no existan fallos en el período analizado debido al poco tiempo de operación del interruptor, se realiza una modelación de su frecuencia de fallos mediante análisis probabilístico.

Transferencia de potencia por el interruptor (TPI)

Es el impacto que puede ocasionar un fallo del interruptor en la transmisión de energía. Representa la energía dejada de suministrar a los consumidores por concepto de falla o por mantenimiento del interruptor.

Impacto en la transmisión de energía (ITE)

Se tiene en cuenta la transferencia de flujo de carga mediante los interruptores de acuerdo con su ubicación en la subestación, y está en función de la redistribución necesaria al desconectar una línea determinada, por lo que diferentes cargas pueden quedar sin servicio, provocando pérdidas económicas por desconexiones no planificadas

Tiempo promedio para reparar (TPPR)

El tiempo promedio para reparar un equipo o sistema. Este indicador mide la efectividad para restituir el interruptor a sus condiciones normales de operación una vez que salió de servicio por falla, dentro de un período determinado. El TPPR se calcula como:

$$TPPR = \frac{\text{Tiempo total de inactividad}}{\text{numero de fallos}}$$

Costo del mantenimiento (CM)

Los costos del mantenimiento parcial de los interruptores de potencia varían principalmente con el tiempo en que se realice el mantenimiento en la subestación y por el uso de materiales específicos de acuerdo con el tipo de subestación y su ubicación.

Impacto en la seguridad personal (IS)

El impacto en la seguridad personal considera la posibilidad de la ocurrencia de eventos no deseados que ocasionen daños al personal al ocurrir un fallo, por ejemplo, en el caso de la explosión de un interruptor que afecte al personal de operación o de mantenimiento.

Probabilidad de fallo de los interruptores de la subestación (PF)

Se calcula la probabilidad (Gondres Torné, Baez Prieto, & Lajes Choy, 2013) de fallo de cada elemento mediante el Método de la Razón Promedio de Falla, que calcula la fiabilidad del interruptor modelada por la función exponencial. La cantidad de fallas como la cantidad de operaciones que el interruptor realiza bajo condiciones de cortocircuito. Por lo tanto, la tasa de falla de un interruptor está dada por la relación que existe entre la cantidad de veces que falla y la cantidad de operaciones realizadas por cada interruptor.

$$PF = \frac{\text{Cantidad de fallas catastrófica}}{\text{Cantidad de operaciones}}, \quad P(\text{Fiabilidad}) = e^{-PF \cdot t}$$

- PF: tasa de fallo
- T: tiempo en años

La fiabilidad del equipo sistema, aparato o dispositivo cumpla una determinada función bajo ciertas condiciones durante un tiempo determinado.

La tasa de fallo utilizada se basa en el análisis de 16384 (Bertling & Mikal Lindquist, 2008) interruptores entre empresas Suecas y Francesa que de 1 en 690 interruptores, lo que corresponde a hablar de una tasa = 0.00129 . Por otra parte, la probabilidad de fallo del equipo es la probabilidad inversa en que el equipo no sea fiable, es decir $P(\text{Fallar})=1-\text{Fiabilidad}$. La probabilidad de falla del equipo depende del año en puesta servicio, donde se observa del grafico “Fiabilidad” ⁴un decrecimiento en la fiabilidad llegando hasta una probabilidad de no fallar del 95% para el año 42.

⁴ Anexo

3. CAPITULO 3 BENCHMARK E INVESTIGACION DE EXPERIENCIAS EXISTOSAS

3.1. Sistema de Control en línea

El monitoreo de alta fiabilidad y diagnóstico de interruptores es visto actualmente como la solución para disminuir de forma segura los gastos de mantenimiento programados. Estos sistemas de diagnóstico son considerados como una respuesta tecnológica para alcanzar un “mantenimiento optimizado” o, en otras palabras, el mantenimiento “just on time”.

Esta idea de recolección de datos está fuertemente encarnada en las técnicas de gestión “Six-Sigma”, que extraen las mejoras prácticas del manejo de operaciones del mundo corporativo. Una técnica de monitorización efectiva es necesaria para proporcionar evaluaciones de seguimiento de las condiciones continuas, para identificar los problemas y, en algunos casos, predecir los fallos y los problemas antes de que se vuelvan críticos. Algunas de las principales características de los sistemas de monitoreo son las siguientes:

- Monitorean continuamente casi todas las condiciones del interruptor, indicando cualquier malfuncionamiento en tiempo real y solicitando -o proporcionando- información a los servicios de mantenimiento.
- Calculan la densidad del SF₆ con ayuda del algoritmo de Beattie y Bridgeman, la ley de la Física que más se aproxima a los resultados experimentales. Para esto, miden la temperatura y la presión del gas directamente en el tanque. Esto es importante, porque cuando la temperatura baja, el SF₆ se licua, y si un técnico añade más cantidad de gas, cuando empieza a hacer más calor, vuelve al estado gaseoso y se expande. Con el tiempo, este procedimiento daña los interruptores convencionales y provoca fugas que, además, resultan perjudiciales para el medioambiente.
- Registran los tiempos de operación de cierre y apertura de los interruptores de Alta Tensión. Además, es posible obtener registros de la curva de desplazamiento del contacto principal a través de transductores de movimiento (lineales o rotatorios), pudiendo conocer la velocidad de separación del contacto primario, aceleración, amortiguación, penetración, sobrecorrido, etc., permitiendo incluso detectar el deterioro en el rendimiento mecánico (como fricción, corrosión, roturas, defectos y fatiga).
- Calcula las tasas de fuga de SF₆ para enviar un aviso de alarma al bloquearse los niveles estándar.

- Pueden monitorear la mezcla de gases (SF6/N2, por ejemplo) a lo largo del tiempo y avisar si la mezcla deja de estar en la proporción requerida.
- Son capaces de medir el desgaste eléctrico de los contactos principales, gracias al registro de las corrientes de maniobra durante las operaciones de interrupción. Además, es posible ajustar los planes de mantenimiento en función del número de operaciones de corte y de las corrientes de interrupción.

Un desarrollo significativo en los dispositivos de monitoreo se produjo luego de la publicación del IEC-61850, logrando un estándar de comunicación y almacenamiento de datos. Actualmente se pueden utilizar conexiones TCP/IP y LAN en combinación con la Web, haciendo de las comunicaciones la función más importante de los sistemas de monitoreo.

En conclusión, los actuales sistemas de monitoreo para interruptores de alta tensión hacen mucho más que monitorear, pues calculan, analizan, diagnostican y envían información a los usuarios -dondequiera que estén- tan pronto como se produce una desviación de los parámetros de funcionamiento.

Además de la densidad del gas, controlan eficazmente una serie de funciones críticas, como los tiempos de apertura y cierre, tiempos de duración del arco eléctrico, el desgaste de los contactos primarios y las corrientes que se producen durante la conmutación.

Toda esta información puede canalizarse eficientemente para ajustar los planes y programas de mantenimiento, a fin de reducir los tiempos de indisponibilidad por fallas o paradas por mantenimiento preventivo o correctivo, además de disminuir eficientemente los costos operacionales de los interruptores de alta tensión, aumentando la confiabilidad y prolongando la vida útil de los equipos.

3.1.1. Experiencia de empresas por sistema de monitoreo



Este caso de estudio es uno de los primeros en aplicar monitoreo por condición, y muestra como el sistema se ha desarrollado durante el tiempo.

¿Cuál era la situación antes?

Edenor distribuye electricidad en forma exclusiva en la zona norte de la ciudad de Buenos Aires. Es la mayor distribuidora de electricidad de Argentina en términos de número de clientes y electricidad vendida.

Tras la privatización de la compañía en 1992, se han impuesto normas de calidad específicas con respecto a la calidad del producto (electricidad) y la entrega de este, es decir, en términos de interrupciones de suministro y las interrupciones planificadas.

La práctica común de la empresa era realizar mantenimientos periódicos sin ningún tipo de monitoreo instalado. En el caso de Edenor esto significaba realizar trabajos convencionales para el mantenimiento el que ha contado con recursos restringido en personal lo que generaba dificultades en la organización y planificación de mantenimiento de interruptores.

¿Cuáles fueron los problemas que hicieron necesaria la actuación del Estudio? ¿Como fueron resueltos por monitoreo en línea?

1. Existían fallas debido a que los trabajos de mantenimiento no se realizaban en su debido tiempo debido a falta de recursos. Por lo mismo, la compañía tenía la necesidad de centrar el trabajo de mantenimiento en los interruptores que necesitasen atención de manera urgente.
2. Económicamente, Edenor debía reducir costos. Las subestaciones están controladas por sistemas remotos, con poco personal en la subestación. Por lo tanto, no había manera de incluir el mantenimiento en la programación diaria de la subestación ya que el personal de mantenimiento debía viajar a cada sitio cuando fuese programado. Esto se debe a que las actividades de mantenimiento convencional implican sistemáticamente la inspección en sitio.

Es por esto que el monitoreo se percibe como la forma más eficiente para reducir el tiempo de mantenimiento en la subestación. A medida que el sistema de monitoreo mantiene registro de la vida operativa del interruptor (Características de la última operación del interruptor, valores del tiempo de operación y número de operaciones máximas antes del mantenimiento) es posible identificar interruptores críticos que necesiten mantenimiento y posponer trabajos que no fuesen prioritarios.

Actualmente Edenor ha comenzado una estrategia de seguimiento para todos sus equipos en la subestación, no solo interruptores (seccionadores, descargadores de sobre tensión, transformadores) con el fin de correlacionar diferentes fuentes de información y disminuir el costo marginal en el procesamiento de datos.

Este proyecto también avanza en paralelo con la puesta a punto de un sistema de información único, basado en el protocolo IEC 61850.

Edenor posee cerca de 600 interruptores, la gran mayoría de 145 kV, situada hasta 300 km desde el centro de control más cercano. Las primeras implementaciones se realizaron con los sistemas de control existentes (utilizando los enlaces de comunicaciones propietarias) a través de ETHERNET, utilizando "GATE WAYS" que transforman el flujo de datos en protocolos TCP/IP⁵. Por lo tanto, el acceso a los datos es transparentes para aquellos clientes que utilizan herramientas web.

¿Cuál fue el beneficio?

Permite obtener los siguientes datos.

- Densidad de Gas SF6, presión y temperatura.
- Recorrido Mecánico, tiempo de funcionamiento, contador de operaciones
- Monitoreo de los contactos.

Hasta el momento, el sistema solo se ha utilizado para la visualización de los datos, además ya que los interruptores automáticos fueron instalados en 2003, están prácticamente nuevos por lo que no han presentado fallas y se espera que los beneficios se muestren en más tiempo.

⁵ Protocolo de control de transmisión (en inglés Transmission Control Protocol o TCP), es uno de los protocolos fundamentales en Internet. TCP es usado en gran parte de las comunicaciones de datos

Los beneficios esperados de la compañía incluyen:

- Posible extensión de la vida útil del interruptor.
- Una mejor comprensión de las fallas de los mecanismos
- Evitar fallas mayores por la interrupción del servicio de la máquina.

¿Cuáles fueron los principales costos?

El costo principal fue la compra del equipo de monitoreo y su instalación, como también el enlace de comunicación entre las estaciones y el centro de control.

La estimación de costos y beneficios esperados no se encuentra disponible, sin embargo, la compañía está convencida de que al final habrá beneficios sobre los costos. Actualmente se ha implementado en EDENOR las siguientes acciones de monitoreo On Line, en el ámbito de transmisión, en donde se busca observar las condiciones de todos los parámetros críticos de todo equipo cuya falla implicaría interrupción de servicio y/o indisponibilidad.

- Interruptores AT: monitoreo de 5 interruptores de 132kV en servicio, y 4 en 220kV
- Transformadores de potencia: sistema de monitoreo de desarrollo local en prueba de marcha industrial, más equipos de monitoreo de gases.
- Vanos AT: controladores vano en servicio en 3 subestaciones y con monitoreo desde PC.
- Seccionadores AT: sistema de monitoreo de desarrollo local. • Celdas MT: controladores vano de desarrollo local en servicio en 20 subestaciones (45 secciones, 20 con monitoreo desde PC).
- Baterías 200Vcc: 11 monitores de baterías en servicio (4 con monitoreo desde PC).
- Rectificadores: 5 equipos de monitoreo en servicio, con monitoreo desde PC .
- Sistema de Lectura Remota de Protecciones (SLRP): Monitoreo y Lectura remota de 1900 protecciones eléctricas en servicio (de un total de más de 3000) adquiriendo registros de Eventos, Estados, Medidas y Alarmas de protecciones de distintos fabricantes y con diferentes protocolos de comunicación. Generación de Alarmas , Loggers de eventos, SMS y Mails dirigidos a los responsables de Mantenimiento e Ingeniería.

- Centro de Control Protecciones (CCP): Monitoreo, administración, mantenimiento de equipos y software de soporte al SLRP. Desarrollo local de interfaces de comunicación especiales para cada relé. Generación de Base de Datos de Medidas (tiempo real) de cada relé y de Fallas; accesible desde cualquier explorador web.

Para definir los canales de comunicación se desarrolló un acceso amplio por parte de todos los usuarios a través de la red de comunicación interna de Edenor, vía Ethernet conexión TCP/IP.

“SIMIS” es un sistema de visualización remota, vía Intranet Corporativa, de múltiples dispositivos de monitoreo activo instalados y en servicio en subestaciones de Alta Tensión de Edenor S.A., que ha sido diseñado en la Gerencia de Ingeniería e Inversiones con personal propio (el cual tiene a cargo, además, otras tareas técnicas y de gestión en la Subgerencia Equipamiento y Diseño Inst. AT), y desarrollando proveedores a nivel nacional e internacional.

El SIMIS es independiente del Sistema de Telecontrol y se ocupa solamente de funciones de monitoreo. A diferencia de otros softwares SCADA comerciales no requiere de la instalación de ningún software propietario en la PC del usuario del sistema (en general oficinas de ingeniería de mantenimiento, operación o ingeniería de equipamiento), no requiere el uso de permisos especiales ni contraseñas (ya que no opera equipos ni permite cambios de configuraciones en forma remota), permitiendo un acceso libre y sin restricciones. Sólo requiere que el usuario tenga instalado en su PC el explorador comercial de internet y el programa asociado que permita “predecir” el comportamiento del parámetro elegido.

La mayoría de los proveedores de sistemas de monitoreo ofrecen soluciones complejas que requieren de Servers con protocolos propietarios y accesos físicamente limitados. Por otra parte el sistema de seguridad informática de Edenor y los requisitos impuestos al Software por parte de los proveedores más importantes hacen dificultoso el acceso a la información. Estos factores actúan como limitantes al proceso en marcha y actualmente se está analizando la manera de resolverlos.

Conclusiones

La implementación del “SIMIS” y todos los sistemas de monitoreo asociados, se han convertido en un éxito, no solo por la posibilidad de “ver” a distancia los equipos y predecir el comportamiento de algunos de sus parámetros críticos, sino por el costo sustancialmente reducido de su implementación

3.2. Benchmarking de proveedores

Existen varios proveedores que construyen medidores y sistemas de monitoreo para interruptores, es necesario fijarse en que equipos son compatibles con los interruptores de la empresa y que datos son capaces de medir. En la medida que más datos puedan obtenerse, se podrán evitar ciertas tareas innecesarias al realizar la inspección mensual y por condición A o B. Dado que la gran parte de los interruptores son de la marca ABB, SIEMENS y ALTOM se investigó sobre estas marcas particularmente. Los equipos de monitoreo que ofrecen estas marcas se presentan en el siguiente cuadro.

Proveedor	Modelo
ABB	CBS-F6
Alstom	CBWatch3
Siemens	SOLM01
Dynamic Ratings. Comulsa	Transmisor multi-parametro DPT145 para gas SF6

Tabla 4 Proveedores



El CBS-F6 es una máquina de monitoreo de la marca ABB que supervisa estrictamente la densidad del gas y alarmará si se encuentra fuera de rango normal. El monitor está diseñado para adaptarse a interruptores de tanques muerto, tanques vivos y módulos híbridos.

Los sensores de presión de gas pueden soportar un rango de 0 a 150 PSIG. CBS-F6 mide la densidad del gas SF6 y proporciona información en las tasas de fuga y tendencias de gas. Monitorea los estados de gas y suministra datos de presión y por temperatura ya sea de forma inalámbrica o a una ubicación remota.

La unidad está alojada en un gabinete NEMA-1 y consta de un módulo con microprocesador de hasta seis sensores, un módem opcional y usa el software existente y probado de CBS. El software de interfaz Insight™ permite que un cliente acceda el dispositivo para descargar información y cambiar el punto de ajuste valores. Provee de una solución inalámbrica llamada Asset Insight está disponible opcionalmente para proporcionar acceso basado en web al CBS-F6.

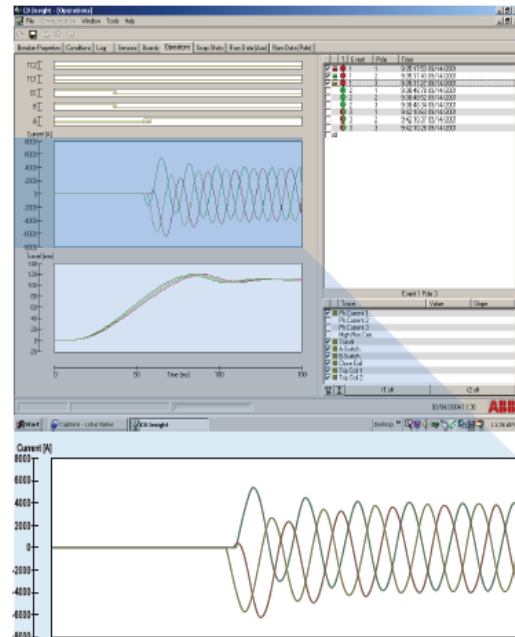


CB

Ilustración 15 CBS ABB

CBS Insign de ABB

Es un programa de software fácil de usar utilizado para la comunicación con CBS de ABB a través del puerto RS-232 incorporado. Se utiliza para recibir datos de la CBS y mostrarlos de forma clara. Sus potentes funciones permiten la visualización tabular, el trazado, el seguimiento y el análisis posterior de los datos recibidos. Un registro detallado muestra las operaciones, alarmas, cambios de la entrada de sensores y la intervención del usuario. La comunicación se puede abrir a través de la conexión directa por cable o vía módem. Se puede configurar un número ilimitado de conexiones para una marcación eficiente y la conmutación de puertos. Los datos se pueden guardar en archivos y luego recuperarse al buscar en las carpetas archivos usando la característica de primera mano.



de

en

de

Ilustración 16 CBS Insign

SIEMENS

El sistema de supervisión online de Siemens SOLM01 vigila el estado del interruptor de potencia mediante sensores. El SOLM01 registra eventos, mide valores momentáneos y otros parámetros externos y los compara con los valores de referencia especificados. El aparato puede informar al servicio automáticamente sobre desviaciones o indicios de desgaste y calcula las tendencias para el servicio posterior.

Optimiza los trabajos de servicio con respecto a mantenimiento y prevenciones. Los valores medidos son registrados continuamente y archivados en una base de datos en el servidor Oracle. El acceso a los datos es posible mediante un navegador web vía Intranet/Internet por un número ilimitado de usuarios autorizados con diferentes derechos de acceso. Los mensajes de alarma también se pueden enviar directamente al sistema SCADA.



Ilustración 17 SOLM01 SIEMENS

I-CON CBM de SIEMENES

i-CON cubre todos los elementos de monitoreo esenciales para interruptores GIS y AIS integrados en una plataforma de software que ofrece total flexibilidad al cliente.

Cada paquete i-Con es modular por diseño y se puede extender fácilmente, lo que se logra al concentrar los datos del sensor en la Unidad Nodo. Este diseño permite una conexión de comunicación muy simple para transmitir todos los datos de la bahía a lo largo de una sola fibra al cubículo de control del sistema / HMI donde se puede acceder a los datos y donde se generan se generan alarmas de manera automática.

La plataforma de software integrada permite la integración de otros activos de subestaciones, como transformadores, cables y titulares. Esta plataforma común forma la base del monitoreo de condición de subestaciones integradas de Siemens (ISCM®).

El HMI⁶ no solo proporciona una visión general rápida y fácil de usar, sino que también incorpora potentes opciones para realizar la investigación detallada gracias a la observación de análisis de tendencias, informes automatizados y localización de defectos.



El CBWatch3 de Alstom registra información usando sensores no invasivos y realiza monitoreo local en tiempo real de los parámetros operacionales adjuntos a las funciones clave del interruptor. Busca violaciones de umbral, advierte de cualquier cambio significativo en el funcionamiento rendimiento y reúne una evaluación de la condición general del interruptor. El CBWatch3 también destaca la necesidad de cualquier mantenimiento mecánico o sustitución de contacto de arco, eliminando las pruebas anuales y las revisiones de intervalos fijos y, en cambio, permite un costo más efectivo y menos enfoque de mantenimiento basado en la condición reactiva. Con un escrutinio mundial del uso de gas SF₆, mayores requisitos de información ambiental e incluso posibles sanciones, la detección temprana y precisa de pequeñas fugas de gas es esencial. La última generación de EMC sensores de gas digitales resistentes se utilizan para proporcionar seguimiento de fugas hasta 0.1% por año y para pronosticar rellenar las necesidades antes de alcanzar niveles de umbral y afectar la operación.



Ilustración 18 CBWatch GE

⁶ "interfaz humano-máquina" (HMI),



Dynamic Ratings construye sistemas de monitoreo en línea de los interruptores de poder y densidad del gas SF6. La empresa Comulsa en Chile integra los servicios de Dynamic ratings mediante la incorporación de sensores de la marca Vaisala . El transmisor multiparamétrico Vaisala DPT145 para SF6 Gas es una innovación que permite la medición en línea del punto de rocío, la presión y la temperatura. También calcula otros cuatro valores, incluida la densidad SF6. El DPT145 es especialmente adecuado para la integración en sistemas OEM.



Ilustración 19 Sensor Vaisala

Permite seguir las tendencias del gas a través de un sistema de recolección de datos. El monitoreo es respetuoso con el medio ambiente porque no hay necesidad de muestreo: no se libera gas SF6 a la atmósfera.

Parámetros medidos: punto de rocío, presión, temperatura

Parámetros calculados: densidad SF6, presión normalizada, punto de rocío a presión atmosférica. Salida digital RS-485 con MODBUS

3.2.1. Comparación de modelos

Los modelos identificados son capaces de medir los parámetros de desgaste del interruptor, la integridad del sistema de fuga, sistemas mecánicos, condición de la bobina de disparo, sistema de carga del mecanismo y sistema de calefacción del armario de control. Se construyó una tabla que compara los modelos con el objetivo de diferenciar cuales son capaces de reducir tareas del proceso de inspección.

Tabla 2 Comparación de Modelos, Fuente Propia

	Parametros	ABB CBS	SIEMENS SOLMO	GE CBWATCH	VAISALA DPT 145
Desgaste del interruptor	Corrientes actuales	x	x		
	Duración del arco	x			
	Contactos de viaje	x			
Integridad del sistema y tasa de fuga	Densidad Gas SF6	x	x	x	x
	Presión	x	x	x	x
	Temperatura	x	x	x	x
Sistemas Mecánicos	Tiempos de operación	x			
	Tensión de alimentación al motor de carga.	x	x		
	Tiempo de energización de la bobina	x			
	Posición de contacto auxiliar	x			
	Fricción			x	
	Corrosión			x	
	Fatiga de primavera			x	
Fallos de amortiguación			x		
Condición de bobina de disparo	Impedancia de la bobina	x	x		
	Continuidad de la bobina	x	x		
Estado del sistema de carga del mecanismo	Tensión de alimentación del motor	x	x		
	Número de arranques del motor	x			
	Tiempo de carga	x			
Sistema de calefacción del armario de control	Corriente del calentador	x			
	continuidad del calentador	x			

Para el sistema de integridad del sistema y tasas de fugas, todos los modelos identificados son capaces de medir la densidad del gas, presión y su temperatura.

Para los sistemas mecánicos el modelo de ABB puede medir los tiempos de operación y tensión de alimentación al motor de carga mientras que el modelo de Siemens solo mide la tensión del motor de carga.

Para la medición del sistema de carga del mecanismo, el modelo de ABB y SIEMENS miden la tensión de alimentación del motor. Finalmente, el único modelo capaz de medir los parámetros del sistema de calefacción del armario de control es el modelo ABB.

Pruebas que miden los equipos para inspección mensual

	ABB	SIEMENS	ALSTOM	VAISALA
Verificación indicador de posición				
Inspección estado de bushing/aisladores				
Lectura cantidad de operaciones				
Inspección de conexiones de potencia				
Inspección de conexión a tierra				
Inspección de óxidos y pintura				
Inspección estado de calefacción en caja y cassetas				
Lectura de presión de gas (interruptor SF6)	1	1	1	1
Inspección estado de sellos en cajas y cassetas				
Inspección estado de indicadores				
Inspección de estado flexible y ductos.				
Inspección de estado de placas características.				

Tabla 5 Inspección Mensual

De 11 pruebas para la inspección mensual, solo es posible reducir la tarea de lectura de presión del gas.

Pruebas que miden los equipos para inspección por condición A

Para la inspección por condición A es posible evitar que se realicen 5 de 10 pruebas utilizando el equipo de ABB, 4 con el de SIEMENS y en el caso de ALSTOM y VAISALA solo 3 pruebas. Estas corresponden a humedad del gas, la pureza del gas, la presión, los tiempos de operación y medida de corriente.

	ABB	SIEMENS	ALSTOM	VAISALA
Medida de humedad del gas	1	1	1	1
Medida de pureza de Gas SF6	1	1	1	1
Medida de productos de descomposición (SO2)				
Medida de presión de Gas SF6	1	1	1	1
Medida de tiempos de operación	1			
Medida de simultaneidad de contactos				
Medida de Resistencia de contactos				
Medida de Corriente del motor	1	1		
Medida de Resistencia de aislante del motor				
Pruebas de Desplazamiento				

Tabla 6 Inspección Condición A

Ahorro por Inspección

Los contratos por la empresa subcontratada no especifican el costo específico de cada actividad por lo que se toma como supuesto que el ahorro es proporcional para cada tarea que se evita por la incorporación de cada equipo. Es decir, se ahorra en costos por inspección mensual y por condición A, en las siguientes proporciones.

Inspección Mensual				Inspección A			
ABB	SIEMENS	ALSTOM	VAISALA	ABB	SIEMENS	ALSTOM	VAISALA
9%	9%	9%	9%	50%	40%	30%	30%

3.3. Propuesta de rediseño proceso de recolección de datos mediante sistema de control en línea

Funciones del sistema de monitoreo

Corresponde a un sistema de información, que permite visualizar y analizar variables del equipo, con el objetivo de observar en todo momento el desempeño del equipo en distintos estados de operación.

Como se mencionó al inicio de este trabajo, uno de los objetivos es evaluar la incorporación de un sistema de monitoreo que permita a la empresa tomar muestras de la máquina de manera automatizada para el proceso de recopilación de datos, proponiendo un rediseño para esta tarea.

En este rediseño se reducen varias tareas del trabajo del inspector, en el cual todo se traduce a la medición continua y envío de datos de estos para su posterior tratamiento.

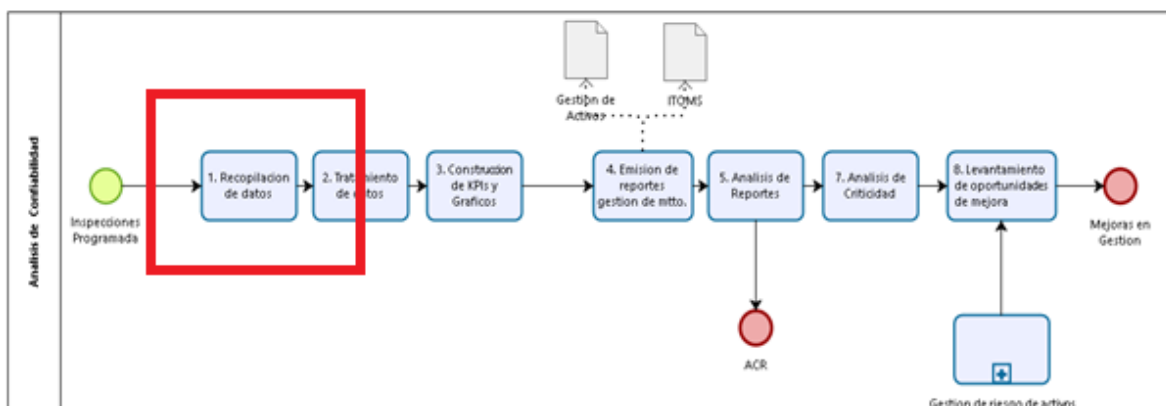


Ilustración 20 Rediseño Análisis de Confiabilidad

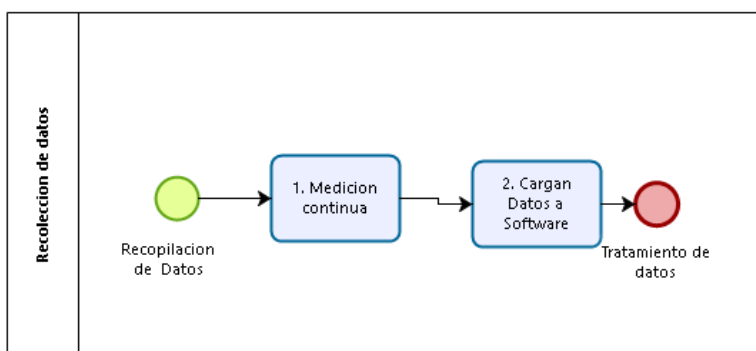


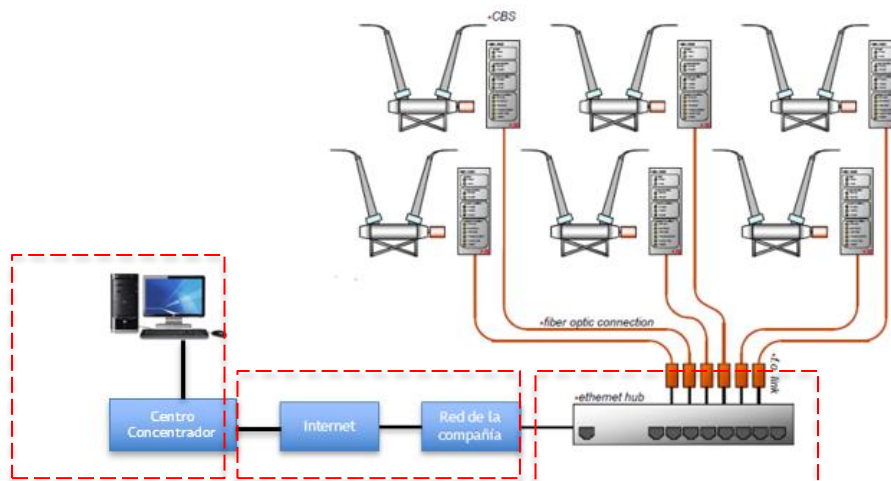
Ilustración 21 Rediseño Recopilación de datos

3.3.1 Arquitectura del sistema de monitoreo

El sistema de monitoreo tendrá una arquitectura básica con un centro concentrador de información y una red de sistemas dispersos para recopilación y procesamiento de mediciones en una subestación. Dado lo anterior, la estructura básica podrá representarse a través de:

1. Una red de sistemas distribuidos de recolección y procesamiento de mediciones en la subestación.
2. Sistema de comunicaciones que transmitirán las mediciones a un centro concentrador.
3. Un centro concentrador de información donde se almacena y procesa la información recibida.

Arquitectura



Red de sistemas distribuidos

Se propone conectar los equipos de monitoreo a un ethernet hub mediante conexión por fibra óptica, ya que permite enviar gran cantidad de datos superiores a las de un cable de cobre convencional. Son el medio de transmisión más avanzado, al ser inmune a las interferencias electromagnéticas y también se utilizan para redes locales donde se necesite aprovechar las ventajas de la fibra óptica sobre otros medios de transmisión. El Ethernet HUB es el dispositivo que permite centralizar el cableado de la red para luego poder ampliarla a la red de la compañía. Este dispositivo estará en la subestación donde se encuentre el interruptor y trabaja (Comer, 2000) en la capa física (capa 1) del modelo OSI o la capa de acceso al medio en el modelo TCP/IP⁷. Esto significa que dicho dispositivo recibe una señal y repite esta señal emitiéndola por sus diferentes puertos (repetidor).

⁷ Conjunto de normas para formatos de mensaje y procedimientos que permiten a las máquinas y los programas intercambiar información

Sistemas de comunicación

Para realizar el transporte de la información desde la subestación al centro concentrador, se propone realizarlo utilizando un Protocolo Modbus TCP. MODBUS es usada para la supervisión y control de equipos de automatización. Específicamente el protocolo define el uso de mensajes MODBUS en internet usando los protocolos TCP/IP. Permite el control de una red de dispositivos y comunicar los resultados a un ordenador en el centro concentrador.

Centro Concentrador

El Centro Concentrador de Información estará físicamente en las instalaciones de Orinoco 90, en la comuna de Las Condes en Santiago. Estará conformado por uno o más servidores que cuenten con sistemas de almacenamiento de la información y que permitan recibir los registros enviados desde los sistemas de adquisición local a través de los enlaces de comunicación y almacenarlos para su inmediato o posterior procesamiento.

Para el acceso a la información histórica almacenada, así como para el procesamiento, análisis y visualización de las distintas funciones, se deberán implementar las interfaces y software adecuados para cada aplicación.

Software de análisis

El software de análisis brinda la posibilidad de contar con un solo programa para lograr la adquisición, procesamiento, cálculos, visualización, almacenamiento de datos medidos mediante manejo de base de datos. Dicho software permite controlar el sistema completo a través de navegadores de Internet y observar la condición del interruptor de manera remota desde cualquier lugar del planeta.

4. CAPITULO 4 EVALUACION ECONOMICA

Esta sección tiene el objetivo de apoyar al dueño del equipo en la toma de una decisión que justifique la implementación de un sistema de monitoreo basado en el análisis económico.

El análisis económico (Committee, 2000) debiese considerar costos directos e indirectos y sus beneficios. La herramienta utilizada es una hoja cálculo que tiene el objetivo de ilustrar matemáticamente la sensibilidad de la propuesta mediante la utilización del indicador Costo Anual Equivalente (CAE).

Los costos involucrados son por inspección, mantenimiento y reparación por fallas en los equipos de la subestación. El objetivo del monitoreo y diagnóstico es reducir costos por inspección y por reparación de fallas inesperadas. Será necesario revisar a lo largo del tiempo los beneficios que se pretenden alcanzar con los beneficios realmente logrados y costos incurridos. El costo del monitoreo debe estar relacionado con el costo del equipo y su importancia. Es importante reconocer que este análisis corresponde a un ejemplo ilustrativo basado en parámetros aproximados y en suposiciones.

La situación actual permite dictar valores, identificar costos y cuantificar riesgos, pero es importante recalcar que la tecnología específica de cada interruptor puede restringir o ampliar las oportunidades para realizar monitoreo en línea.

El análisis incluye lo siguiente:

Tabla 7 Costos de Implementación

Costos existentes	Costos reducidos	Costos aumentados	Beneficios
Por inspección, operación, mantenimiento, restauración por fallas causados por la inspección del equipo y fallas antes de la implementación del sistema de monitoreo	Por inspección, operación, mantenimiento, costos causados por la inspección del equipo, mantenimiento y fallas causadas por la implementación del sistema de monitoreo.	Por inspección, operación, mantenimiento, restauración y fallas por la implementación del sistema de monitoreo. Mantenimiento del sistema de monitoreo y falsas alarmas, costos por instalación, costos por analizar la información, facilidades de comunicaciones y aumentos por la capacitación para los trabajadores que instalan, dan servicio, mantienen y usan el sistema de monitoreo.	Beneficios por una mejor operación y mayor utilización de los equipos un tiempo más apropiado y un mayor grado de mantenimiento, el conocimiento de la condición de una población de equipos desde el monitoreo y la condición individual del equipo, una mayor seguridad adyacente a los equipos con condiciones concretas, una menor exposición al riesgo y una mejor protección ambiental.

Para evaluar el beneficio se debe conocer la siguiente información sobre las circunstancias sin y con monitoreo.

1. *TF : Tasa de fallas (#fallas / componente / año)*
2. *CR : Costo de reparación por falla catastrófica*
3. *CA: Costos por Inspección A*
4. *CB: Costos por Inspección B*
5. *CM: Costos por Inspección Mensual*
6. *CEM: Costo de Instalación Equipo de Monitoreo.*
7. *CMSM: Costo de mantenimiento sistema de monitoreo.*
8. *Vida útil: periodos a evaluar.*

Las ratios presentadas se expresan en valores anuales. Los costos pueden cambiar de año en año debido a que la tendencia de fallas puede variar dependiendo de los mantenimientos realizados. El costo por fallas se presenta en peso chileno \$ CLP y se modela de la siguiente manera:

$$C_{\text{Interrupción}} = CM+CA+CB+CR +CEM+CMSM$$

Los costos totales por fallas se pueden calcular por el tipo de interruptor como:

$$C_{\text{Total}} = C_{\text{Interrupción}} \times (\text{Número de interruptores por cada tipo})$$

Los posibles beneficios implícitos que no son posibles de cuantificar económicamente se enumeran a continuación.

- Rendimiento mejorado en la entrega de servicios eléctricos.
- Conocimiento y capacidad para retirar el servicio de equipos de forma planificada.
- Conocimiento y capacidad para tomar decisiones de reemplazo basadas en el tiempo y la duración del corte, la coordinación con los clientes y otras partes del sistema de energía y la entrega de componentes o equipos de reemplazo adecuados.
- Conocimiento y capacidad para aumentar los servicios efectivos de equipos en forma planificada a corto y largo plazo.
-

La tabla 3 ilustra algunos costos involucrados en las inspección, mantenimiento y fallas en el trabajo en de equipos. A pesar de que depende de cada situación, esta lista entrega una guía que muestra la proporción de costos para cada actividad. Identificando la totalidad de costos de mantenimiento es vital para identificar cuánto dinero estará disponible para el monitoreo por condición en línea.

Tabla 3 Costos de Mantenimiento

Costos de Inspección	Costos de Mantenimiento	Costos por resolver Fallas
Tiempos de viaje	Tiempos de viaje	Tiempos de viaje
Servicios de Contratista	Servicios de Contratista	Servicios de Contratista
Reportar e ingresar datos	Reportar e ingresar datos	Reportar e ingresar datos
Análisis de resultados	Análisis de resultados	Análisis de resultados
Apoyo de personal administrativo	Apoyo de personal administrativo	Apoyo de personal administrativo
Apoyo técnico y gestión de la actividad de inspección; los gastos generales de recursos corporativos y de carga asociados con la función de inspección	Apoyo técnico y gestión de la actividad de inspección; los gastos generales de recursos corporativos y de carga asociados con la función de inspección	Apoyo técnico y gestión de la actividad de inspección; los gastos generales de recursos corporativos y de carga asociados con la función de inspección
Vehículos, materiales, suministros, maquinaria, y la instrumentación	Vehículos, materiales, suministros, maquinaria, y la instrumentación	Vehículos, materiales, suministros, maquinaria, y la instrumentación
	Piezas de repuesto	Piezas de repuesto
	Gestión de repuestos, compras, almacenaje, entrega, intereses	Gestión de repuestos, compras, almacenaje, entrega, intereses
	(Hacer T) Preparación de horarios de interrupción del sistema y emisión de pedidos para permiso de trabajo / mantenimiento	(HacerT) Preparación de horarios de interrupción del sistema y emisión de pedidos para permiso de trabajo / mantenimiento
	Interrupción del sistema, esfuerzo, instalación salida de los trabajadores	Interrupción del sistema, esfuerzo, instalación salida de los trabajadores
	Costos por corte, perdidas por ingresos	Costos por corte, perdidas por ingresos
		Daños por equipos, daños por instalaciones adyacentes y reconstrucciones
		Cortes por costos (perdidas por ingresos, costos de suministro de energía al cliente, etc)
	Costo de entrada y salida el equipo averiado	

Los siguientes valores se solicitaron de la Gerencia de Gestión de Activos y corresponden a un promedio de los costos por subestaciones distribuidos por zona, es decir el tanto el costo por inspección A y B es el promedio del costo para las zonas Norte, Centro, Centro Sur y Sur.

El costo por falla catastrófica corresponde al reemplazo total del equipo, considerando no solo la inversión del equipo si no que los costos por la puesta en servicio e instalación ofrecida por la empresa que realiza el trabajo. Este costo utilizado corresponde a un promedio de los costos para reemplazo de interruptores para el plan quinquenal 2018-2022. El resumen de los costos antes mencionados, se encuentran resumidos en la siguiente tabla.

Tabla 8 tipo de costo

Tipo de Costo	Costo en CLP
Costos Inspección Condición A 6 años	\$ 1.119.222
Costos Inspección Condición B 3 años	\$ 1.081.999
Costo por Falla Catastrófica Inesperada	\$139.969.611

La instalación y costo del equipo de monitoreo corresponde a una aproximación basados en la cotización que se hizo de la empresa Comulsa, que incluye costos por instalación y puesta en servicio de los equipos de marca Vaisala.

Por inconvenientes, no fue posible realizar una cotización de las marcas ABB, SIEMENS y ALSTOM, por lo que trabajó como supuesto que el costo de un sistema completo para el equipo de monitoreo para interruptor corresponde a un 25% del costo de equipo⁸. El costo de un interruptor de 220 kv es aproximadamente 60 millones de pesos, por lo que para la cotización de equipos ABB, SIEMENS y ALSTOM se considerara como un cuarto de este valor.

Tabla 9 Equipos de monitoreo

Monitor	Mensual	Inspeccion A
ABB	9%	50%
SIEMENS	9%	40%
ALSTOM	9%	30%
VAISALA	9%	30%

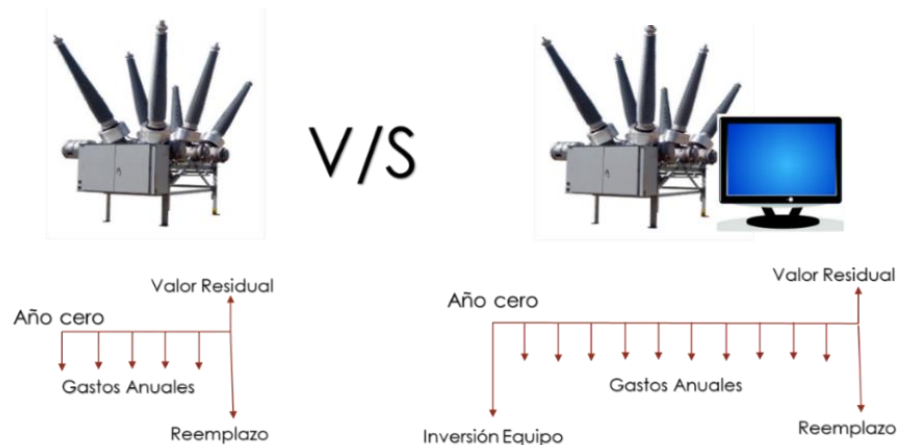
Para la evaluación económica, se realizará un análisis para dos casos. El primero es un análisis de sensibilidad con los supuestos antes propuestos, y el segundo caso es calcular el valor mínimo de inversión del sistema de monitoreo para que los costos operacionales sean nulos, es decir es el escenario básico para que exista un ahorro en costos. Este dato permitirá en un futuro próximo, conocer un precio base al que la empresa pueda negociar con los proveedores.

⁸ Supuesto validado y propuesto por la gerencia de gestión de activos, basado en los costos de un sistema de monitoreo para transformadores de potencia.

4.1. Evaluación económica

La disyuntiva es reemplazar el interruptor o invertir en un sistema de monitoreo en línea que extienda la vida útil del interruptor evitando el reemplazo anticipado. La extensión de la vida útil por monitoreo no excluye la posibilidad de que este falle de manera inesperada, por lo que se evaluaron 10 escenarios considerando la posibilidad de reemplazar el interruptor entre el año 32 y 41 desde su puesta en servicio.

Ilustración 22 Comparación de equipos.



Para evaluar el CAE, se comparan 2 escenarios, el primero corresponde a un escenario base que contiene todos los costos explicado en el capítulo anterior y se comparará con el escenario en donde se instala el equipo de monitoreo de las marcas cotizadas, con el supuesto que este no solo reducirá sus costos si no también extenderá (Leiva, 2015) su vida útil de 42 a "X" años más .

El costo anual equivalente de un proyecto de inversión no es otra cosa que sus costos futuros traídos a valor presente. Como se mencionó en el capítulo anterior, la herramienta utilizada es el CAE, que se calcula de la siguiente forma:

1. Se debe calcular todos los costos del proyecto y llevarlos a su equivalente anual.

$$CNVP = \sum_{t=1}^n \frac{C_{totales}}{(1+r)^t} + I_o - \frac{VR}{(1+r)^n} \quad , \quad FA = \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+r)^t} \quad , \quad CAE = \frac{CVPN}{FA}$$

CNVP: Costos Netos a Valor Presente
Ctotales: Costos del periodo t.
I_o: Inversión del equipo de monitoreo
VR: Valor residual
r: tasa de interés anual
FA: Factor de anualidad

2. Se calcula el CAE como la suma de costos a valor presente dividido por el factor de anualidad ⁹ que entrega un promedio anual de pagos. Esto sirve para comparar proyectos con vidas útiles diferentes, por lo que quien tenga un menor costo anual será elegido como el mejor escenario.

Escenario 1: Corresponde a la actual situación de un interruptor donde se evalúan los siguientes costos¹⁰:

1. *CA: Costos por Inspeccion A*
2. *CB: Costos por Inspeccion B*
3. *CR: Costo por falla catastrófica y reemplazo de Interruptor*

$$\text{CostoInterruptorbase} = CA+CB+CR$$

Escenario 2: Corresponde al mismo interruptor del escenario base incorporando el equipo de monitoreo con una extensión de su vida útil.

1. *CA: Costos por Inspeccion A*
2. *CB: Costos por Inspeccion B*
3. *CR: Costo por falla catastrófica y reemplazo de Interruptor*
4. *CI: Costo por inversion de equipo de monitoreo*
5. *CO: Costo operacional equipo de monitoreo*

$$\text{CostoInterruptormonitoreado} = CA+CB+CR+CI+CO$$

Para evaluar el impacto del reemplazo del equipo, se realizó un análisis de sensibilidad con los siguientes parámetros.

Tabla 10 Parámetros Flujo de Caja

Parámetros	
Tasa de descuento CVPN	8%
Vida útil promedio equipo sin monitoreo	42 años
Inversión equipo de monitoreo	\$12-15 MM CLP
Costos por inspección A	\$ 1.119.000 CLP
Costos por Inspección B	\$ 1.080.000 CLP
Costos por falla catastrófica (reemplazo)	\$ 140.000.000 CLP
Costo operacional equipo de monitoreo ¹¹	\$ 373.000 CLP
Valor Residual	\$0

⁹ Factor de anualidad: número que sirve para conocer el valor futuro de los costos ponderados.

¹⁰ No se considerarán los costos por inspección mensual, ya que es despreciable el impacto que este tenga. Tampoco se considerará el valor Residual del interruptor, ya que luego de su vida útil valor libro es cero.

¹¹ Horas de trabajo de operador que dedica 4 horas mensuales a supervisar cada equipo a un costo de \$7.778 la hora en CLP

4.2. Cálculos

Si bien la probabilidad de falla depende del número de operaciones del interruptor, se calculó el costo anual equivalente que tendría que pagar la empresa en el caso de que falle un interruptor en los últimos 10 años de vida útil para el caso base sin monitoreo.

Para esto fue necesario modelar un flujo de caja¹² que incluyera los costos antes mencionados, lo que permitió calcular los costos para cada periodo a valor presente. Posterior a esto, el costo a valor presente se divide por el factor de anualidad ¹³ lo que nos permite obtener el CAE correspondiente para cada periodo.

$$CNVP = \sum_{t=1}^n \frac{C_{totales}}{(1+r)^t} + I_0 \quad , \quad FA = \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+r)^t} \quad , \quad CAE = \frac{CVPN}{FA}$$

El análisis comparativo calcula el costo que tiene la empresa al cambiar un interruptor entre el año 32 y 41. Los resultados arrojan los siguientes costos, mostrados por el siguiente gráfico.

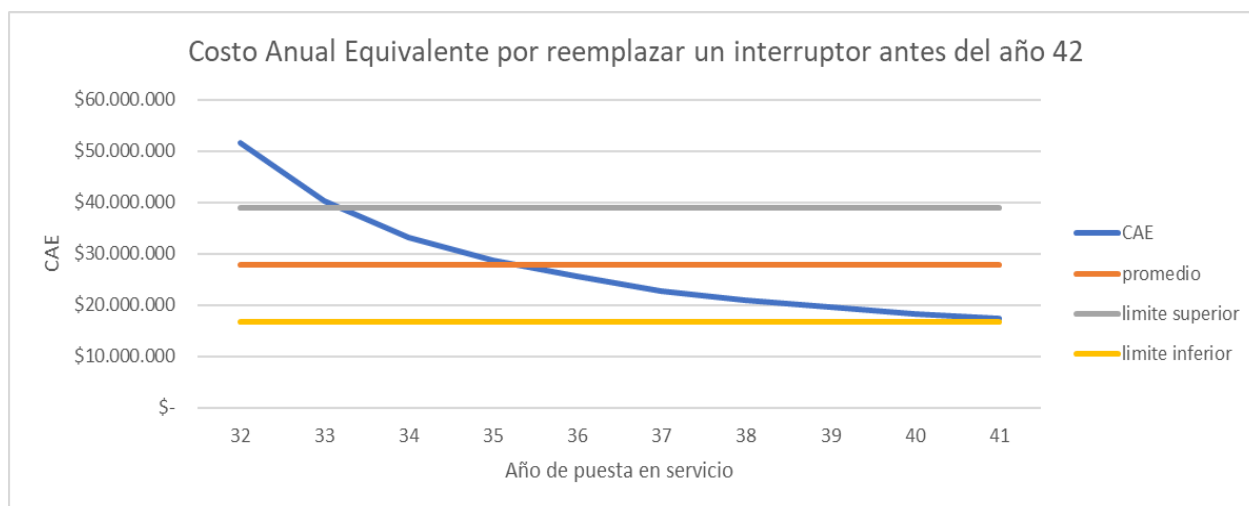


Gráfico 2 CAE promedio 27.8 MM CLP

¹² Formato en anexos

¹³ Es variable para cada periodo.

Gráficamente se observa que es más caro reemplazar el equipo a medida este no alcanza su vida de útil esperada, rompiendo la barrera del costo promedio (28 millones CLP) en el año 35 para el análisis del CAE. Para instalar un sistema de monitoreo, el costo de su inversión tiene que ser más barato que el reemplazo anticipado de un equipo. Económicamente convendría invertir en un equipo en el año 41, pero eso no tiene ningún sentido ya que es de esperarse que este se reemplace en un año más.

De los cálculos obtenidos se observa que existe un intervalo de confianza para el Costo Anual Equivalente. El intervalo describe la variabilidad existente entre los datos, siendo el límite superior el promedio de los costos más su desviación estándar y el límite inferior como el promedio menos la desviación estándar.

La desviación estándar de los datos es \$11.045.427 C LP, por lo que los límites de los costos corresponden a los siguientes:

Tabla 11 límites CAE

lim-inf	promedio	lim-sup
\$16.810.129	\$27.855.556	\$38.900.984

Los costos por reemplazar los equipos se manejan entre 38.9 millones y 16.8 millones. Esto significa que, al momento de negociar por un equipo de monitoreo, Transelec debe considerar dos cosas, primero la cantidad de años en servicio que lleva el equipo y segundo que no puede estar dispuesto a pagar por más de 17 millones por el sistema cotizado, que corresponde al valor más bajo al que está dispuesto a pagar.

4.3. Análisis de sensibilidad extensión de vida útil

Como no existe una evidencia empírica de cuanto se puede extender la vida útil del interruptor (Leiva, 2015), se realizó un análisis de sensibilidad que varía los años de extensión de vida útil del interruptor monitoreado considerando una inversión del equipo de monitoreo desde los años 32 al 41, en el cual se estipula una extensión de vida de 1 a 8 años.

Para este análisis de sensibilidad se simularon distintos escenarios consideraron una variación de la extensión de la vida útil del interruptor de 1 a 8 años. Para esto fue necesario realizar un flujo de caja ¹⁴en el cual se agrega la inversión de un equipo de monitoreo desde el año 32 al 41, extendiendo los años en servicio desde el año 43 al 50 y postergando la inversión por reemplazar el equipo.

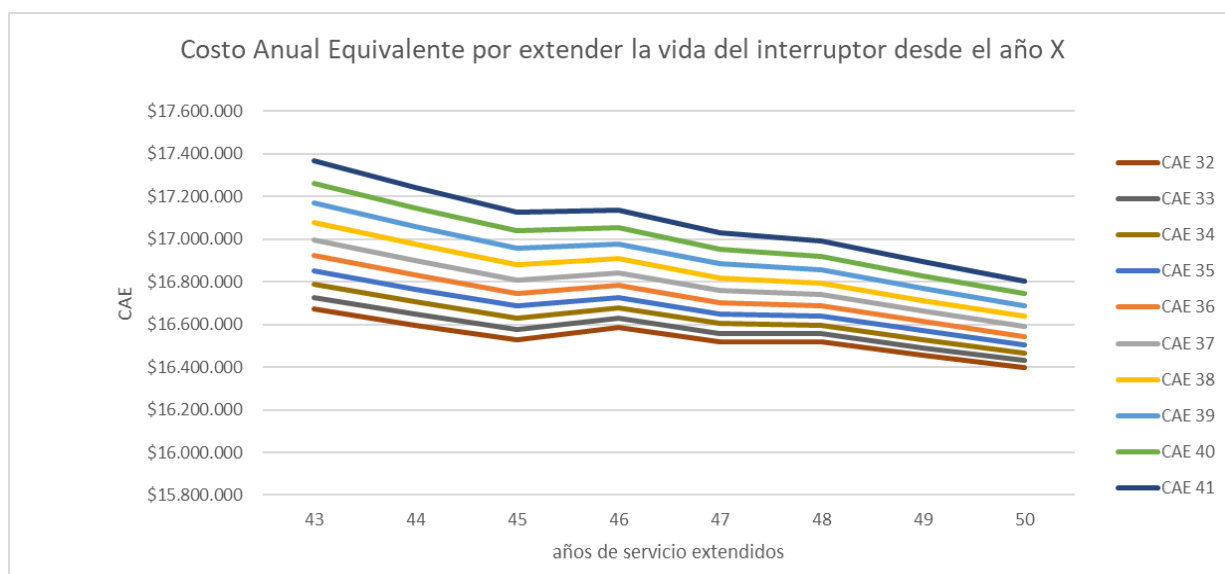


Gráfico 3 CAE extendido

Se puede concluir que los costos anuales se reducen en la medida que se extiende la vida útil del interruptor, siendo el escenario más favorable el que ofrece un menor costo en el largo plazo, es decir el escenario donde se invierte en un equipo de monitoreo desde el año 32 y el menos favorable desde el año 41. Este costo es de 16,4 millones de pesos. Si bien la diferencia entre invertir entre el año 32 y 41, no supera el millón de pesos, económicamente se recomienda invertir cuando el equipo lleve cerca de 32 años de servicio.

¹⁴ Flujo de caja anexado

5. CAPITULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La monitorización efectiva es necesaria para proporcionar evaluaciones de seguimiento de las condiciones continuas, para identificar los problemas y, en algunos casos, predecir los fallos y problemas antes de que se vuelvan críticos. Esto se utilizaría para complementar y reducir costos por monitoreo, incluida la mano de obra por viajes, gastos de vehículo, inspección manual, tiempo y gastos por reensamblar; inspección visual y el tiempo de presentación de informes.

Existe un riesgo por confiar únicamente en la inspección periódica para detectar fallas inminentes si las características de la falla son mucho más largas que el intervalo de inspección. Pero no hay cerrarse a solo la inspección automática ya que algunos controles pueden ser mejor atendidos por pruebas periódicas realizadas en la inspección mensual y visual.

Del capítulo 3, técnicamente se concluye que el equipo CBS-F6 de ABB, ofrece un sistema integral que permite reducir gran parte de las tareas que se realizan por la inspección de tipo A y que es el mejor candidato entre las marcas cotizadas, debido que además ofrece una plataforma de monitoreo en línea que se puede acoplar al monitoreo de otros equipos de la subestación, como transformadores de potencia. Para el rediseño propuesto, se sugiere invertir por equipos de monitoreo y por la construcción de un sistema de comunicación en línea que cumpla con los estándares de la norma IEC-61850, lo que permitirá comunicación entre la subestación y la oficina central de Santiago, a través de conexiones TCP/IP, LAN y Web.

Por otra parte, no se puede concretar una cotización a las empresas de ABB, SIEMENS y GE, ya que es necesario especificar técnicamente cada sub proceso del proyecto. Saber en qué subestación instalar los equipos, cuantos equipos etc. Para esto es necesario diseñar una estrategia de instalación, tarea que no está dentro de los alcances de este trabajo. Para incorporar esta estrategia, se sugiere reunir un equipo multidisciplinario de profesionales expertos en el mejoramiento y desarrollo de estrategias para el ciclo de vida de activos para subestaciones. Se recomienda contar con grupo de ingenieros civiles eléctricos, ingenieros civiles industriales, técnicos de mantenimiento industrial, ingenieros civiles en computación, entre otros que permitan planificar la construcción de una red que conecte a las subestaciones con la oficina central en Orinoco 90, Las Condes Santiago de Chile, para centralizar la información de los equipos monitoreados.

No solo es necesaria diseñar esta estrategia de instalación si no estar preparados para un cambio organizacional, debido a que será necesario tomar las precauciones pertinentes para que no haya conflictos internos por esta nueva práctica.

Los costos calculados en el capítulo 4, indican que estos fluctúan en un intervalo de confianza de 38.9 millones y 16.8 millones de pesos. Esto significa que, al momento de negociar por un equipo de monitoreo, Transelec no puede estar dispuesto a pagar por más de 17 millones por el sistema cotizado.

Como no existe una evidencia empírica de cuanto se puede extender la vida útil del interruptor se realizó un análisis de sensibilidad que varía los años de extensión de vida útil del interruptor monitoreado considerando una inversión del equipo de monitoreo desde los años 32 al 41, en el cual se estipula una extensión de vida de 1 a 8 años.

De este análisis se concluye que los costos por reemplazo se reducen en la medida que se extiende la vida útil del interruptor, siendo el escenario más favorable el que ofrece un menor costo en el largo plazo, es decir el escenario donde se invierte en un equipo de monitoreo en el año 32 y el menos favorable en el año 41.

Los alcances de este trabajo están limitados por la cantidad de recursos obtenidos, la confidencialidad de información y el acceso a ella solo permite trabajar con números aproximados que, si bien pueden dar indicios de las dimensiones del proyecto, este podría ser más específico si se trabajara con los datos unitarios para cada subestación e interruptor. Al trabajar con los datos específicos se podría modelar y evaluar el cálculo del CAE de forma particular para los 693 interruptores de la empresa.

El valor del CAE depende de la extensión de vida útil del equipo, y es un dato que es variable en cada interruptor. A mayor tiempo se evalúa el proyecto, el valor del factor anual aumenta, lo que hace que CAE se reduzca, incentivando la inversión de un sistema de monitoreo que evite el reemplazo temprano del interruptor.

Para evaluar el valor del monitoreo se pueden considerar las consecuencias de la falla cuando se instala y cuando no se instala. Una alternativa es considerar solo la reducción de costos por fallas, mantenimiento e inspección cuando ya se tiene instalado el sistema de monitoreo. El valor del monitoreo en línea puede ser significativo si las consecuencias son importantes considerando, riesgo para el personal, interrupciones prolongadas, interrupciones para clientes importantes, etc.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Abella, M. B. (2008). Mantenimiento Industrial. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid.
2. Abella, M. B. (s.f.). SCRIBD. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/36317036/MantenimientoIndustrial>
3. Activos, S. d. (2018). Macro Proceso: Realizar Gestión de Activos.
4. Barros, O. (1995). Reingeniería de Procesos: un Enfoque metodológico. Dolmen Ediciones.
5. CNE. (2018). Comisión Nacional de Energía. Obtenido de Comisión Nacional de Energía: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/expansion-de-transmision/ano-2018/>
6. Committee, S. (2000). IEEE Guide for the Selection of Monitoring for Circuit Breakers.
7. Davis, R. (2008). Introducción a la gestión de activos.
8. ITOMS. (2017). Transmission Breaker Maintenance - ITOMS 2017 Report.
9. Jones, D., & James, W. (2012). Lean thinking. Chile: Edición Gestión.
10. Lauriac, N. (2016). Diseño e implementación de un sistema de monitoreo. Terre de Hommes.
11. Leon, A. J. (2006). La digitalización de información es en realidad sinónimo de preservación y difusión. Congreso Iberoamericano de Ciencia, Tecnología, Sociedad e Innovación CTS+I.
12. Mazu, a. (2006). Estándar IEC 61850 para subestaciones eléctricas. Electro Industria.
13. Mendoza, D., & Hau, V. H. (2010). Tesis: Diagnósticos de fallas eléctricas en interruptores de potencia mediante procesamiento digital de imágenes. México.
14. Montes, C. S. (2017). Vida útil de elementos de Transmisión, Santiago de Chile. Santiago de Chile.
15. Transelec. (2018). Política de Gestión de Activos.
16. Transelec. (s.f.). Política de Gestión de Activos.
17. VIDAL, D. F. (2006). BENCHMARKING COMO HERRAMIENTA DE EVALUACIÓN Y DIAGNÓSTICO DE SISTEMAS DE INNOVACIÓN.
18. Bertling, L., & Mikal Lindquist, T. (2008). Circuit breaker failure data and reliability modelling.
19. Comer, D. (2000). Redes Globales de Información con Internet y TCP/ IP.
20. Davis, R. (2008). Introducción a la gestión de activos.
21. Gondres Torné, I., Baez Prieto, R., & Lajes Choy, S. (2013). Determinación de la confiabilidad en interruptores de potencia. Ingeniare. Revista chilena de ingeniería.
22. Leiva, C. (2015). Revista Electro Industrial. Obtenido de <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2536>
23. Logicbus. (s.f.). Obtenido de www.logicbus.com.mx/Modbus.php
24. Payan, C. A. (2015). Evaluación Económica de alternativas de inversión.

7. ANEXOS

Anexo 1 Política de Gestión de Activos



POLÍTICA DE GESTIÓN DE ACTIVOS

En Transelec estamos comprometidos con el desarrollo sustentable y la excelencia operativa del sistema de transmisión de energía eléctrica, servicio esencial para la calidad de vida de los chilenos y el desarrollo del país, para lo cual nuestra misión es ser líderes en calidad de servicio y productividad, y ser referentes en el negocio de transmisión eléctrica, para cumplir y superar los estándares de confiabilidad en Chile.

En concordancia con estos principios, la política de Gestión de Activos en Transelec tiene como objetivo asegurar la confiabilidad de los activos a un costo competitivo, de tal manera de maximizar la disponibilidad de las instalaciones que están en servicio, cumpliendo la normativa vigente.

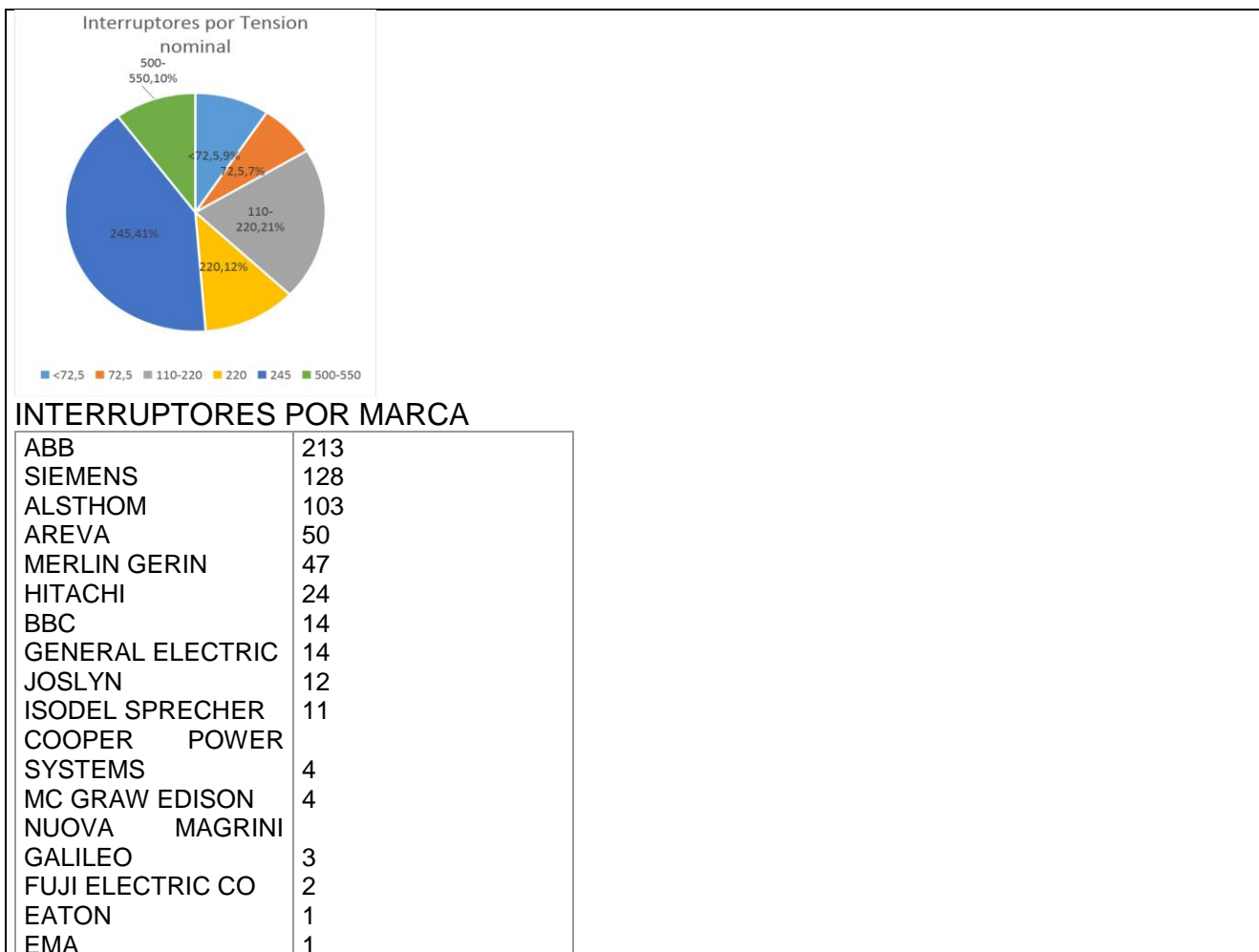
Acciones básicas para lograr objetivos de la política:

1. Aplicar centralizadamente un proceso de **Gestión de Riesgos** para los activos en operación, clasificando las instalaciones de acuerdo a su nivel de criticidad, en el marco de un proceso de mejora continua.
2. Implementar y aplicar una **Estrategia de Gestión de Mantenimiento** unificada que permita administrar el riesgo y ciclo de vida de los activos de Transelec, optimizando la disponibilidad, la mantenibilidad y la confiabilidad de las instalaciones de transmisión eléctrica, con una alta productividad.
3. Definir una **Estrategia** que contenga los criterios técnicos para la **Adquisición, el Reemplazo y la Disposición Final de los Activos** que asegure el cumplimiento de la normativa vigente, logrando un desempeño óptimo dentro del sistema eléctrico, sobre el medioambiente, sobre las personas y con costos competitivos a lo largo de todo el ciclo de vida.
4. Trabajar los procesos de **Mejora Continua** para optimizar las estrategias de mantenimiento, la definición de criterios de Adquisición y Reemplazo de Equipos en base a métodos cuantitativos y **datos históricos de calidad**, junto con la implementación de indicadores de gestión de activos que permita medir el desempeño de los equipos, la confiabilidad de nuestras instalaciones y la productividad de las actividades de operación y mantenimiento.
5. Establecer una **Estrategia para la Gestión de Repuestos eficiente**, manejada de manera centralizada a través de un sistema integrado, que permita minimizar los tiempos de indisponibilidad de los activos.
6. Observar, evaluar y adoptar continuamente las mejores prácticas en **gestión de activos** y la aparición de nuevas tecnologías, buscando oportunidades de mejora

Anexo 2 Subestaciones

Norte		Centro		Centro Sur		Sur	
SE	Interruptores	SE	Interruptores	SE	Interruptores	SE	Interruptores
ATACAMA	14	ALTO JAHUEL	55	ANCOA	36	ABANICO	6
CARDONES	21	CERRO NAVIA	23	CANAL MELADO	3	ANTUCO	9
CARRERA PINTO	6	CHENA	4	CIPRESES	9	CAUTIN	8
CASTILLA	2	LO AGUIRRE	13	CURICO	1	CENTRAL BOCAMINA	2
CRUCERO	4	NEPTUNO	4	CURILLINQUE	1	CHARRUA	61
DIEGO DE ALMAGRO	35	POLPAICO	22	ITAHUE	21	CIRUELOS	7
DON HECTOR	9	QUILLOTA	16	LINARES	1	CONCEPCION	9
EL SALADO	1	RAPEL	7	LOMA ALTA	1	EL TORO	8
ENCUENTRO	7			PEHUENCHE	5	ENTRE RIOS	13
HUASCO	9			PUNTA DE CORTES	2	HUALPEN	9
INCAHUASI	1			RANCAGUA	5	LAGUNILLAS	11
KAPATUR	3			SAN FERNANDO	1	LAJA	2
LAGUNAS	12			SAN JAVIER	1	LOS LAGOS	2
LAS PALMAS	8			SAUZAL	6	PUERTO MONTT	8
LOS CHANGOS	4			TINGUIRIRICA	9	PULLINQUE	2
LOS MOLLES	2					RAHUE	6
LOS VILOS	7					SAN VICENTE	25
MAITENCILLO	26					TEMUCO	14
MIRAJE	6					VALDIVIA	6
NOGALES	12						
OVALLE	2						
PAN DE AZUCAR	21						
PAPOSO	3						
PUNTA COLORADA	6						
TAL TAL	2						
TARAPACÁ	7						
VALLENAR	6						

Anexo 3 Interruptores por marca



Anexo 4 Contactos Proveedores

Proveedor	Contacto	Modelo
ABB	Critian.soto@us.abb.com Octavio.solot@cl.abb.com	CBS-F6
GE		CBWatch3
Siemens	ricardo.geldsetzer@siemens.com	SOLM01
Dynamic Ratings. Comulsa	Carlos Cuevas Arenas COMULSA Central: +56 2 2495 4000 Directo: +56 2 2495 4005	Transmisor multi-parametro DPT145 para gas SF6

	Celular: +56 9 9089 7632	
	E-mail: ccuevas@comulsa.cl	

Anexo 5 IEC 61850

IEC 61850 es un estándar para la automatización de subestaciones. Es parte de la International Electrotechnical Commission's (IEC) Technical Committee 57 (TC57). El total de la norma se divide en 10 partes en las que se aborda aspectos relacionados con Requerimientos generales del sistema, Gestión de los proyectos de ingeniería y Requerimientos de comunicación.

El estándar IEC 61850 (Mazu, 2006) en una subestación eléctrica puede tener dos aplicaciones principales: Station Bus y Process Bus. El "Station Bus" es una aplicación donde los relés y RTUs se conectan directamente a una LAN-Ethernet, mientras que el "Process Bus" se refiere a dispositivos como CT/VT, que proporcionan los valores de corriente y voltaje directamente sobre la LAN-Ethernet.

Para obtener un alto grado de confiabilidad en esta comunicación, es necesario utilizar dispositivos Ethernet de grado industrial que cumplan las exigencias del estándar IEC 61850. Estos equipos deben garantizar la no pérdida de información bajo difíciles condiciones EMI (Electromagnetic Interference), ya que la información de la LAN será usada para medir y controlar la operación de la subestación.

Aplicación en Chile

La LAN-Ethernet (Mazu, 2006) dentro de la subestación eléctrica es fundamental para facilitar el cumplimiento de la nueva norma de "Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio". En efecto, el capítulo 4, con el título "Exigencias para Sistema de Comunicación y Monitoreo", establece la transmisión de información de datos desde la subestación hacia sistemas externos, con el fin de garantizar la disponibilidad de información en tiempo real de las variables eléctricas y control.

En definitiva, las redes Ethernet dentro de las subestaciones son un hecho. La manera de implementarlas es mediante dispositivos Ethernet robustos, que cumplan con estándares internacionales y que garanticen una completa confiabilidad en la operación.

La funcionalidad estándar de una subestación es modelada a partir de los denominados Nodos Lógicos (LN) que a su vez se forman a partir de Common Data Classes y Common Data Attributes. La norma define un conjunto de servicios en lo que se denomina Abstract communication service interface (ACSI). Los apartados 8 y 9 de la norma explican cómo se mapean estos objetos y servicios en términos de protocolos concretos, particularmente MMS (ISO/IEC9506-1 and ISO/IEC 9506-2, GOOSE y Sampled Value. El último apartado de la norma trata sobre las pruebas de conformidad que debe superar un equipo o una arquitectura para ser homologado según el estándar.

Anexo 6 Cotización Comulsa

COMERCIALIZADORA MULTINACIONAL S.A.

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ARTICULOS ELECTRICOS
RIO REFUGIO 9638 PARQUE, ENEA - PUDAHUEL - SANTIAGO - CHILE
TELEFONO: (56-02) 2495 40 00 - FAX : (56-02) 2495 40 80 E-MAIL:
comulsa@comulsa.cl
SUCURSAL ANTOFAGASTA: CALLE LOS CHIRIHUES NRO. 9090,
POBLACIÓN LOS FLAMENCOS, ANTOFAGASTA - TELEFONO : (56-55) 2838374

R.U.T.: 94.458.000-K

Cotización N° ST - 35989



Señores: TRANSELEC S.A.
76555400-4
ORINOCO #90, PISO 14
LAS CONDES

Atención: **Carlos Varas**
Correo: cvaras@ug.uchile.cl
Teléfono: +56. 9 95048897

Fecha **08/10/2018**

Contacto ventas: Carlos Cuevas

#	Código	Descripción	Uni.	Precio Uni.	Total
1	052000010009	Cat N° DPT145 ABB Sensor de gas SF6 Multiparametros Conexión ABB. Marca VAISALA	1	2.406.900	2.406.900

Sensor de gas SF6 Multiparametros Conexión Malmkvist
ABB.

Parámetros Medidos:

Punto de rocío -50 ... +30 °C (-58 ... +86 °F)
Presión, absoluta 1 ... 12 bar (14.5 ... 174 psi)
Temperatura -40 ... +80 °C (-40 ... +176 °F)

Parámetros Calculados:

Presión, normalizada en 20 °C (68 °F) 1 ... 12 bar
(14.5...174 psi)
Densidad de la mezcla SF6/N2 o SF6 0 ... 100 kg/m3
ppm humedad, por volumen 40 ... 40 000 ppm
Punto de rocío, convertido a presión
atmosférica -65 ... +30 °C (-85 ...
+86 °F)

Salida digital RS-485, no aislado, protocolo Vaisala,
protocolo MODBUS RTU
Conector M8

Voltaje operacional 15 ... 28 V CC
(No incluye fuente de poder)



IMAGEN REFERENCIAL

COMERCIALIZADORA MULTINACIONAL S.A.

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ARTICULOS ELECTRICOS
RIO REFUGIO 9638 PARQUE, ENEA - PUDAHUEL - SANTIAGO - CHILE
TELEFONO: (56-02) 2495 40 00 - FAX : (56-02) 2495 40 80 E-MAIL:
comulsa@comulsa.cl
SUCURSAL ANTOFAGASTA: CALLE LOS CHIRIHUES NRO. 9090,
POBLACIÓN LOS FLAMENCOS, ANTOFAGASTA - TELEFONO : (56-55) 2838374

R.U.T.: 94.458.000-K

Cotización N° ST - 35989



#	Código	Descripción	Uni.	Precio Uni.	Total
2	052000010010	Cat N° DPT145 ALSTOM Sensor de gas SF6 Multiparametros Conexión ALSTOM. Marca VAISALA	1	2.299.690	2.299.690

Sensor de gas SF6 Multiparametros Conexión ALSTOM G1/2"

Parámetros Medidos:

Punto de rocío -50 ...+30 °C (-58 ... +86 °F)
Presión, absoluta 1 ... 12 bar (14.5 ... 174 psi)
Temperatura -40 ...+80 °C (-40 ... +176 °F)

Parámetros Calculados:

Presión, normalizada en 20 °C (68 °F) 1... 12 bar (14.5...174 psi)
Densidad de la mezcla SF6/N2 o SF6 0 ... 100 kg/m3
ppm humedad, por volumen 40 ... 40 000 ppm
Punto de rocío, convertido a presión atmosférica -65 ... +30 °C (-85 ... +86 °F)

Salida digital RS-485, no aislado, protocolo Vaisala, protocolo MODBUS RTU
Conector M8

Voltaje operacional 15 ... 28 V CC
(No incluye fuente de poder)



IMAGEN REFERENCIAL

3	052000010008	Cat N° DPT145 DN20 Sensor de gas SF6 Multiparametros Conexión DN20. Marca VAISALA	1	2.178.990	2.178.990
---	--------------	---	---	-----------	-----------

Sensor de gas SF6 Multiparametros Conexión DN20. Marca VAISALA

Parámetros Medidos:

Punto de rocío -50 ...+30 °C (-58 ... +86 °F)
Presión, absoluta 1 ... 12 bar (14.5 ... 174 psi)
Temperatura -40 ...+80 °C (-40 ... +176 °F)

Parámetros Calculados:

Presión, normalizada en 20 °C (68 °F) 1... 12 bar (14.5...174 psi)
Densidad de la mezcla SF6/N2 o SF6 0 ... 100 kg/m3
ppm humedad, por volumen 40... 40 000 ppm
Punto de rocío, convertido a presión



COMERCIALIZADORA MULTINACIONAL S.A.

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ARTICULOS ELECTRICOS
RIO REFUGIO 9638 PARQUE, ENEA - PUDAHUEL - SANTIAGO - CHILE
TELEFONO: (56-02) 2495 40 00 - FAX : (56-02) 2495 40 80 E-MAIL:
comulsa@comulsa.cl
SUCURSAL ANTOFAGASTA: CALLE LOS CHIRIHUES NRO. 9090,
POBLACIÓN LOS FLAMENCOS, ANTOFAGASTA - TELEFONO : (56-55) 2838374

R.U.T.: 94.458.000-K

Cotización N° ST - 35989



# Código	Descripción	Uni.	Precio Uni.	Total
	atmosférica -65 ... +30 °C (-85 ... +86 °F)			

Salida digital RS-485, no aislado, protocolo Vaisala,
protocolo MODBUS RTU
Conector M8

IMAGEN REFERENCIAL

4 052000010007	Cat N° DPT145 DN8 Sensor de gas SF6 Multiparametros Conexión DN8. Marca VAISALA	1	2.295.430	2.295.430
----------------	---	---	-----------	-----------

Sensor de gas SF6 Multiparametros Conexión Toma DN20.
Marca VAISALA

Parámetros Medidos:

Punto de rocío -50 ...+30 °C (-58 ... +86 °F)
Presión, absoluta 1 ... 12 bar (14.5 ... 174 psi)
Temperatura -40 ...+80 °C (-40 ... +176 °F)

Parámetros Calculados:

Presión, normalizada en 20 °C (68 °F) 1... 12 bar
(14.5...174 psi)
Densidad de la mezcla SF6/N2 o SF6 0 ... 100 kg/m3
ppm humedad, por volumen 40 ... 40 000 ppm
Punto de rocío, convertido a presión
atmosférica -65 ... +30 °C (-85 ... +86 °F)

Salida digital RS-485, no aislado, protocolo Vaisala,
protocolo MODBUS RTU
Conector M8



IMAGEN REFERENCIAL

COMERCIALIZADORA MULTINACIONAL S.A.

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ARTICULOS ELECTRICOS
 RIO REFUGIO 9638 PARQUE, ENEA - PUDAHUEL - SANTIAGO - CHILE
 TELEFONO: (56-02) 2495 40 00 - FAX : (56-02) 2495 40 80 E-MAIL:
 comulsa@comulsa.cl
 SUCURSAL ANTOFAGASTA: CALLE LOS CHIRIHUES NRO. 9090,
 POBLACIÓN LOS FLAMENCOS, ANTOFAGASTA - TELEFONO : (56-55) 2838374

R.U.T.: 94.458.000-K

Cotización N° ST - 35989



#	Código	Descripción	Uni.	Precio Uni.	Total
5	052000010013 260.570	Cat N° Cubierta intemperie para Sensor SF6 DPT145. Marca VAISALA	1	260.570	

Cubierta intemperie para Sensor SF6 DPT145.
 Marca VAISALA

Protector del clima para usarlo en las instalaciones
 en exteriores
 Clasificación de la carcasa IP65 (NEMA4)

NOTA: No incluye sensor



IMAGEN REFERENCIAL

6	052000010012	Cat N° C20RS485 Cable RS485 20m Sensor SF6 DPT145. Marca VAISALA	1	104.370	104.370
---	--------------	---	---	---------	---------

Cable RS485 20m Sensor SF6 DPT145.

7	052000010011	Cat N° C10RS485 Cable RS485 10m Sensor SF6 DPT145. Marca VAISALA	1	75.260	75.260
---	--------------	---	---	--------	--------

Cable RS485 10m Sensor SF6 DPT145.

8	015025941117	Cat N° 065009 Fuente de Poder Mod. SPB-060-24 24Vdc 5A 60W Marca Meanwell	1	39.900	39.900
---	--------------	--	---	--------	--------

Fuente de Poder SPB-060-24 24Vdc 5A 60W Marca
 Meanwell

9	130000000040	Servicio de Asistencia en la Puesta en Servicio (R.M.)	1	UF 35	958.021
---	--------------	--	---	-------	---------

ALCANCE:

- Considera la asistencia tecnica en terreno del personal COMULSA.
- No considera costos de traslado o alojamiento.

COMERCIALIZADORA MULTINACIONAL S.A.

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ARTICULOS ELECTRICOS
RIO REFUGIO 9638 PARQUE, ENEA - PUDAHUEL - SANTIAGO - CHILE
TELEFONO: (56-02) 2495 40 00 - FAX : (56-02) 2495 40 80 E-MAIL:
comulsa@comulsa.cl
SUCURSAL ANTOFAGASTA: CALLE LOS CHIRIHUES NRO. 9090,
POBLACIÓN LOS FLAMENCOS, ANTOFAGASTA - TELEFONO : (56-55) 2838374

R.U.T.: 94.458.000-K

Cotización N° ST - 35989



Observaciones:	Total Neto	10.619.131
		0
Sensor SF6	I.V.A.	2.017.635
	Total	12.636.766

TENEMOS UNA NUEVA OPCIÓN DE PAGO PARA USTED, AHORA LO PUEDE HACER A TRAVÉS DE WEBPAY, www.webpay.cl

FAVOR HACER REFERENCIA AL NUMERO DE COTIZACIÓN EN SU ORDEN DE COMPRA

ENTREGA:

En nuestras bodegas o sobre bus o camión dentro de Santiago. COMULSA no se hace responsable por daños o mermas en la mercadería después de que estas hallan salido de nuestras bodegas.

Nota: 5 días después de recibida su atenta orden de compra haremos una confirmación a firme de los días de entrega del producto. Sólo hacemos reservas con orden de compra recibidas.

VALIDEZ DE LA OFERTA, 15 DÍAS DESDE FECHA DE EMISIÓN.

MULTAS:

Si por alguna razón la mercadería no es entregada a tiempo, por causas ajena a nuestra responsabilidad no aceptamos multas.

TODO CLIENTE NUEVO DEBE REALIZAR SU PRIMERA COMPRA AL CONTADO.

Depósitos y transferencias en nuestra Cuenta Corriente del Banco de Chile N° 78.280-07. A nombre de COMULSA RUT 94.458.000-K. Tarjeta de Crédito Visa –Master Leasing Bancario.

CREDITO:

Cheque adjunto 30 días respaldado con Orden de Compra, sin descuento, y previa evaluación y autorización enviando documentos como los 3 últimos IVA; Balance año anterior; Prebalance año en curso y Declaración de Renta.

INDUCCIÓN:

Incluida. Consiste en una charla de uso y manejo del equipo adquirido en nuestras oficinas. De requerir una Charla en otro lugar solicitar presupuesto respectivo.

GARANTÍA:

Todos los productos gozan de un año de garantía desde la fecha de facturación y cubre los defectos de fabricación. No cubre mal uso o golpes. Contamos con Servicio Técnico permanente.

Al recibir una orden de compra se entiende que el comprador conoce y acepta explícitamente las cláusulas anteriores.

Nos ponemos a su disposición para aclarar cualquier consulta

Sin otro particular saluda atentamente a UD

COMERCIALIZADORA MULTINACIONAL S.A.

Carlos Cuevas

Gerente Técnico

Directo: +56-2-2495 4005

Móvil:

ccuevas@comulsa.cl

Anexo 7 Flujo de caja

Ejemplo

Flujo de caja para el reemplazo de interruptor en el año 42 e interruptor monitoreado que se reemplaza en el año 48

Costos Sin monitoreo					Costo con monitoreo					
año	Inspeccion Condicion A	Inspeccion Condicion B	Reemplazo Interruptor	total	año	Inspeccion Condicion A	Inspeccion Condicion B	Mantencion Equipo de monitoreo	Reemplazo Interruptor	total
30	\$ 1.119.222	\$ 1.081.999		\$ 2.201.221	30	\$ 559.611	\$ 1.081.999	\$ 373.333,33		\$ 2.014.943
31				\$ -	31			\$ 373.333,33		\$ 373.333
32				\$ -	32			\$ 373.333,33		\$ 373.333
33		\$ 1.081.999		\$ 1.081.999	33		\$ 1.081.999	\$ 373.333,33		\$ 1.455.332
34				\$ -	34			\$ 373.333,33		\$ 373.333
35				\$ -	35			\$ 373.333,33		\$ 373.333
36	\$ 1.119.222	\$ 1.081.999		\$ 2.201.221	36	\$ 559.611	\$ 1.081.999	\$ 373.333,33		\$ 2.014.943
37				\$ -	37			\$ 373.333,33		\$ 373.333
38				\$ -	38			\$ 373.333,33		\$ 373.333
39		\$ 1.081.999		\$ 1.081.999	39		\$ 1.081.999	\$ 373.333,33		\$ 1.455.332
40				\$ -	40			\$ 373.333,33		\$ 373.333
41	\$ 1.119.222			\$ 1.119.222	41			\$ 373.333,33		\$ 373.333
42			\$ 139.969.611	\$ 139.969.611	42	\$ 559.611	\$ 1.081.999	\$ 373.333,33		\$ 2.014.943
					43			\$ 373.333,33		\$ 373.333
					44			\$ 373.333,33		\$ 373.333
					45			\$ 373.333,33		\$ 373.333
					46		\$ 1.081.999	\$ 373.333,33		\$ 1.455.332
					47			\$ 373.333,33		\$ 373.333
					48	\$ 559.611		\$ 373.333,33	\$ 139.969.611	\$ 140.902.555
					49			\$ 373.333,33		\$ 373.333
					50			\$ 373.333,33		\$ 373.333

Flujo de Caja análisis de Sensibilidad para el caso de que se invierta en el equipo de monitoreo el año 35 y este extendiera la vida útil del interruptor en 1 año, siendo reemplazado en el año 43.

año	Inspeccion Condicion A	Inspeccion Condicion B	Costo con monitoreo			total
			Mantencion Equipo de monitoreo	Inversion equipo de monitoreo	Reemplazo Interruptor	
30	\$ 559.611	\$ 1.081.999	\$ 373.333,33			\$ 2.014.943
31			\$ 373.333,33			\$ 373.333
32			\$ 373.333,33			\$ 373.333
33		\$ 1.081.999	\$ 373.333,33			\$ 1.455.332
34			\$ 373.333,33			\$ 373.333
35			\$ 373.333,33	\$ 15.000.000		\$ 15.373.333
36	\$ 559.611	\$ 1.081.999	\$ 373.333,33			\$ 2.014.943
37			\$ 373.333,33			\$ 373.333
38			\$ 373.333,33			\$ 373.333
39		\$ 1.081.999	\$ 373.333,33			\$ 1.455.332
40			\$ 373.333,33			\$ 373.333
41			\$ 373.333,33			\$ 373.333
42	\$ 559.611	\$ 1.081.999	\$ 373.333,33			\$ 2.014.943
43			\$ 373.333,33		\$ 139.969.611	\$ 140.342.944
44			\$ 373.333,33			\$ 373.333
45			\$ 373.333,33			\$ 373.333
46		\$ 1.081.999	\$ 373.333,33			\$ 1.455.332
47			\$ 373.333,33			\$ 373.333
48	\$ 559.611		\$ 373.333,33			\$ 932.944
49			\$ 373.333,33			\$ 373.333
50			\$ 373.333,33			\$ 373.333

Año de	Costos netos a valor presente	Costo Anual
32	\$ 133.130.232	\$ 51.658.992
33	\$ 133.412.531	\$ 40.280.019
34	\$ 132.635.416	\$ 33.219.396
35	\$ 132.878.129	\$ 28.743.584
36	\$ 133.140.261	\$ 25.572.570
37	\$ 131.222.141	\$ 22.834.589
38	\$ 131.351.793	\$ 21.026.757
39	\$ 131.491.817	\$ 19.596.158
40	\$ 130.561.044	\$ 18.288.513
41	\$ 130.637.808	\$ 17.334.986

Factor de Anualidad a tasa del 8%

$$FA = \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+r)^t}$$

Matriz de calculo para cada periodo a una tasa de 8%.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0,925925926	1,783264746	2,57709699	3,31212684	3,99271004	4,62287966	5,20637006	5,74663894	6,24688791	6,7100814	7,13896426	7,53607802
0,925925926	0,925925926	0,92592593	0,92592593	0,92592593	0,92592593	0,92592593	0,92592593	0,92592593	0,92592593	0,92592593	0,92592593
	0,85733882	0,85733882	0,85733882	0,85733882	0,85733882	0,85733882	0,85733882	0,85733882	0,85733882	0,85733882	0,85733882
		0,79383224	0,79383224	0,79383224	0,79383224	0,79383224	0,79383224	0,79383224	0,79383224	0,79383224	0,79383224
			0,73502985	0,73502985	0,73502985	0,73502985	0,73502985	0,73502985	0,73502985	0,73502985	0,73502985
				0,6805832	0,6805832	0,6805832	0,6805832	0,6805832	0,6805832	0,6805832	0,6805832
					0,63016963	0,63016963	0,63016963	0,63016963	0,63016963	0,63016963	0,63016963
						0,5834904	0,5834904	0,5834904	0,5834904	0,5834904	0,5834904
							0,54026888	0,54026888	0,54026888	0,54026888	0,54026888
								0,50024897	0,50024897	0,50024897	0,50024897
									0,46319349	0,46319349	0,46319349
										0,42888286	0,42888286
											0,39711376

tasa	
8%	FA
1	0,92592593
2	1,78326475
3	2,57709699
4	3,31212684
5	3,99271004
6	4,62287966
7	5,20637006
8	5,74663894
9	6,24688791
10	6,7100814
11	7,13896426
12	7,53607802

CAE con Monitor											
extension de vida (años)	hasta el año	CAE 32	CAE 33	CAE 34	CAE 35	CAE 36	CAE 37	CAE 38	CAE 39	CAE 40	CAE 41
1	43	\$16.670.375	\$16.726.048	\$16.786.176	\$16.851.113	\$16.921.246	\$16.996.989	\$17.078.792	\$17.167.139	\$17.262.554	\$17.365.601
2	44	\$16.597.494	\$16.649.044	\$16.704.717	\$16.764.845	\$16.829.783	\$16.899.915	\$16.975.658	\$17.057.461	\$17.145.808	\$17.241.223
3	45	\$16.530.012	\$16.577.744	\$16.629.293	\$16.684.967	\$16.745.094	\$16.810.032	\$16.880.164	\$16.955.908	\$17.037.710	\$17.126.057
4	46	\$16.584.575	\$16.628.770	\$16.676.501	\$16.728.051	\$16.783.725	\$16.843.852	\$16.908.790	\$16.978.922	\$17.054.665	\$17.136.468
5	47	\$16.518.050	\$16.558.972	\$16.603.167	\$16.650.898	\$16.702.448	\$16.758.121	\$16.818.249	\$16.883.186	\$16.953.319	\$17.029.062
6	48	\$16.516.989	\$16.554.879	\$16.595.801	\$16.639.997	\$16.687.728	\$16.739.277	\$16.794.951	\$16.855.078	\$16.920.016	\$16.990.148
7	49	\$16.455.470	\$16.490.554	\$16.528.445	\$16.569.366	\$16.613.562	\$16.661.293	\$16.712.842	\$16.768.516	\$16.828.643	\$16.893.581
8	50	\$16.398.509	\$16.430.994	\$16.466.077	\$16.503.968	\$16.544.890	\$16.589.085	\$16.636.816	\$16.688.366	\$16.744.039	\$16.804.167