UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

SEDE CONCEPCION REY BALDUINO DE BELGICA

CONCEPCION

PROPUESTA Y EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE TECNOLOGIA NDIR Y PAS PARA UN SISTEMA DE MONITOREO EN LINEA DE GASES DISUELTOS EN ACEITE DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 60[MVA].

FELIPE ANDRES LAEMMERMANN CAMPOS

2022

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
SEDE CONCEPCION
“REY BALDUINO DE BELGICA”

PROPUESTA Y EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE SISTEMA DE TECNOLOGIA NDIR Y PAS PARA UN SISTEMA DE MONITOREO EN LINEA DE GASES DISUELTOS EN ACEITE DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 60[MVA].

TRABAJO PARA OPTAR AL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE EJECUCION EN GESTION INDUSTRIAL.

Alumno: Felipe Andrés Laemmermann Campos

Profesor Guía: Luis Ceballos Araneda.

2022

Dedico este trabajo a mi maestra Srta. Olivia Blake Sepúlveda por trascender en su misión educativa y dar el ahínco a mi madre de impulsar a su hijo a superarse.

A mis hijas Montserrat y Grace, que entre sus risas y silencio, son mi motivación para llegar hasta acá.

Resumen

Este trabajo analiza un caso real de Empresa eléctrica Rucatayo, filial de Statkraft Chile, que cuenta con una central en operación en el rio Pilmaiquén. La compañía inició la operación comercial de la Central Hidroeléctrica Rucatayo el año 2012, ubicada en la X Región, a 36 km al este de Osorno. La planta tiene una potencia nominal de 52.5 MW. La generación media anual de 300 GWh al año. La línea de transmisión que conecta la Central Rucatayo al Sistema Interconectado Central (SIC) es propiedad de la filial Transrucatayo S.A. también comenzó a operar en 2012.

La compañía invita a sus filiales mediante el "manual de operación y mantenimiento" a ejecutar el mantenimiento de sus equipos críticos con técnicas de mantenimiento basados en "monitoreo de condiciones", apostando a la innovación y a la eficiencia de los recursos técnicos y humanos.

En este trabajo se desarrolla la propuesta y evaluación de factibilidad para la implementación de tecnologías de medición en línea para evaluar el estado del transformador de poder mediante análisis de gases disueltos en el aceite refrigerante del equipo, en donde se evalúa la tecnología del tipo Infrarrojo no dispersivo NDIR (Non dispersive infrared) con la tecnología del tipo espectroscopia fotoacústica PAS (photo acoustic spectroscopy).

La evaluación técnica da como resultado el equipo de tecnología PAS, por tener mayor capacidad de analizar todos los gases involucrados en una falla en desarrollo en el transformador, además de contar con mejor precisión de medición, siendo esta del 3%.

La evaluación económica, el equipo de tecnología PAS es de menor valor económico que el NDIR, con un valor de $51.295.582,5 por ende este es el caso que se desarrolla. Los resultados del proyecto evaluado en un plazo de 5 años con una inversión inicial de $54.295.582,5, una tasa de descuento de 9.5%, se obtiene un VAN de $5.208.591 y TIR de 12.4%, siendo principalmente sensible a la disminución de ingresos (ó aumentos de costos de mantenimiento) y al valor de la inversión del equipo.

Índice

INTRODUCCIÓN 1
Planteamiento del problema 1
Formulación del problema. 2
Solución propuesta. 6
Justificación. 12
Viabilidad de la investigación 12
Objetivo general. 13
Objetivos específicos. 13
Metodología. 13
Marco normativo. 14
Marco teórico. 14
1. CAPITULO 1: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y DE OPERACIÓN. 17
1.1. Gases presentes en las fallas internas de un transformador. 18
1.2. Propuesta 1, Tecnología NDIR. 22
1.3. Propuesta 2, Tecnología PAS. 24
1.4. Comentarios 25
2. CAPITULO 2: INDICADORES DE LA CONDICION E INTERPRETACION NORMATIVA. 28
2.1. Interpretación según normativa IEC 60599 29
2.2. Rangos de concentración de gases. 29
2.3. Relaciones básicas de gases. 30
2.4. Triángulo de Duval 33
2.5. Relación O2/N2 34
2.6. Metodología recomendada para la interpretación de análisis de gases disueltos AGD... 34
2.7. Interpretación según normativa IEEE Std. C57.104 35
2.8. Evaluación de la condición basada en concentraciones y en TDCG 36
2.9. Metodología mediante Gases Clave 39
2.10. Metodología mediante las relaciones de Doernenburg 41
2.11. Metodología mediante las relaciones de Rogers. 43
2.12. Comentarios 45
3. CAPITULO 3: EVALUACION ECONOMICA. 46
3.1. Inversión del equipo. 47

3.2. Capital de trabajo. 47
3.3. Inversión inicial 48
3.4. Ingresos por la generación de energía. 48
3.5. Costos situación sin proyecto 49
3.6. Costos situación con proyecto. 50
3.7. Ingresos del proyecto. 51
3.8. Financiamiento 52
3.9. Depreciación 53
3.10. Tasa de descuento 54
3.11. Tasa de descuento proyectos financiados 55
3.12. Flujo de caja proyecto puro. 56
3.13. Flujo de caja proyecto financiado al 50%. 57
3.14. Flujo de caja proyecto financiado al 75%. 58
3.15. Evaluación de los resultados. 59
3.16. Análisis de sensibilidad. 60
3.17. Análisis de sensibilidad sobre el valor del equipo. 60
3.18. Análisis de sensibilidad sobre los ingresos del proyecto 62
3.19. Análisis de sensibilidad sobre la probabilidad de falla del transformador. 64
3.20. Comentarios 66
Conclusiones. 67
Bibliografía. 69
Anexos. 69

Índice de tablas.

Tabla 1 Datos estadísticos de fallas tomados de la base de datos de CIGRE. (Zhou, Zhongdong Wang, & Jarman, 2014) 2
Tabla 2 Plan de mantenimiento actual del transformador de poder de 60 [Mva] (Construcción propia) 3
Tabla 3 División del Transformador de Potencia y técnicas de mantenimiento (IEEE C57.104, 2006) 4
Tabla 4 Tasa de fallas en trasformadores elevadores de generadores (CIGRE 642) 9
Tabla 5 Tiempos medios de reparación en Horas (CIGRE 642) 9
Tabla 6 Tabla comparativa de situación con y sin proyecto (Construcción propia) 11
Tabla 7 Gases generados durante la descomposición del aceite 20
Tabla 8 Gases generados durante la descomposición de la celulosa 20
Tabla 9 Gases presentes en la atmosfera del transformador 20
Tabla 10 Otras variables importantes 20
Tabla 11 Tabla comparativa de precisiones y rangos de las propuestas. (Construcción propia de manuales de equipos.) 25
Tabla 12 Tabla comparativa de Rangos y SPAN. 26
Tabla 13 Rango de concentraciones típicas del 90% de transformadores de potencia observados de todos los tipos. (Fuente IEC 60599) 30
Tabla 14 Tabla de interpretación de Gases disueltos según IEC 60599 32
Tabla 15 Gases combustibles* y no combustibles según la IEE C57.104 35
Tabla 16 Tabla de gases disueltos y límites de concentración en ppm según IEC C57.104 36
Tabla 17 Evaluación de la condición del transformador utilizando concentraciones individuales y de TDCG 37
Tabla 18 Acciones basadas sobre el nivel de TDGC 38
Tabla 19 Tabla de concentraciones limite L1 para el método de Doernenburg. 42
Tabla 20 Inversión del equipo. 47
Tabla 21 Capital de trabajo. 47
Tabla 22 Inversión inicial. 48
Tabla 23 Pronóstico de precios de energía. 48
Tabla 24 Costos asociados al reemplazo del transformador por una falla catastrófica. 49
Tabla 25 Total de costos en situación “sin proyecto”. 50
Tabla 26 Costos asociados a la reparación del transformador ante una falla potencial. 51
Tabla 27 Total de costos en situación “con proyecto”. 51
Tabla 28 Total de ingresos en situación “con proyecto”. 51
Tabla 29 Cálculo de cuota, intereses y amortización del préstamo al 50% 52
Tabla 30 Cálculo de cuota, intereses y amortización del préstamo al 75% 53
Tabla 31 Tabla de depreciación 53
Tabla 32 Cálculo de la tasa de descuento. 54
Tabla 33 Cálculo de las tasas de descuento para proyectos financiados 55
Tabla 34 Flujo de caja proyecto puro. 56
Tabla 35 Flujo de caja proyecto financiado al 50% 57
Tabla 36 Flujo de caja proyecto financiado al 75% 58

Tabla 37 Tabla resumen de los resultados económicos..... 59
Tabla 38 Tabla de valores sensibilidad de VAN y TIR respecto a la variación del valor de la inversión del equipo..... 60
Tabla 39 Tabla de valores sensibilidad de VAN y TIR respecto a la variación del valor de los ingresos del proyecto. 62
Tabla 40 Tabla de valores sensibilidad de VAN y TIR respecto a la variación del valor de la probabilidad de falla. 64
Tabla 41 Simulación de crédito para financiamiento del 50%..... 69
Tabla 42 Simulación de crédito para financiamiento del 75%..... 70

Índice de imágenes

Imagen 1 Personal de especialista instalando sistema de analizador de gases en línea..... 5
Imagen 2 Esquema de gestión de activos y plan de mantenimiento (Construcción propia)..... 6
Imagen 3 Datos de placa del transformador en estudio..... 8
Imagen 4 Árbol de probabilidad de falla de ambas propuestas (Construcción propia). 10
Imagen 5 Esquema de un transformador ideal..... 14
Imagen 6 Concentraciones de gases generados durante la descomposición del aceite. 19
Imagen 7 Concentraciones de gases generados durante la descomposición de la celulosa. 19
Imagen 8 Termómetros de indicación y protección del transformador. 21
Imagen 9 Sensor de temperatura de aceite dispuesto en plano de control B1002100-B1.0..... 21
Imagen 10 Reacción de gases según longitudes de ondas del espectro lumínico. 23
Imagen 11 Esquemático de medición de un medidor de CO2 mediante tecnología NDIR. 23
Imagen 12 Esquema de medición Kelman DGA 900 (Manual del equipo.) 24
Imagen 13 Siemens Sitram Multisense 9 27
Imagen 14 GE Kelman DGA 900 27
Imagen 15 Triángulo de Duval..... 33
Imagen 16 Diagrama de flujo del método de las relaciones de Doernenburg. 43
Imagen 17 Diagrama de flujo del método de las relaciones de Rogers..... 44

Índice de gráficos.

Gráfico 1 El aumento de la vida útil del transformador de potencia (IEEE C57.143) 7
Gráfico 2 Distribución de gases en falla térmica del aceite. 39
Gráfico 3 Distribución de gases en falla térmica de la celulosa. 40
Gráfico 4 Distribución de gases en falla de corona eléctrica. 40
Gráfico 5 Distribución de gases en falla de arco eléctrico. 41
Gráfico 6 Gráfico de sensibilidad de VAN y TIR respecto a la variación del valor de la inversión del equipo. 61
Gráfico 7 Gráfico de sensibilidad de VAN y TIR respecto a la variación del valor de los ingresos del proyecto. 63
Gráfico 8 Gráfico de sensibilidad de VAN y TIR respecto a la variación del valor de la probabilidad de falla..... 65

INTRODUCCIÓN

La cadena de producción de una central hidroeléctrica se basa en la trasformación de la energía cinética de la caída de agua a energía mecánica mediante la impulsión de una turbina, la cual conectada mediante un eje arrastra a girar el rotor de un generador eléctrico para producir electricidad mediante el efecto del electromagnetismo.

Los sistemas modernos de transmisión de electricidad transportan la energía eléctrica elevando la tensión desde el generador a la línea de transmisión para poder disminuir las pérdidas eléctricas y de construcción al tener cables de material conductor más delgado, esto dado por la relación de la potencia aparente $S = V\,I\,\sqrt{3}$, en donde la potencia aparente "S" se conserva, al elevar el voltaje "V", la corriente "I" disminuye para mantener la relación de energía. Esta función en el proceso la realiza "el transformador".

Expuesto lo anterior, parte de los activos críticos para el proceso de generación de energía eléctrica son la turbina, el generador y el transformador de poder.

El transformador de poder, posee en su interior aceite aislante, que cumple la función de refrigerar sus componentes internos. Cuando existen fallas eléctricas en desarrollo, tales como sobrecalentamientos y/o descargas parciales en las partes activas y en la aislación respectivamente, estas producen burbujas de gases, los cuales quedan disueltos en el aceite. Estos gases mediante pruebas de laboratorio periódicos es posible cuantificarlos y poder descifrar para hacer seguimiento a fallas en desarrollo en el interior del equipo.

Planteamiento del problema

Debido a que los transformadores se construyen en específico para cada central y ponderado por su tamaño, los tiempos de construcción son elevados al igual que su valor en unidades monetarias. En este caso el transformador de poder tiene un valor de $847.832 USD y un plazo de construcción y/o de entrega de repuestos es de 6 a 12 meses dependiendo de la naturaleza de la falla y del equipo, esto conlleva directamente a pérdidas económicas por no producción en el periodo en el que el equipo se encuentre indisponible.

Formulación del problema.

Según CIGRE (Consejo internacional de grandes redes eléctricas) los orígenes de fallas en transformadores de hasta 20 años de edad están principalmente relacionados a los elementos internos del transformador siento estos de un 76.1%, mientras que el 23.9% se encuentra en el exterior.

Ubicación	Componente	Probabilidad de Falla
Interior	Cambiador de TAP	41,4%
	Devanados	19,2%
	Tanque y aceite	12,9%
	Núcleo	2,6%
Exterior	Aisladores	12,3%
	Accesorios	11,6%

Tabla 1 Datos estadísticos de fallas tomados de la base de datos de CIGRE. (Zhou, Zhongdong Wang, & Jarman, 2014)

La primera señal de existencia de problemas en el interior de los transformadores es la detección de los gases que se encuentran disueltos en el aceite como resultado de los fenómenos térmicos y eléctricos a que están permanentemente sometidos sus partes activas y aislantes que se degradan en el tiempo y ocasionan fallas incipientes, que si no se detectan a tiempo pueden desencadenar en fallas disruptivas y por tanto de alto costo en unidades monetarias, en términos ambientales y términos reputacionales. Junto con ello aumenta la indisponibilidad y en consecuencia a una debilidad competitiva a la empresa.

Dada la importancia del aceite aislante y a la cuantificación de los gases disueltos podemos discriminar en base a las relaciones y proporciones de la cantidad de gas: fallas del tipo térmicas, descomposición del material aislante, descargas parciales en el aislamiento y arcos eléctricos.

En la siguiente tabla se especifica las actividades del plan de mantenimiento actual del transformador de poder con sus respectivas frecuencias.

Actividad	**Frecuencia**	**Estado del Equipo**
Inspección visual	Semanal	Energizado, en servicio.
Medición de temperatura de los devanados	En tiempo Real	Energizado, en servicio.
Medición de descargas parciales Online	Anual	Energizado, en servicio.
Batería de mediciones eléctricas Offline (Relación de transformación, tangente delta, Corriente de Excitación, Resistencia de aislamiento, Pruebas de protecciones mecánicas)	Cada 2 años	Desenergizado, fuera de servicio
Prueba de Barrido de Alta frecuencia FRA Offline	Cada 5 Años	Desenergizado, fuera de servicio
Análisis de Aceite, Físico Químico, Gases Disueltos y Furanos	**Cada 3 meses**	**Energizado, en servicio.**

Tabla 2 Plan de mantenimiento actual del transformador de poder de 60 [Mva] (Construcción propia)

El plan de mantenimiento invita a realizar análisis de laboratorio de manera trimestral, la cual captura la escena del momento en el que se toma la muestra de aceite. Cabe señalar que referente al método los gases se diluyen respecto al tiempo, y con esto debido a problemas logísticos de traslado de la muestra desde la región de los Lagos a la región metropolitana aumenta la probabilidad de cometer errores muestrales y se genere la necesidad de realizar una “contramuestra”, duplicando el trabajo y manipulando datos incorrectos para la evaluación del estado de salud del equipo. Además para lograr una extracción correcta de aceite hay que velar por realizarla en condiciones climáticas bajo el 70% de humedad relativa, lo cual se da con poca frecuencia durante el invierno en el sur de Chile.

Subsistema	Componente	Relación de transformación	Resistencia aislamiento	Resistencia devanado	PF/capacitancia	DGA aceite	Visual	Monitoreo PD	Escaneo infrarrojo	Contenido de agua	Contenido de acidez	Tensión de ruptura
Pasatapa (Bushing)	Condensador				X						X	X
	Aceite				X	X	X			X		
	Escudo corona					X		X				
Devanado	Conductor/devanado	X	X	X	X	X		X				
	Aislamiento	X	X	X	X	X		X			X	X
Núcleo	Núcleo de acero					X						
	Aislamiento		X			X		X	X		X	X
Sistema conservador del aceite	Aceite		X		X	X			X	X		
	Conservador				X	X	X				X	X
	Tubería						X					
Refrigerador	Bomba					X	X					
	Aspas					X	X					
	Placas del radiador						X					
	Placas tubulares						X					
	Carcasa						X					
Cambiador de derivaciones des-energizado (DETC)	Contactos					X						
	Árbol de transmisión						X					
Cambiador de derivaciones bajo carga (LTC)	Contactos					X						
	Árbol de transmisión						X					
	Circuito de control						X					
	Tablero aislador					X						
	Empaques					X						
Tanque	Empaques					X						
	Tubería					X						
	Estructura de acero					X	X		X			

Tabla 3 División del Transformador de Potencia y técnicas de mantenimiento (IEEE C57.104, 2006)

En la tabla se observa que de los ocho subsistemas, dos de ellos componen la parte activa de la unidad, es decir, el núcleo y los devanados. Son justamente estos dos subsistemas los de más difícil mantenimiento ya que los mismos conforman la parte interna del equipo, están sumergidos en el aceite, no son reemplazables fácilmente y una intervención implica desencubar la unidad, acción de elevado riesgo e indeseable por parte de los propietarios del activo puesto que facilita el ingreso de humedad, implica un tiempo entre 2 semanas (CIGRE 642) o hasta 9 meses fuera de servicio (CIGRE 248), puede producir pérdidas y vertimientos de aceite, entre otras consecuencias. La situación difiere con los otros subsistemas (pasatapas, sistema conservador de aceite, sistema de refrigeración, cambiadores de derivaciones y parte externa del tanque) ya que estos el estar ubicados en el exterior de la máquina, son susceptibles a mantenimientos más frecuentes y menos riesgosos y costosos, e incluso a la sustitución completa del subsistema

(obviamente con la excepción del tanque). Luego, si se realiza un mantenimiento y monitoreo adecuado de los otros seis subsistemas, se puede evaluar la probabilidad de falla del transformador bajo la premisa de que el fin de vida del transformador se alcanzará cuando fallen alguno de los dos subsistemas núcleo y devanado, los que además tienen como componente crítico al papel aislante. (Panorama de la Gestión de Activos para transformadores de Potencia, Cerón, Orduña, Aponte, y Romero, 2015)

Por lo demás, el análisis de gases disueltos (DGA), abarca la mayoría de los componentes desagregados por la IEEE C57.104, abarcando el 68% de ellos con su desarrollo de análisis en el tiempo, estando dentro de este grupo los dos subsistemas internos de importancia, el núcleo y el devanado, siendo el método que abarca más elementos y pudiéndose realizar con el equipo en servicio y energizado.

En consecuencia y dada la importancia del análisis de aceite para la evaluación del estado de salud del transformador, se propone la técnicas de medición “en línea” de los gases disueltos en el aceite para no cometer errores muestrales o interferencias por humedad en el medio ambiente, tener la información de los gases disueltos en todo momento y en tiempo real, ya que en cada ensayo trimestral no se puede observar lo que está sucediendo en el interior del equipo entre cada ensayo.

Imagen 1 Personal de especialista instalando sistema de analizador de gases en línea.

Solución propuesta.

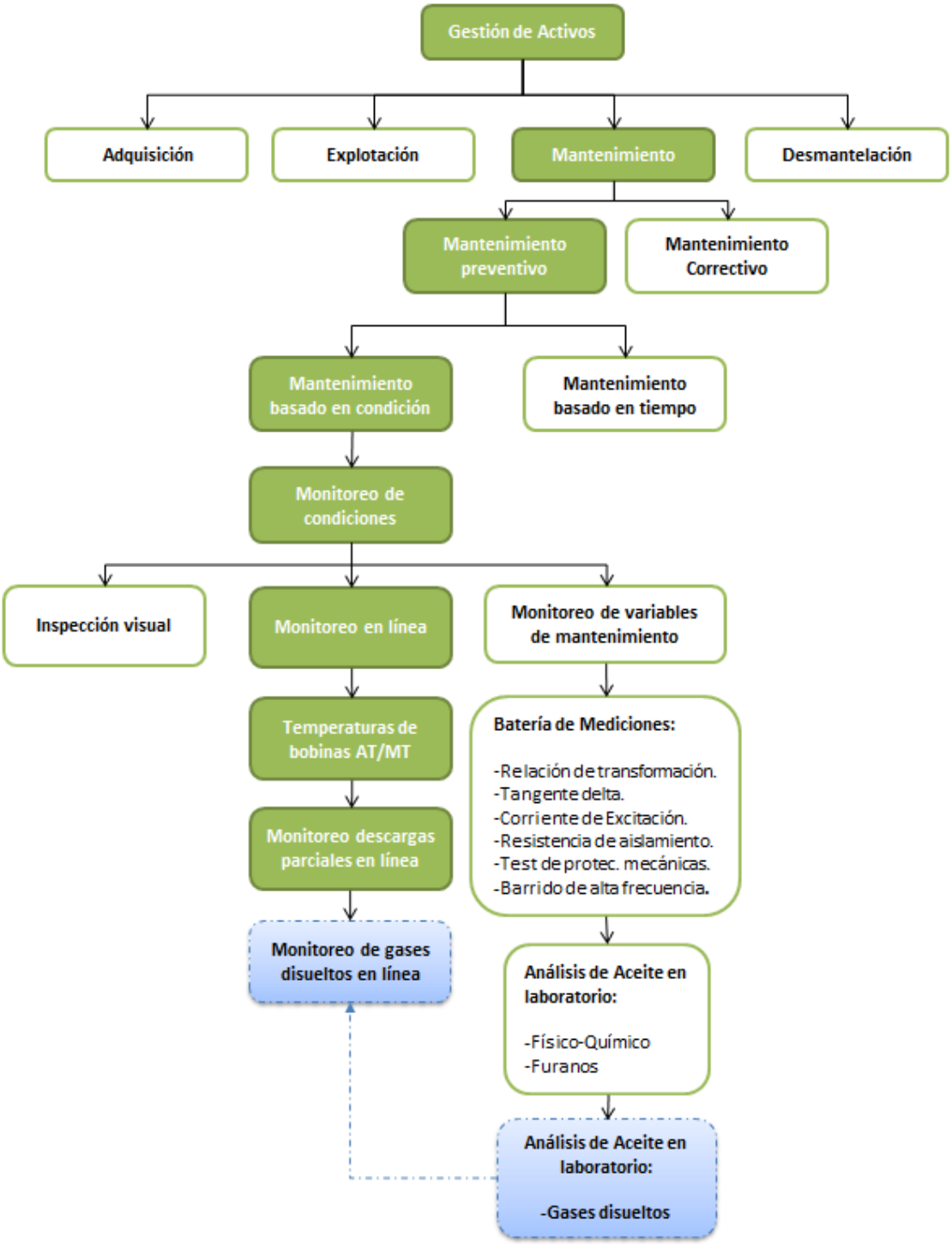


Imagen 2 Esquema de gestión de activos y plan de mantenimiento (Construcción propia)

En la imagen 2 se desglosa el ciclo de vida de un activo. Se destaca en verde las actividades de mantenimiento llegando al desglose de las actividades del mantenimiento basado en condiciones. Se representa en azul los puntos de interés a modificar en el plan de mantenimiento del transformador, en donde el análisis de gases disueltos en aceite de laboratorio migraría a metodología en línea. El periodo mínimo de análisis se puede obtener una muestra cada 30 minutos según la programación y particularidades de cada equipo que puede ofrecer el mercado.

Para un transformador envejecido, el riesgo es no tanto el valor residual del equipo como el inconveniente de una interrupción no programada. En este punto, el monitoreo se vuelve crítico para mantener un nivel aceptable de confiabilidad. Al proporcionar una detección temprana de fallas incipientes, el monitoreo en línea brinda visibilidad de los problemas antes, lo que reduce el riesgo de fallas inesperadas y cortes no programados aumentando así la fiabilidad y reduciendo el riesgo global, mejorando el desempeño de la gestión del activo en su vida útil y la gestión del riesgo. El gráfico 1 presenta la vida útil de un transformador de potencia con y sin monitoreo de gases disueltos en línea.

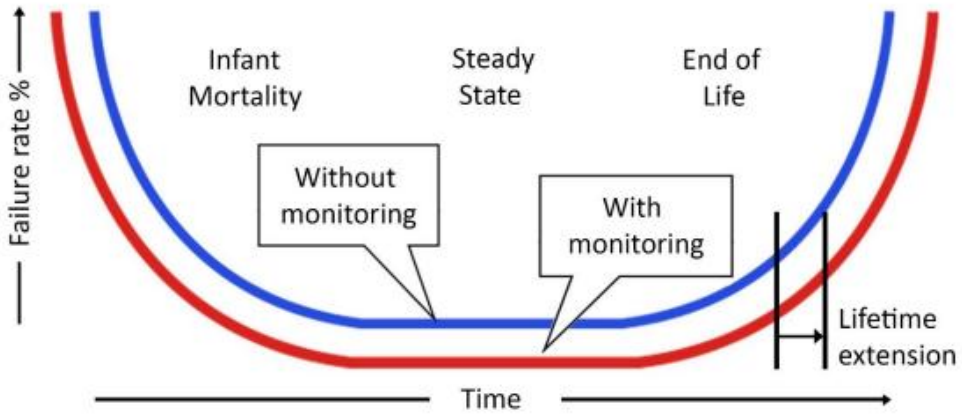
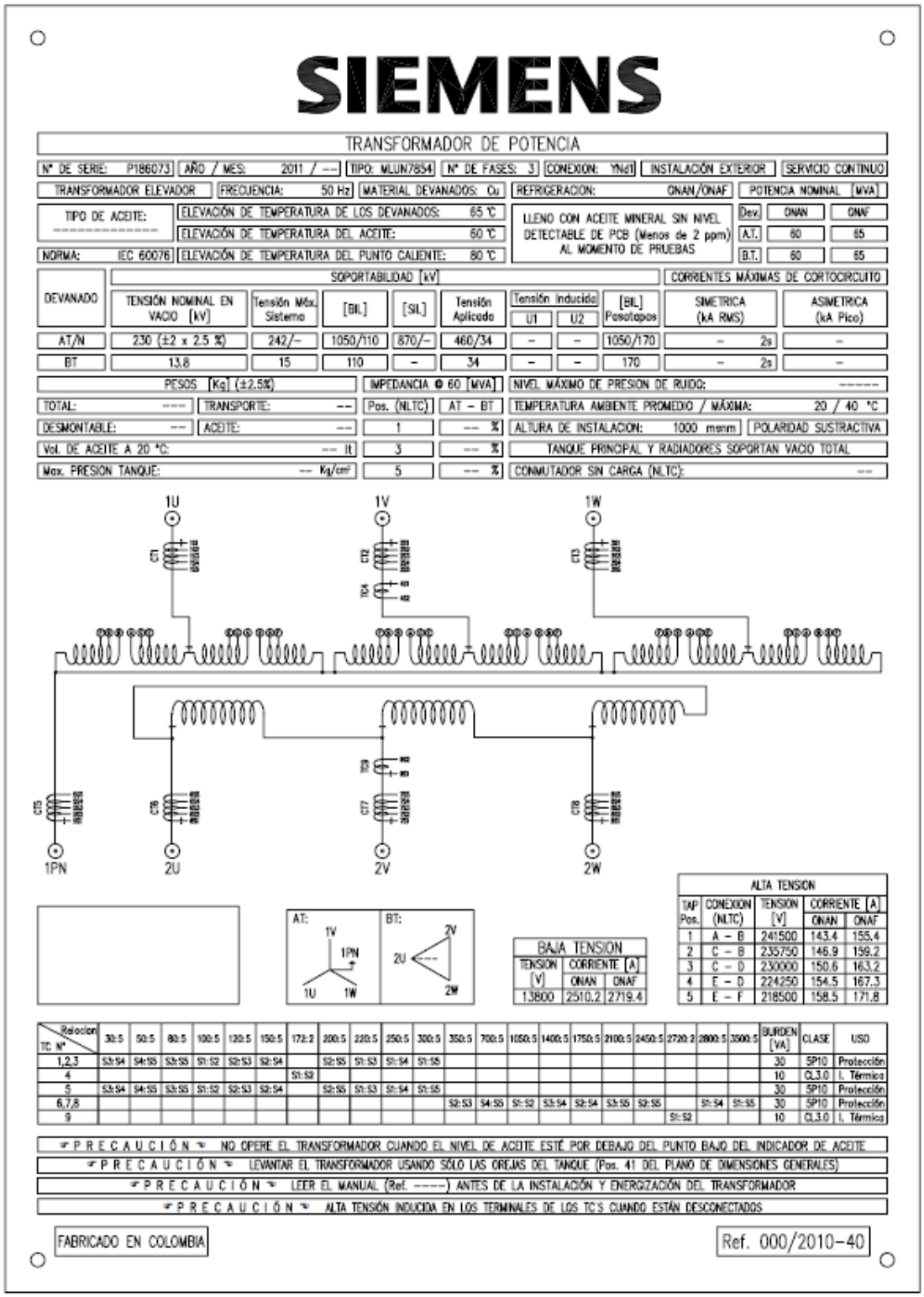


Gráfico 1 El aumento de la vida útil del transformador de potencia (IEEE C57.143)



SIEMENS

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

N° DE SERIE: P186073	AÑO / MES: 2011 / --	TIPO: MLUN7854	N° DE FASES: 3	CONEXION: YNd1	INSTALACIÓN EXTERIOR	SERVICIO CONTINUO
TRANSFORMADOR ELEVADOR	FRECUENCIA: 50 Hz	MATERIAL DEVANADOS: Cu	REFRIGERACION: ONAN/ONAF	POTENCIA NOMINAL [MVA]		

TIPO DE ACEITE:	ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DE LOS DEVANADOS: 65 °C	LLENO CON ACEITE MINERAL SIN NIVEL DETECTABLE DE PCB (Menos de 2 ppm) AL MOMENTO DE PRUEBAS	Dev.	ONAN	ONAF
----------	ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL ACEITE: 60 °C		A.T.	60	65
NORMA: IEC 60076	ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL PUNTO CALIENTE: 80 °C		B.T.	60	65

DEVANADO	SOPORTABILIDAD [kV]								CORRIENTES MÁXIMAS DE CORTOCIRCUITO	
	TENSIÓN NOMINAL EN VACIO [kV]	Tensión Máx. Sistema	[BIL]	[SIL]	Tensión Aplicada	Tensión inducida U1	Tensión inducida U2	[BIL] Pasatapas	SIMETRICA (kA RMS)	ASIMETRICA (kA Pico)
AT/N	230 (±2 x 2.5 %)	242/-	1050/110	870/-	460/34	-	-	1050/170	- 2s	-
BT	13.8	15	110	-	34	-	-	170	- 2s	-

PESOS [Kg] (±2.5%)		IMPEDANCIA @ 60 [MVA]		NIVEL MÁXIMO DE PRESION DE RUIDO:	-----
TOTAL: ---	TRANSPORTE: --	Pos. (NLTC)	AT - BT	TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO / MÁXIMA:	20 / 40 °C
DESMONTABLE: --	ACEITE: --	1	-- %	ALTURA DE INSTALACION: 1000 msnm	POLARIDAD SUSTRACTIVA
Vol. DE ACEITE A 20 °C: -- lt		3	-- %	TANQUE PRINCIPAL Y RADIADORES SOPORTAN VACIO TOTAL	
Max. PRESION TANQUE: -- Kg/cm²		5	-- %	CONMUTADOR SIN CARGA (NLTC):	--

AT: 1V, 1PN, 1U, 1W
BT: 2V, 2U, 2W

BAJA TENSION		
TENSION [V]	CORRIENTE [A] ONAN	CORRIENTE [A] ONAF
13800	2510.2	2719.4

ALTA TENSION				
TAP Pos.	CONEXION (NLTC)	TENSION [V]	CORRIENTE [A] ONAN	CORRIENTE [A] ONAF
1	A - B	241500	143.4	155.4
2	C - B	235750	146.9	159.2
3	C - D	230000	150.6	163.2
4	E - D	224250	154.5	167.3
5	E - F	218500	158.5	171.8

TC N° \ Relacion	30:5	50:5	80:5	100:5	120:5	150:5	172:2	200:5	220:5	250:5	300:5	350:5	700:5	1050:5	1400:5	1750:5	2100:5	2450:5	2720:2	2800:5	3500:5	BURDEN [VA]	CLASE	USO
1,2,3	S3:S4	S4:S5	S3:S5	S1:S2	S2:S3	S2:S4		S2:S5	S1:S3	S1:S4	S1:S5											30	5P10	Protección
4							S1:S2															10	CL3.0	I. Térmica
5	S3:S4	S4:S5	S3:S5	S1:S2	S2:S3	S2:S4		S2:S5	S1:S3	S1:S4	S1:S5											30	5P10	Protección
6,7,8												S2:S3	S4:S5	S1:S2	S3:S4	S2:S4	S3:S5	S2:S5		S1:S4	S1:S5	30	5P10	Protección
9																			S1:S2			10	CL3.0	I. Térmica

PRECAUCIÓN NO OPERE EL TRANSFORMADOR CUANDO EL NIVEL DE ACEITE ESTÉ POR DEBAJO DEL PUNTO BAJO DEL INDICADOR DE ACEITE

PRECAUCIÓN LEVANTAR EL TRANSFORMADOR USANDO SÓLO LAS OREJAS DEL TANQUE (Pos. 41 DEL PLANO DE DIMENSIONES GENERALES)

PRECAUCIÓN LEER EL MANUAL (Ref. ----) ANTES DE LA INSTALACIÓN Y ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR

PRECAUCIÓN ALTA TENSIÓN INDUCIDA EN LOS TERMINALES DE LOS TC'S CUANDO ESTÁN DESCONECTADOS

FABRICADO EN COLOMBIA

Ref. 000/2010-40

Imagen 3 Datos de placa del transformador en estudio.

.

FAILURES & POPULATION INFORMATION	HIGHEST SYSTEM VOLTAGE [kV]						
	69 ≤ kV < 100	100 ≤ kV < 200	200 ≤ kV < 300	300 ≤ kV < 500	500 ≤ kV < 700	kV ≥ 700	All
Major Failures	0	20	43	89	9	4	165
Transformer-Years	153	3,278	4,639	6,740	1,837	740	17,387
FAILURE RATE	**0.00%**	**0.61%**	**0.93%**	**1.32%**	**0.49%**	**0.54%**	**0.95%**

Tabla 4 Tasa de fallas en trasformadores elevadores de generadores (CIGRE 642)

Para el estudio se tomará la probabilidad de falla de transformadores de 220≤Kv300<, siendo esta de un 0.93%.

Voltage Classification	Terminal Years (a)	Number of Outages	Total Time (h)	Frequency (Per a)	Mean Duration (h)
Up to 109 kV	6,079	182	125,917	0.0299	691.9
110 - 149 kV	10,528	743	243,408	0.0706	327.6
150 - 199 kV	729	52	17,231	0.0714	331.4
200 - 299 kV	6,002	407	140,790	0.0678	345.9
300 - 399 kV	2,321	172	110,588	0.0741	643.0
500 - 599 kV	507	100	26,814	0.1974	268.1
600 - 799 kV	3,205	134	161,194	0.0418	1,202.9

Tabla 5 Tiempos medios de reparación en Horas (CIGRE 642)

Para el estudio se tomará el tiempo medio de reparación MTTR de fallas de transformadores de 220-299[Kv], siendo esta de un 345.9 Hrs = 14.4 días ≈ 15 dias.

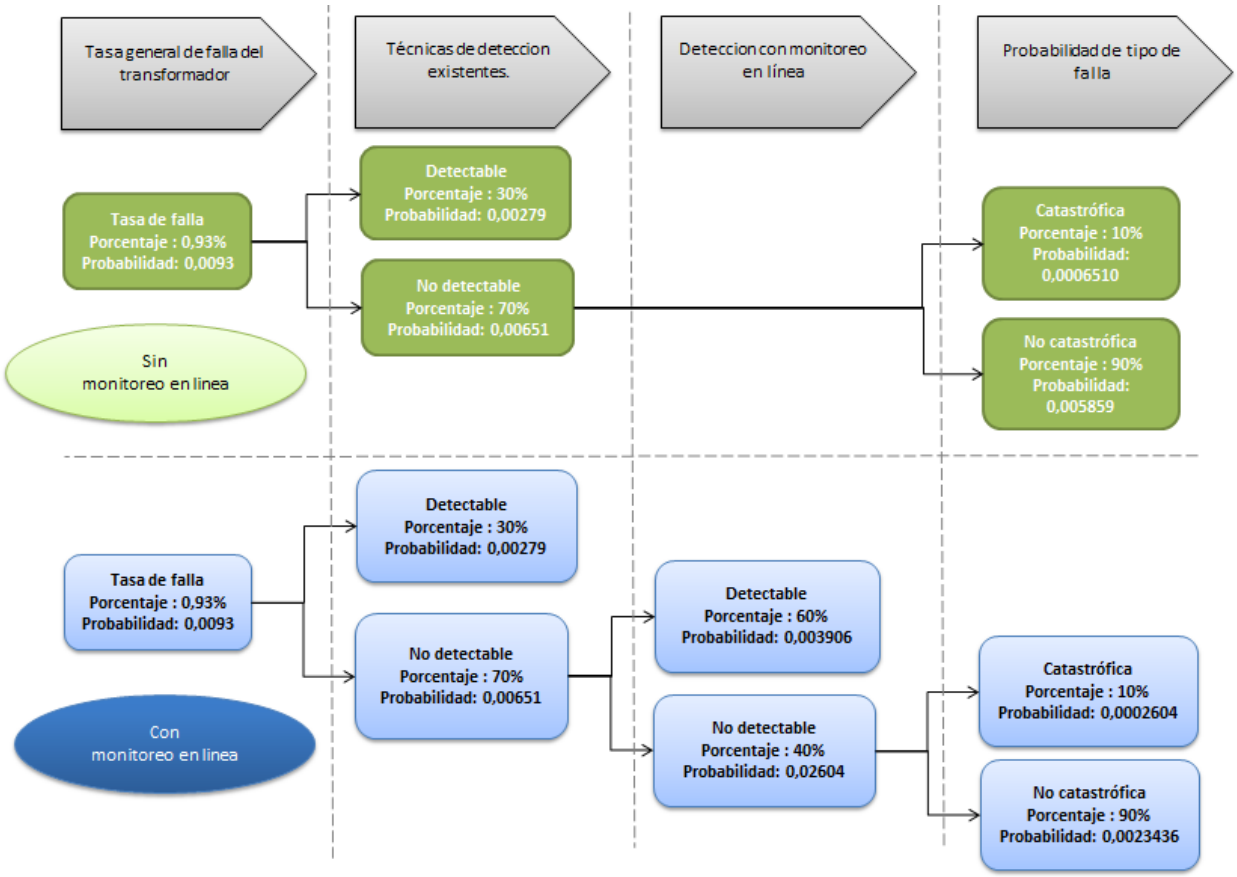


Imagen 4 Árbol de probabilidad de falla de ambas propuestas (Construcción propia).

La CIGRE 248, propone para la evaluación de la propuestas de monitoreo de aceite en línea, construir a partir de la probabilidad general de falla del transformador un "árbol de probabilidad", en donde, la CIGRE (248) da estas cifras porcentuales de manera ilustrativa, dejando libre a la interpretación del usuario y su juicio experto. Sin embargo, para la investigación se tomarán estos como valores referenciales.

Del árbol de probabilidad de fallas se deduce que la probabilidad de fallos detectables con el monitoreo en línea disminuye la probabilidad de falla dado que:

$$Confiabilidad \ = 1 - Probabilidad\ de\ falla.$$

Por lo tanto tenemos que:

$$Confiabilidad\ = 1 - (Probabilidad\ de\ falla - Probabilidad\ detectable\ online)$$

$$Confiabilidad\ = 1 - (0.0093 - 0.003906)$$

$$Confiabilidad\ = 1 - 0.005394$$

$$Confiabilidad\ = 0.9946$$

La confiabilidad del transformador aumentaría de un 99.07 % a 99.46%

En cuanto a los ingresos de generación, durante el año 2020 la generación bruta fue de 262.920[Mwh] y el Costo marginal de la energía por mega watt es de CMgs $42,40 de la "Barra Subestación Rahue" (Base de datos operacionales)

Dado esto, el ingreso promedio día con los valores del año 2020 es:

$$Ingreso\ promedio\ día = \frac{262.920[Mwh]}{365}\ x\ \$42{,}40 = \$30.541{,}9$$

Por lo tanto, se puede estimar un día de no producción significa una pérdida de $30.541,9 USD.

Con la información clarificada, se presenta la siguiente tabla comparativa de la situación con y sin proyecto.

	Sin proyecto	**Con proyecto**
MTTR	270 días	15 días
Prob. Falla catastrófica	0,0006510	0,0002604
Prob. Falla no catastrófica	0,0058590	0,0023436
Probabilidad de Falla	0.93%	0.55%
Confiabilidad (1-Prob. Falla)	99.07%	99.46%
Pérdidas de generación USD.	$8.246.313	$458.125.5
Pérdidas * Prob. Falla USD.	$76.290,71	$2.471,13

Tabla 6 Tabla comparativa de situación con y sin proyecto (Construcción propia)

Justificación.

Tener un equipo de monitoreo en línea permite tener tendencias y gráficos en tiempo real del comportamiento de los gases disueltos en el transformador, siendo dinámico y efectivo que los ensayos parciales del aceite en laboratorio externo enviados a la región metropolitana y así poder detectar de manera temprana una falla en desarrollo y efectuar el monitoreo de condiciones.

Una falla catastrófica en el trasformador significaría un impacto económico de reemplazo del transformador y pérdidas de generación de sobre el millón de dólares.

Implementar esta solución permite liberar al personal de planta de las 5 horas que toma la tarea de extraer muestras de aceite y procesar los datos.

El coordinador eléctrico nacional, invita a los coordinados a tener un sistema de gestión de activos basado en ISO 55.001, en donde se puedan gestionar y argumentar las actividades para lograr optimizaciones a lo largo de su vida útil.

Viabilidad de la investigación

El sistema de monitoreo de aceite en línea más básico tiene un valor de $60.000 USD, siendo este un 7% del valor del trasformador a vigilar.

La confiabilidad del transformador aumentaría de 99.07% sin proyecto a 99.45% con proyecto.

El tiempo medio de reparación sin proyecto para una falla de reemplazo del transformador es de 9 meses por el contrario de los 15 días de reparación para una falla anticipada, el MTTR se reduce en un 94.4%.

Objetivo general.

- Evaluar la factibilidad técnica y económica de implementar un sistema de monitoreo en línea de gases disueltos del transformador de poder de 60[Mva] de la central hidroeléctrica.

Objetivos específicos.

- Determinar las especificaciones técnicas y de operación para el sistema recomendado.
- Generar los indicadores de gestión y métricas de medición para evaluar el estado de salud del transformador.
- Cuantificar económicamente los cambios propuestos y su conveniencia de implementación.

Metodología.

1. Identificar los gases que se presentan en las fallas de los transformadores.
2. Identificar y comparar la incertidumbre de medición de los gases según la sensibilidad según la tecnología a implementar.
3. Interpretar la normativa y establecer límites y recomendaciones a seguir.
4. Determinar el periodo de evaluación en el tiempo para el monitoreo del transformador.
5. Identificar el precio de la energía y generación en el periodo de tiempo a evaluar.
6. Determinar la tasa de descuento a utilizar.
7. Determinar los flujos de caja del proyecto.

Marco normativo.

- ASTM D3612 – 02 (2017) Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography.
- PASS 55-2 (2008) Asset Management.
- Nch-ISO 55001 (2014) Gestión de activos.
- IEC 60599-1999-03 Guía para la interpretación de los análisis de gases disueltos y libres.
- IEEE Std C57.104-1991 Guide for interpretation of gases generated in oil-inmersed transformers.

Marco teórico.

Transformador: Maquina eléctrica estática que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna sin alterar de manera significativa la potencia, mediante el enlace electromagnético de bobinas de distinta cantidad de espiras por medio de un núcleo de hierro.

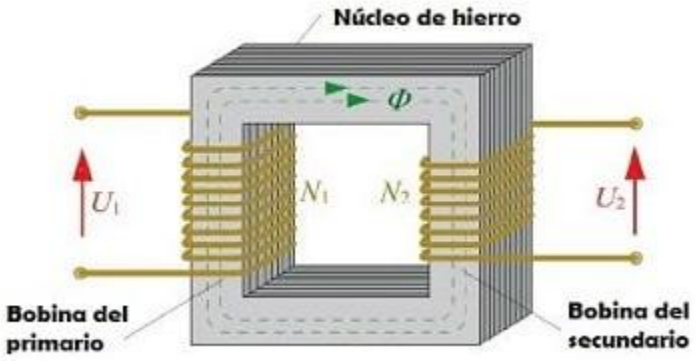


Imagen 5 Esquema de un transformador ideal.

Aislación: Conjunto de elementos utilizados en la ejecución de una instalación o construcción de un aparato o equipo y cuya finalidad es evitar el contacto con entre partes activas. (NCH Elec. 4/2003)

Celulosa: Principal componente de las paredes celulares de los arboles con altas propiedades como aislante.

Cromatografía de gases: Método físico de separación de compuestos orgánicos e inorgánicos térmicamente estables y volátiles para la caracterización de mezclas complejas. Es utilizada en aceite dieléctrico de transformadores para determinar el tipo y cantidad de gases disueltos en el aceite para prevenir o detectar fallas en desarrollo.

Descargas parciales: Ruptura dieléctrica localizada en una pequeña región de un sistema solido o líquido de aislamiento eléctrico sometido a condiciones de estrés de alta tensión.

Falla: Culminación de la capacidad de un componente o sistema para desarrollar su función.

Confiabilidad: es la probabilidad que un equipo mantenga su función sin fallar dentro del tiempo en el que es requerido. Se refiere a la aptitud del equipo de funcionar correctamente en las condiciones operativas durante todo su ciclo de vida. El índice que lo caracteriza es el MTBF (Mean time between failures). (Arata, 2013).

Disponibilidad: es la probabilidad que un equipo se encuentre en condiciones de funcionamiento normal cuando es requerido.

Mantenibilidad: Se relaciona con la aptitud de equipo de ser llevado a la condición de correcto funcionamiento. El índice que lo representa es el MTTR (Mean Time to Repair). (Arata, 2013).

Mantenimiento por monitoreo de la condición: Acción de mejora y conservación del estado de un activo Físico, basado en la medición de variables físicas representativas de la condición del equipo y su comparación con valores que indiquen que el equipo está deteriorado o en buen estado.

Activo: cualquier elemento de valor de la organización, incluye equipos, conocimiento, información, imagen, etc. (Gestión de mantenimiento, Durán, 2005).

Gestión de activos: Conjunto de actividades y prácticas coordinadas y sistemáticas por medio de las cuales una organización maneja de manera óptima y sustentable sus activos y sistemas de activos, su desempeño, riesgo y gastos a lo largo de sus ciclos de vida, con el fin de lograr su plan estratégico organizacional. (Gestión de mantenimiento, Durán, 2005).

Mantenimiento: Todas las acciones necesarias para que un ítem sea conservado o restaurado de modo que permanezca de acuerdo con una condición especificada. (Tavares)

CIGRE: Consejo Internacional en Grandes Redes Eléctricas", CIGRÉ es una sociedad internacional permanente no gubernamental creada en 1921, sin fines de lucro, con sede central en París, reconocida mundialmente como una organización líder en sistemas eléctricos de potencia, que cubre aspectos técnicos, económicos, de medio ambiente, de organización y regulatorios.

1. CAPITULO 1: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y DE OPERACIÓN.

1.1. Gases presentes en las fallas internas de un transformador.

Todos los transformadores con aceite refrigerante generan gases hasta cierto punto a temperaturas normales de funcionamiento. Pero si ocurre alguna anomalía dentro de un transformador en funcionamiento, como un sobrecalentamiento local o general, problemas dieléctricos o una combinación de estos estas anomalías se denominan "fallas incipientes ó en desarrollo".

Las fallas internas en el aceite producen los subproductos gaseosos hidrógeno (H_2), metano (CH_4), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4) y etano (C_2H_6). Cuando la celulosa está involucrada, las fallas producen metano (CH_4), hidrógeno (H_2), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2). Cada uno de estos tipos de fallas produce ciertos gases que son generalmente combustibles. El total de todos los gases combustibles puede indicar la existencia de cualquiera, o una combinación de fallas térmicas, eléctricas o corona.

Ciertas combinaciones de cada uno de los gases separados determinadas por la cromatografía son únicas para diferentes temperaturas de falla. Además, se ha encontrado que las proporciones de ciertos gases clave sugerir tipos de fallas. La interpretación de los gases individuales puede resultar difícil cuando hay más de una falla, o cuando un tipo de falla progresa a otro tipo, como un problema eléctrico que se desarrolla a partir de uno térmico. (IEEE Std C57.104-1991)

Durante el proceso de descomposición de aislamiento de celulosa, se forman principalmente agua, monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2), en muchas mayores cantidades que durante la oxidación del aceite, así como cantidades menores de hidrocarburos gaseosos. Estos se utilizan para complementar la interpretación del análisis de gases disueltos y confirmar si el aislamiento celulósico está involucrado en un defecto.

La formación de CO y CO_2 se incrementa no sólo con la temperatura, sino también con el contenido en **oxígeno** (O_2) en el aceite y el contenido en **humedad del papel**.

Puede encontrase en el aceite oxigeno (O_2) y nitrógeno (N_2) disueltos como consecuencia del contacto con el aire de la atmósfera en el conservador de equipos de respiración abierta, o por filtraciones en equipos sellados. (IEC 60599)

Para evaluar la capacidad de enfriamiento del equipo y las consideraciones de generación de gases en sus rangos de temperatura es deseable poder registrar la temperatura del aceite y la temperatura ambiente, Así como también el factor de carga del transformador.

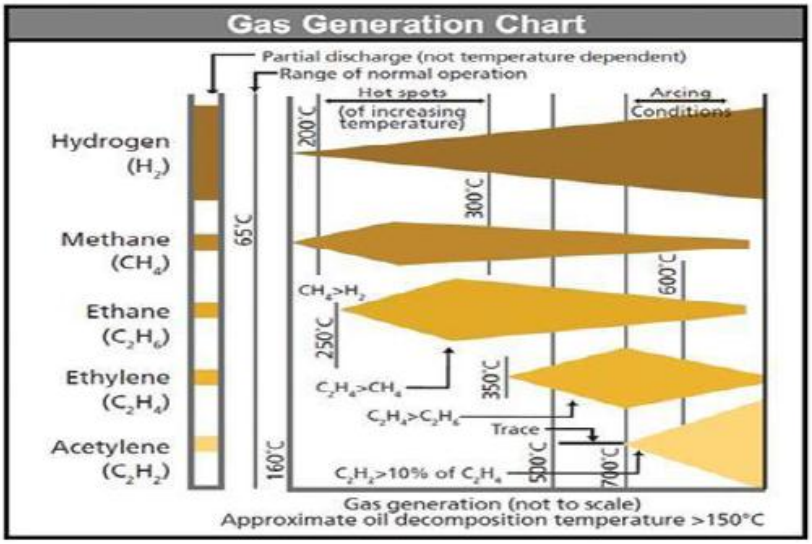


Imagen 6 Concentraciones de gases generados durante la descomposición del aceite.

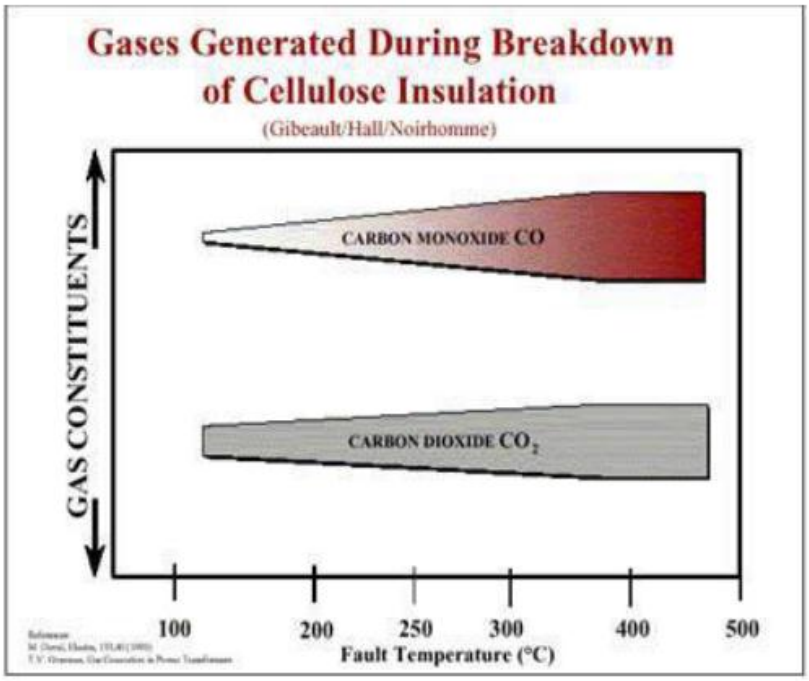


Imagen 7 Concentraciones de gases generados durante la descomposición de la celulosa.

Por lo tanto, los gases que se presentan en fallas incipientes en los transformadores y las variables importantes a considerar se presentan en las siguientes tablas.

Elemento	Composición Química
Hidrógeno	H2
Metano	CH4
Acetileno	C2H2
Etano	C2H6
Etileno	C2H4

Tabla 7 Gases generados durante la descomposición del aceite.

Elemento	Composición Química
Monóxido de carbono	CO
Dióxido de carbono	CO2

Tabla 8 Gases generados durante la descomposición de la celulosa

Elemento	Composición Química
Oxigeno	O2
Nitrógeno	N2

Tabla 9 Gases presentes en la atmosfera del transformador

Variable
Humedad
Temperatura del aceite
Temperatura Ambiente
Factor de carga

Tabla 10 Otras variables importantes

El transformador en estudio cuenta en su equipamiento con termómetros análogos para lectura y niveles de alarma y protección. Además cuenta con un sensor del tipo RTD para la integración de la temperatura del aceite a un transductor de temperatura a señales eléctricas de control 4-20mA.

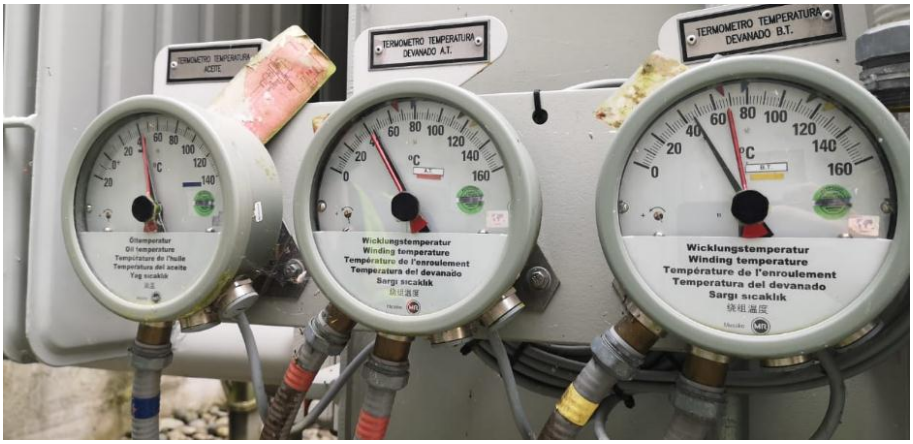


Imagen 8 Termómetros de indicación y protección del transformador.

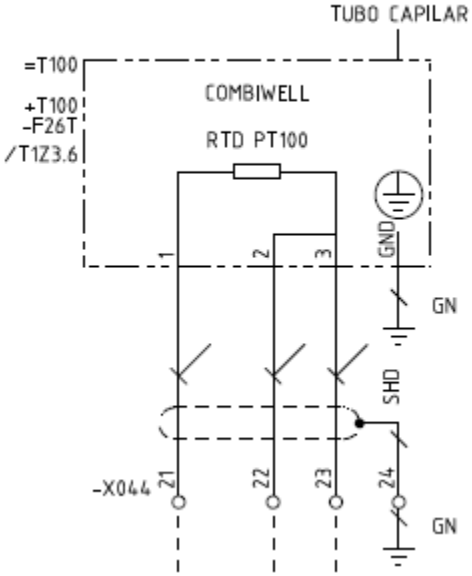


Imagen 9 Sensor de temperatura de aceite dispuesto en plano de control B1002100-B1.0

1.2. Propuesta 1, Tecnología NDIR.

- Equipo: Siemens Sitram Multisense 9
- Tecnología del tipo Infrarrojo no dispersivo NDIR (Non dispersive infrared)

El sensor del tipo NDIR es un dispositivo espectroscópico de simple uso y es frecuentado como medidor de gases.

Los componentes principales de esta tecnología de medición de gases son una fuente de luz infrarroja, una cámara de medición en donde circula la muestra, un filtro de longitud de onda y el detector de luz infrarroja.

El principio de funcionamiento de esta tecnología es cuantificar la radiación infrarroja que no absorbe la molécula de gas. Cada gas absorbe una longitud de onda conocida del espectro lumínico.

En un extremo de la cámara esta la fuente de luz y en el otro extremo el receptor de luz infrarroja con un filtro para la longitud de onda especial para el gas a cuantificar.

Una bomba se encarga de sacar la muestra de aceite del transformador e ingresarla a la cámara de medición, una vez ya medida, esta es devuelta a la cuba del trasformador.

Tomando como ejemplo un medidor NDIR de dióxido de Carbono (CO2) tenemos que la longitud de onda para el CO2 en el espectro de luz se encuentra en los 4 micrómetros del espectro lumínico, específicamente en los 4260[nm]

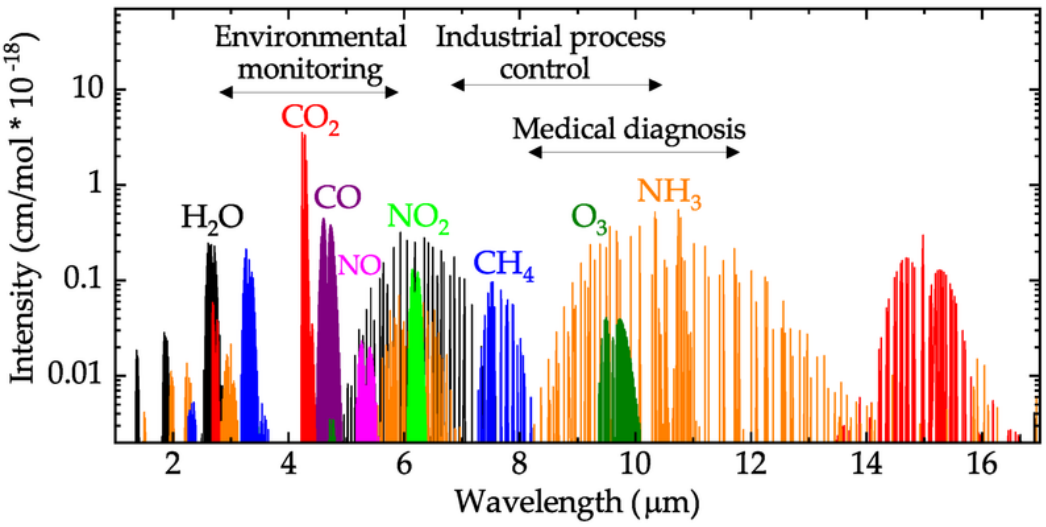


Imagen 10 Reacción de gases según longitudes de ondas del espectro lumínico.

Continuando con el ejemplo del medidor de CO2, estos funcionan con una fuente de luz infrarroja de banda ancha y un filtro óptico de banda estrecha. En función de la cantidad de luz infrarroja en la longitud de onda de los 4260[nm] que incida en el sensor receptor de luz infrarroja se podrá determinar la concentración del gas que existe en la cámara de medición.

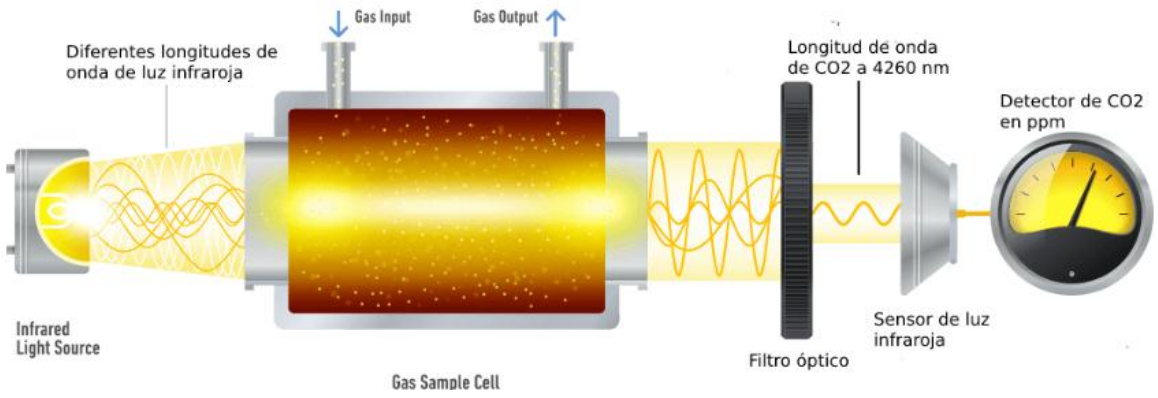


Imagen 11 Esquemático de medición de un medidor de CO2 mediante tecnología NDIR.

Dependiendo de la | de onda de los 4260[nm]. A mayor concentración de gas, menos luz infrarroja llegara al sensor receptor. Ya que la concentración de gas es inversamente proporcional a la luz infrarroja de 4260[nm] que llega al sensor. Esto dado por la ley de Lambert- Beer que explica el fenómeno.

1.3. Propuesta 2, Tecnología PAS.

- Equipo: Kelman DGA 900
- Tecnología del tipo espectroscopia fotoacústica PAS (photo acoustic spectroscopy)

La tecnología de medición de gases del tipo espectroscopia acústica PAS es similar a la medición de medición de gases mediante NDIR.

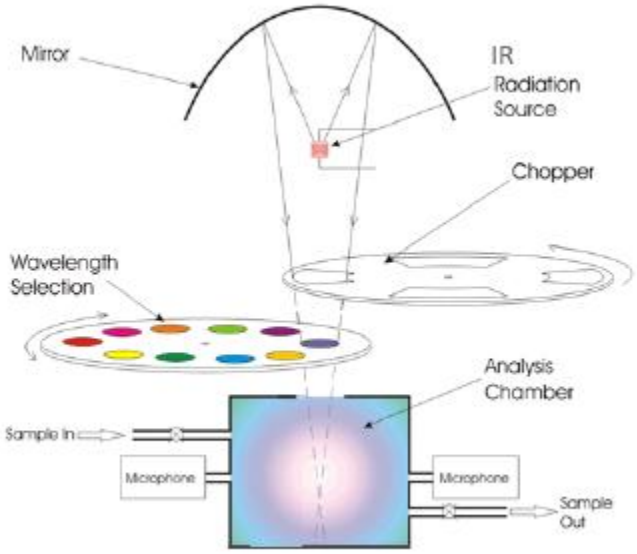


Imagen 12 Esquema de medición Kelman DGA 900 (Manual del equipo.)

En donde existe una fuente de luz infrarroja estable permanentemente encendida, el haz de luz es interrumpida por plato giratorio "chopper" para ser un efecto "estroboscópico" de manera mecánica, cuidando así la estabilidad y vida útil de la luz infrarroja.

El haz de luz pasa por un filtro seleccionado para la longitud de onda del gas a cuantificar entrando la longitud de onda filtrada a la cámara de medición, en donde el gas reacciona a esta luz infrarroja generando "ondas de presión" al interior de la cámara, estas ondas de presión son escuchadas por micrófonos de alta sensibilidad y que según sus niveles y formas de onda son representativos de la cantidad de gas presente en la muestra.

La muestra de aceite, al igual que en el sistema NDIR, una bomba se encarga de sacar la muestra de aceite del transformador e ingresarla a la cámara de medición, una vez ya medida, esta es devuelta a la cuba del trasformador.

1.4. Comentarios

		Propuesta 1		Propuesta 2	
		Siemens Sitram Multisense 9		GE Kelman DGA 900	
GAS		Precisión	Rango	Precisión	Rango
H2	Hidrogeno	+-5%	5 a 10.000 ppm	+-5%	5 a 5.000 ppm
CO	Monóxido de carbono	+-5%	20 a 10.000 ppm	+-3%	1 a 50.000 ppm
CO2	Dióxido de carbono	+-5%	20 a 10.000 ppm	+-3%	20 a 50.000 ppm
CH4	Metano	+-5%	1 a 5.000 ppm	+-3%	2 a 50.000 ppm
C2H2	Acetileno	+-5%	1 a 10.000 ppm	+-3%	0,5 a 50.000 ppm
C2H4	Etileno	+-5%	1 a 10.000 ppm	+-3%	1 a 50.000 ppm
C2H6	Etano	+-5%	1 a 10.000 ppm	+-3%	1 a 50.000 ppm
O2	Oxigeno	+-10%	1.000 a 50.000 ppm	+-5%	100 a 50.000 ppm
N2	Nitrógeno	-	-	+-15%	10.000 a 100.000 ppm
H2O	Humedad	+-3%	1 a 100%	+-3%	0 a 100%

Tabla 11 Tabla comparativa de precisiones y rangos de las propuestas. (Construcción propia de manuales de equipos.)

Según la tabla comparativa de las tecnologías se tiene sobre la tecnología NDIR del equipo Sitrans multisense 9:

- No mide nitrógeno N2.
- Presenta una precisión de +-5% en todos sus gases en excepción de Oxigeno con +-10% y Humedad con +-3%
- Presenta menos rango de medición por gas y humedad respecto a la tecnología PAS.

En cuando a la tecnología PAS del equipo Kelman DGA 900:

- Mide nitrógeno N2 con una precisión de +-15%.
- Presenta una precisión de +-3% para todos sus gases a excepción de Hidrogeno con +-5% H2 y nitrógeno N2 +-15%.
- Presenta mejores y amplios rangos de medición en comparación con la tecnología NDIR.
- La mejora entre +5% de la tecnología NDIR y el +-3% de la tecnología PAS significa una mejora de la fiabilidad del dato en un 40% respectivamente.

		Sitram Multisense 9	**Kelman DGA 900**	**Kelman/Sitram**	
GAS		**SPAN**	**SPAN**	**DELTA SPAN**	**DELTA SPAN %**
H2	Hidrogeno	9.995	4.995	-5.000	-50,03%
CO	Monóxido de carbono	9.980	49.999	40.019	400,99%
CO2	Dióxido de carbono	9.980	49.980	40.000	400,80%
CH4	Metano	4.999	49.998	44.999	900,16%
C2H2	Acetileno	9.999	49.999,5	40.000,5	400,05%
C2H4	Etileno	9.999	49.999	40.000,	400,04%
C2H6	Etano	9.999	49.999	40.000	400,04%
O2	Oxigeno	49.000	49.900	900	1,84%
N2	Nitrógeno	-	90.000	90.000	-
H2O	Humedad	99	100	1,0	1,01%

Tabla 12 Tabla comparativa de Rangos y SPAN.

- Según la tabla comparativa de Span, el equipo Kelman con tecnología PAS presenta mayores alcances de medición en todos sus gases excepción del Hidrogeno, en donde presenta un déficit de alcance de -5.000 ppm ó -50% de diferencia. En los demás gases presenta mayores alcances de medición estando por sobre el 400% respecto a la tecnología NDIR.

Ambos equipos poseen la capacidad de monitorear temperatura con tarjetas análogas ya que poseen entradas análogas (AI: Analog inputs) y en cuanto a comunicación industrial no existe diferencia ya que ambas pueden “conversar” en protocolos Modbus, Modbus RTU, Ethernet, DNP3 y IEC 61850.

Por tanto el equipo superior es el Kelman DGA 900 por sobre Sitram Multisense 9 en las dimensiones de precisión, cantidad de variables medidas y alcance de la medición, definiéndose así las especificaciones técnicas del sistema recomendado, correspondientes al primer objetivo específico.

Imagen 13 Siemens Sitram Multisense 9

Imagen 14 GE Kelman DGA 900

2. CAPITULO 2: INDICADORES DE LA CONDICION E INTERPRETACION NORMATIVA.

2.1. Interpretación según normativa IEC 60599

Según la IEC (International electrotechnical comission) la probabilidad o riesgo de tener un incidente o fallo en servicio está relacionada con los niveles de concentraciones de gases.

Por debajo de ciertos niveles de concentraciones (citados como valores típicos o valores normales), la probabilidad de tener un fallo es baja. Se considera que el equipo está sano, aunque no puede descartarse totalmente un fallo, incluso a estos bajos niveles, pero es improbable. Por tanto, puede hacerse una primera y rápida discriminación entre análisis sanos y sospechosos calculando los valores típicos para el equipo.

La probabilidad de tener un fallo puede aumentar significativamente a valores muy por encima de los niveles típicos de concentración. En este caso, la situación se considera crítica pues, aunque es posible que no se produzca un fallo a estos niveles altos, el riesgo de que se produzca uno es alto. Estos fallos pueden dividirse en dos categorías:

- fallos que se desarrollan en muy poco tiempo (que, por lo tanto, son imposibles de detectar mediante toma de muestras y análisis en el laboratorio y que sólo se pueden detectar con detectores en línea);
- fallos que se desarrollan a lo largo de extensos periodos de tiempo. Sólo esta segunda categoría puede detectarse por análisis de gases disueltos AGD en el laboratorio.

2.2. Rangos de concentración de gases.

Es preferible considerar los valores típicos de las concentraciones como una guía inicial para la toma de decisiones, cuando no se dispone de otra experiencia. No deben utilizarse para averiguar si existe un fallo o no dentro del equipo. Deben verse como valores por encima de los cuales la velocidad de formación de los gases puede permitir la detección de un probable defecto.

Generalmente, se considera que un incremento de velocidad en las concentraciones de gases de más del 10% por mes por encima de los valores típicos de concentraciones, es

un requisito previo para establecer que el defecto es activo, suponiendo que la precisión de los valores de AGD es mejor del 10% después de un mes. Velocidades mucho mayores de incremento de gases, como el 50% por semana, y que evolucionen hacia defectos de energía mayor (por ejemplo descargas parciales o defectos térmicos), se consideran generalmente muy serias, especialmente si superan los valores de concentraciones de alarma.

Subtipo de transformador	Hidrogeno H2	Monóxido de Carbono CO	Dióxido de carbono CO2	Metano CH4	Etano C2H6	Etileno C2H4	Acetileno C2H2
Sin CTC	60-150	540-900	5100-13000	40-110	50-90	60-280	3-50
Con CTC	75-150	400-850	5300-12000	35-130	50-70	110-250	80-270

Tabla 13 Rango de concentraciones típicas del 90% de transformadores de potencia observados de todos los tipos. (Fuente IEC 60599)

*CTC: Conmutador de TAP en Carga, dispositivo para corregir mediante maniobra de un conmutador eléctrico la tensión en los terminales de salida del transformador en pasos de 2.5% del valor de la tensión nominal. Este caso en particular el transformador en estudio, no tiene CTC.

2.3. Relaciones básicas de gases.

Una vez corroborado que se excede los niveles de rangos comunes de los gases y que existe un incremento semanal, se sentencia que hay un defecto activo en evolución, ya con estos criterios cumplidos se debe de evaluar con herramientas de relaciones básicas de gases.

- C2H2/C2H4 = Acetileno/Etileno
- CH4/H2 = Metano/Hidrogeno
- C2H4/C2H6 = Etileno/Etano

En donde los defectos o fallas en evolución se clasifican en:

- Descargas parciales (DP) del tipo corona, que pueden producir la deposición de cera sobre el papel aislante, o del tipo de chispas eléctricas que provocan pequeñas perforaciones carbonizadas en el papel, en forma de cabeza de alfiler, que, sin embargo, no son fáciles de encontrar.
- Descargas de baja energía (D1), en el aceite o en el papel, evidenciadas por grandes perforaciones carbonizadas en el papel, carbonización de la superficie del papel o partículas de carbón en el aceite.
- Descargas de alta energía (D2), en el aceite o en el papel, con arcos de potencia, evidenciados por la destrucción extensiva y la carbonización del papel, fusión de metales en los extremos de la descarga, extensiva carbonización del aceite y, en algunos casos, desconexión del equipo, lo que confirma la gran intensidad de corriente de la descarga.
- Defectos térmicos, en el aceite o en el papel, inferiores a 300ºC si el papel se torna marrón (T1) y superiores a 300ºC si se carboniza (T2).
- Defectos térmicos de temperaturas superiores a 700ºC (T3) si existen evidencias de carbonización del aceite, coloración de metales (800ºC) o fusión de metales >1000ºC.

Los resultados de las relaciones se deben clasificar en la siguiente tabla.

Caso	Defecto característico	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
DP	Descargas parciales (véanse las notas 3 y 4)	NS[1)]	<0,1	<0,2
D1	Descargas de baja energía	>1	0,1 – 0,5	>1
D2	Descargas de alta energía	0,6 – 2,5	0,1 – 1	>2
T1	Defecto térmico t < 300 ºC	NS[1)]	>1 pero NS[1)]	<1
T2	Defecto térmico 300 ºC < t < 700 ºC	<0,1	>1	1 – 4
T3	Defecto térmico T > 700 ºC	<0,2[2)]	>1	>4

NOTA 1 – En algunos países se utiliza la relación C_2H_2/C_2H_6 en vez de la relación CH_4/H_2. También, en algunos países se utilizan límites ligeramente diferentes para esta relación.

NOTA 2 – Las relaciones anteriores son significativas y deben calcularse sólo si al menos uno de los gases supera los valores típicos de concentración y velocidad de incremento de dicha concentración (véase el capítulo 9).

NOTA 3 – CH_4/H_2 <0,2 para descargas parciales en transformadores de medida.
CH_4/H_2 <0,07 para descargas parciales en bornas.

NOTA 4 – Formas de descomposición de gases similares a las de las descargas parciales se han encontrado como resultado de la descomposición de delgadas películas de aceite entre los laminados del núcleo sobrecalentados a temperaturas de 140 ºC (véase 4.3 y [1] del anexo C).

1) NS = No significativo cualquiera que sea el valor.

2) Un valor en aumento de la concentración de C_2H_2 puede indicar que la temperatura del punto caliente es superior a 1 000 ºC.

Tabla 14 Tabla de interpretación de Gases disueltos según IEC 60599

2.4. Triángulo de Duval

Otro método de análisis de los datos de los Gases disueltos que está bajo la normativa IEC 60599, en donde con relaciones porcentuales de los gases de Acetileno C2H2, Etileno C2H4 y Metano CH4 se interpretan en un triángulo con zonas de fallas en donde se indica el tipo de defecto del transformador.

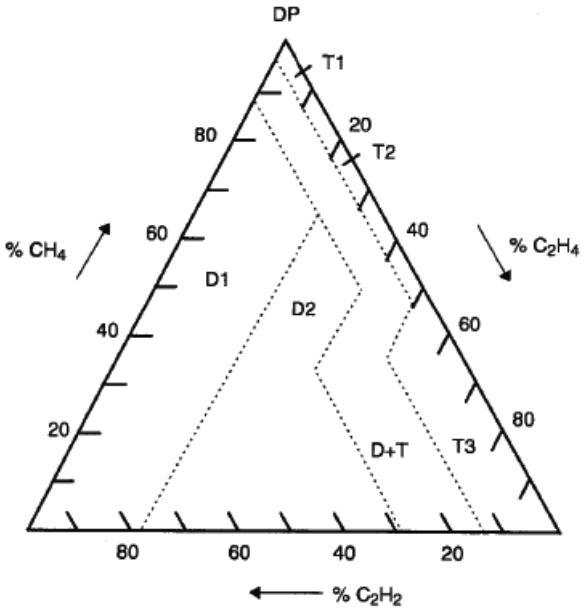


Imagen 15 Triángulo de Duval.

En donde:

$$\% \, C_2H_2 = \frac{100x}{x+y+z}$$

$$\% \, C_2H_4 = \frac{100y}{x+y+z}$$

$$\% \, CH_4 = \frac{100z}{x+y+z}$$

- x: Acetileno C2H2 en ppm.
- y: Etileno C2H4 en ppm.
- z: Metano CH4 en ppm.

2.5. Relación O2/N2

Puede encontrase en el aceite O2 y N2 disueltos como consecuencia del contacto con el aire de la atmósfera en el conservador de equipos de respiración abierta, o por filtraciones en equipos sellados por colchón de nitrógeno N2. En equilibrio, teniendo en cuenta las diferentes solubilidades relativas de O2 y N2, la relación O2/N2 en el aceite refleja la composición del aire y es próxima a 0,5.

En servicio, esta relación puede descender como resultado de la oxidación del aceite o del envejecimiento del papel.

2.6. Metodología recomendada para la interpretación de análisis de gases disueltos AGD

- Se eliminan o corrigen los valores AGD inconsistentes. Se calcula la velocidad de incremento de gases desde el último análisis.

- Si todos los gases están por debajo de los valores típicos de las concentraciones de gases y de las velocidades de incremento de gases, se indica "AGD normal / equipo sano”.

- Si al menos uno de los gases está por encima de los valores típicos de las concentraciones de gases y de incremento de gases, se calculan las relaciones de gases y se identifica el tipo de defecto utilizando la tabla de interpretación de relaciones de AGD. Se comprueba un posible diagnóstico erróneo que lleve a un punto no concluyente.

Si los valores de AGD están por encima de los valores típicos:

- Se determina si las concentraciones de gases y las velocidades de incremento de gases están por encima de los valores de alarma. Se verifica si el defecto está evolucionando hacia su etapa final. Se determina si el papel está involucrado.

- Se toman decisiones de acuerdo con la mejor práctica de ingeniería eléctrica o de mantenimiento.

Se recomienda:

- Aumentar la frecuencia de las tomas de muestra (quincenal, mensual u otra) cuando
- las concentraciones de gases y sus velocidades de incremento superan los valores típicos, considerar emprender acciones inmediatas.

2.7. Interpretación según normativa IEEE Std. C57.104

Según la IEEE (The institute of electrical an electronics engineers), al igual que el método de evaluación de la IEC invita a interpretar los datos de un análisis de gases disueltos AGD, pero hace la diferencia acentuando en los "Gases combustibles".

Gas	Combustible
Hidrogeno H2*	Si
Acetileno C2H2*	Si
Etileno C2H4*	Si
Monóxido de Carbono CO*	Si
Etano C2H6*	Si
Metano C2H6*	Si
Oxigeno O2	No
Dióxido de carbono CO2	No
Nitrógeno N2	No

Tabla 15 Gases combustibles y no combustibles según la IEE C57.104*

En donde la sumatoria de todos los gases combustibles en ppm se representarán en la cifra de TDGC, "Total de gases combustibles disueltos".

2.8. Evaluación de la condición basada en concentraciones y en TDCG

Puede ser difícil determinar si un transformador se está comportando normalmente si no tiene un historial previo de gas disuelto. Además, existen diferencias de opinión considerables para lo que se considera un "transformador normal" con aceptable concentraciones de gases.

Se ha desarrollado un criterio de cuatro niveles para clasificar los riesgos de los transformadores, cuando no hay gas disuelto previo historial, para un funcionamiento continuo a varios niveles de gas combustible. El criterio utiliza ambas concentraciones para diferentes gases y la concentración total de todos los gases combustibles.

	Hidrogeno* H2	Metano* CH4	Acetileno* C2H2	Etileno* C2H4	Etano* C2H6	Monóxido de Carbono* CO	Dióxido de carbono CO2	TDGC
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101-700	121-400	36-100	51-100	66-100	351-570	2501-4000	721-1920
Condición 3	701-1800	401-1000	101-200	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>200	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Tabla 16 Tabla de gases disueltos y límites de concentración en ppm según IEC C57.104

Una vez clasificando e identificando la concentración de gas individual y la cantidad de TDGC se debe de evaluar según la condición que invita el método lo cual se comenta el siguiente cuadro.

Condición	Comentario
Condición 1	TDCG por debajo de este nivel indica que el transformador está funcionando satisfactoriamente Ninguno de los gases combustibles individuales que excedan los niveles especificados deben impulsar una investigación adicional.
Condición 2	TDCG dentro de este rango indica que un nivel de gas combustible es superior al normal. Cualquier gas combustible que excede los niveles especificados debe impulsar una investigación adicional. Se deben tomar medidas para establecer una tendencia. Puede haber fallas incipientes.
Condición 3	TDCG dentro de este rango indica un alto nivel de descomposición. Cualquier gas combustible que excede los niveles especificados debe impulsar una investigación adicional. Se deben tomar medidas inmediatas para establecer una tendencia. Probablemente exista una falla presente.
Condición 4	TDCG dentro de este rango indica una descomposición excesiva. La operación continua podría resultar en Fallo del transformador. Proceda inmediatamente y con precaución.

Tabla 17 Evaluación de la condición del transformador utilizando concentraciones individuales y de TDCG

Dependiendo del nivel del monitoreo de la condición, la IEEE C107.104 invita a acciones correctivas y mitigatorias, además de sugerir la frecuencia de la toma de muestras según se muestra en la siguiente tabla.

	Nivel de TDGC ppm	Relación TDGC ppm/día	Frecuencia de toma de muestra	Procedimiento operacional
Condición 4	>4630	>30	Diaria	Considere retirar de servicio, avisar al fabricante.
		10-30	Diaria	Tenga mucho cuidado, analice los gases individuales, planifique la interrupción, avisar al fabricante.
		<10	Semanal	
Condición 3	1921-4630	>30	Semanal	Tenga mucho cuidado, analice los gases individuales, planifique la interrupción, avisar al fabricante.
		10-30	Semanal	
		<10	Mensual	
Condición 2	721-1920	>30	Mensual	Acción precautoria, analice los gases individuales, determine la dependencia de la carga.
		10-30	Mensual	
		<10	Cuatrimestral	
Condición 1	<720	>30	Mensual	Acción precautoria, analice los gases individuales, determine la dependencia de la carga.
		10-30	Cuatrimestral	Continúe la operación normal.
		<10	Anual	

Tabla 18 Acciones basadas sobre el nivel de TDGC

Desde condición 2 la normativa invita a evaluar con herramientas de relaciones y proporciones algunos modos de falla del transformador según la cantidad de gases combustibles disueltos TGDC en el aceite.

2.9. Metodología mediante Gases Clave

Esta metodología se basa en experiencia de presencia y distribución de gases haciendo ilustrativo su modo de falla, en donde mediante interpretación de histogramas se puede evaluar el tipo posible de falla en desarrollo.

Falla térmica del aceite.

Los productos de descomposición incluyen etileno y metano, junto con cantidades menores de hidrógeno y etano. Pueden formarse trazas de acetileno si la falla es severa o involucra contactos eléctricos. El gas principal, etileno

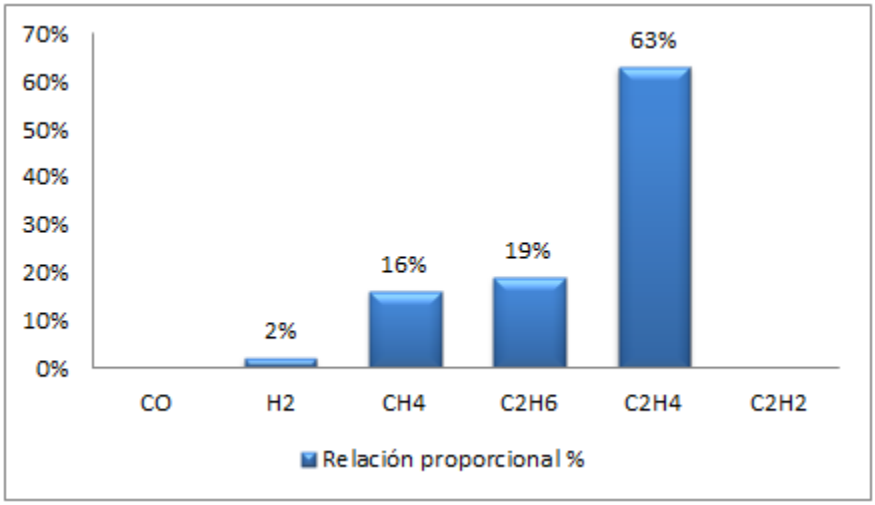


Gráfico 2 Distribución de gases en falla térmica del aceite.

Falla térmica de la celulosa, ó celulosa recalentada.

Se generan grandes cantidades de dióxido de carbono y monóxido de carbono a partir de celulosa recalentada. Si la falla involucra una estructura impregnada de aceite se formarán gases de hidrocarburos, como metano y etileno, Gas principal, monóxido de carbono.

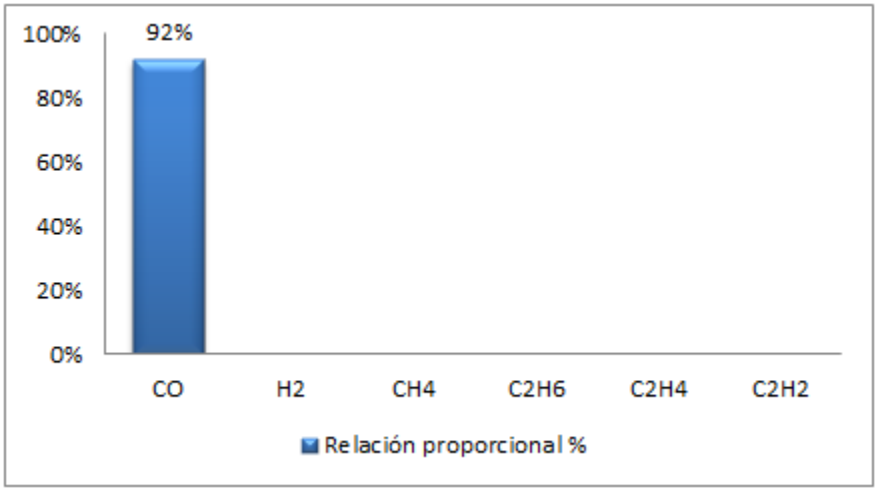


Gráfico 3 Distribución de gases en falla térmica de la celulosa.

Corona eléctrica.

Las descargas eléctricas de baja energía producen hidrógeno y metano, con pequeñas cantidades de etano y etileno. Cantidades comparables de monóxido de carbono y dióxido pueden resultar de descargas en celulosa. Gas principal, hidrógeno.

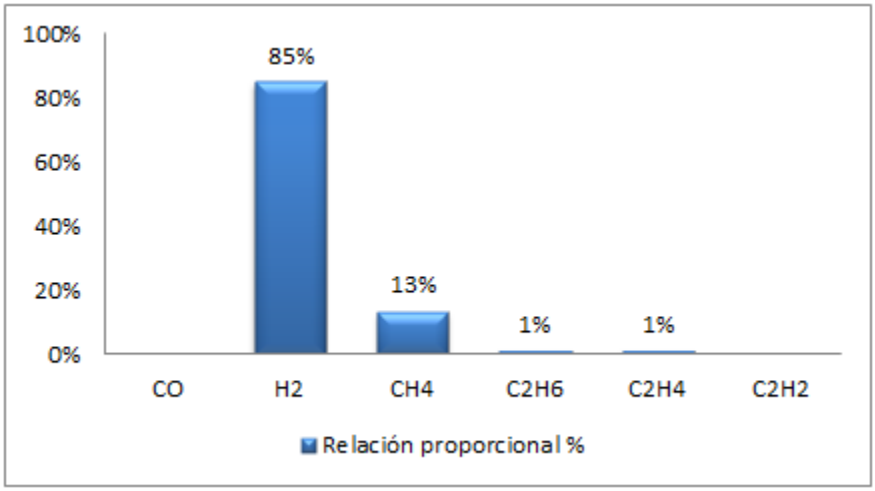


Gráfico 4 Distribución de gases en falla de corona eléctrica.

Arco eléctrico.

Se producen grandes cantidades de hidrógeno y acetileno, con cantidades menores de metano y etileno. También se puede formar dióxido de carbono y monóxido de carbono si la falla involucra celulosa. El aceite puede estar carbonizado. Gas principal, acetileno.

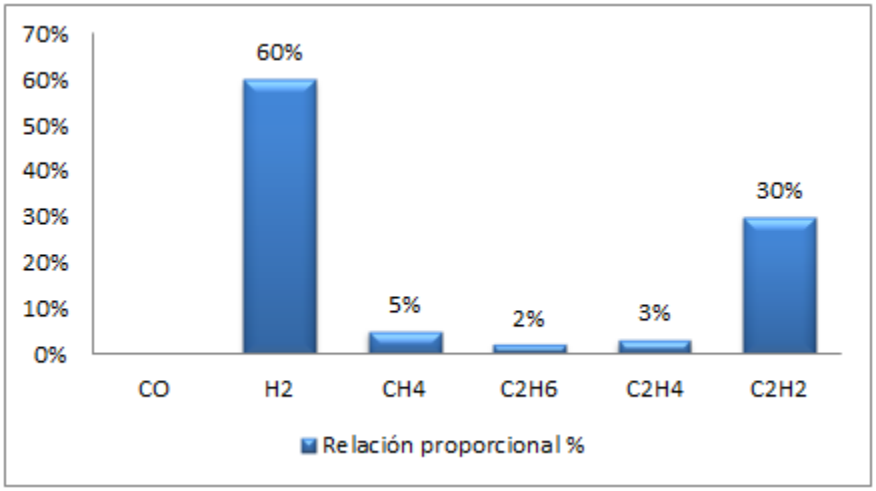


Gráfico 5 Distribución de gases en falla de arco eléctrico.

2.10. Metodología mediante las relaciones de Doernenburg

El método de las relaciones de Doernenburg se basa en 4 relaciones de gases clave para discriminar un modo posible de falla, para esto es necesario cumplir ciertas condiciones para que el método sea válido.

- Contar con los valores en ppm de un ensayo de cromatografía, de laboratorio, ó online.
- Si al menos una de las concentraciones de gas (en ppm) para Hidrogeno H2, Metano CH4, Acetileno C2H2 y Etileno C2H4 excede el doble de los valores para límite L1 y uno de los otros dos gases excede los valores para el límite L1, la unidad se considera defectuoso.
- Determinación de la validez del procedimiento de relación: si al menos uno de los gases en cada relación R1, R2, R3 o R4 excede el límite L1, el procedimiento de relación es válido; de lo contrario, las proporciones no son significativas y la unidad debe ser muestreado e investigado mediante procedimientos alternativos.

- Suponiendo que el análisis de razón es válido, cada razón sucesiva se compara con los valores obtenidos del esquema en el orden R1, R2, R3 y R4.
- Si todas las relaciones sucesivas para un tipo de falla específico caen dentro de los valores dados en el esquema de flujo, el diagnóstico es válido, ya que llevara a un punto concluyente.

Gas	Concentración L1 ppm
Hidrogeno H2	100
Metano CH4	120
Monóxido de Carbono CO	350
Acetileno C2H2	35
Etileno C2H4	50
Etano C2H6	65

Tabla 19 Tabla de concentraciones limite L1 para el método de Doernenburg.

Relaciones de Doernenburg.

- R1 = C2H4/H2 = Etileno/Hidrogeno
- R2 = C2H2/C2H4 = Acetileno/Etileno
- R3 = C2H2/CH4 = Acetileno/Metano
- R4 = C2H6/C2H2 = Etano/Acetileno

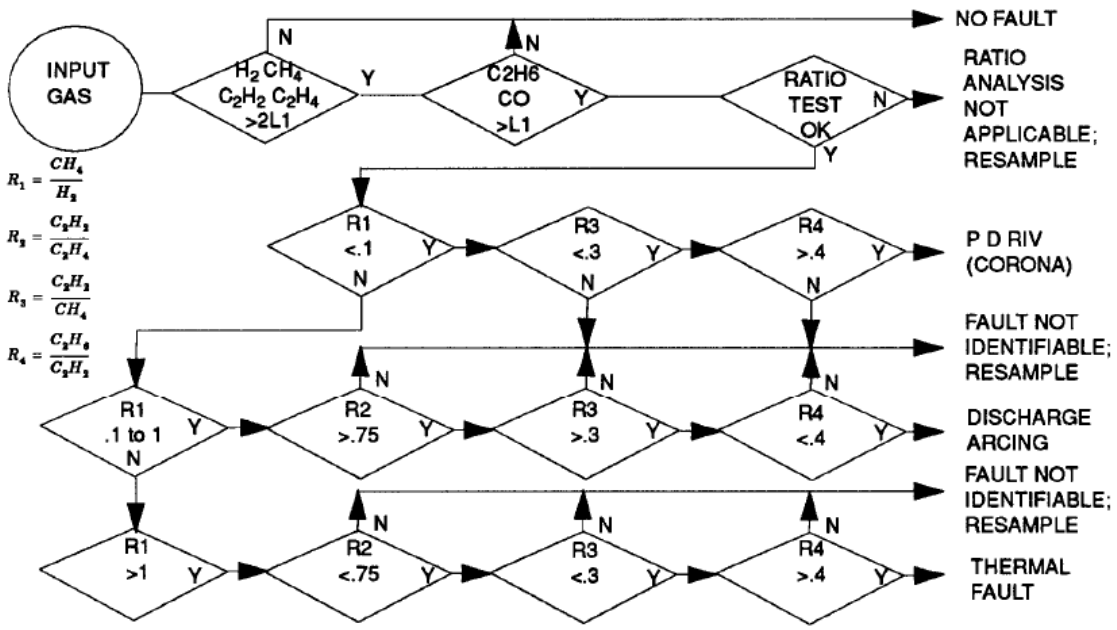


Imagen 16 Diagrama de flujo del método de las relaciones de Doernenburg.

2.11. Metodología mediante las relaciones de Rogers.

El método de la razón de Rogers sigue el mismo procedimiento general que el método de Doernenburg, excepto que solo tres razones (R1, R2 y R5). Este método, que se muestra en el diagrama de flujo del método. La validez de este método se basa en la correlación de los resultados de una un número mucho mayor de investigaciones de fallas con el análisis de gas para cada caso. Pero, al igual que con el método Doernenburg, las relaciones de Rogers pueden dar relaciones que no encajan en los códigos de diagnóstico; por lo tanto, otros métodos analíticos deben ser investigados mediante procedimientos alternativos.

Relaciones de Rogers.

- R1 = C2H4/H2 = Etileno/Hidrogeno
- R2 = C2H2/C2H4 = Acetileno/Etileno
- R5 = C2H2/C2H6 = Acetileno/Etano

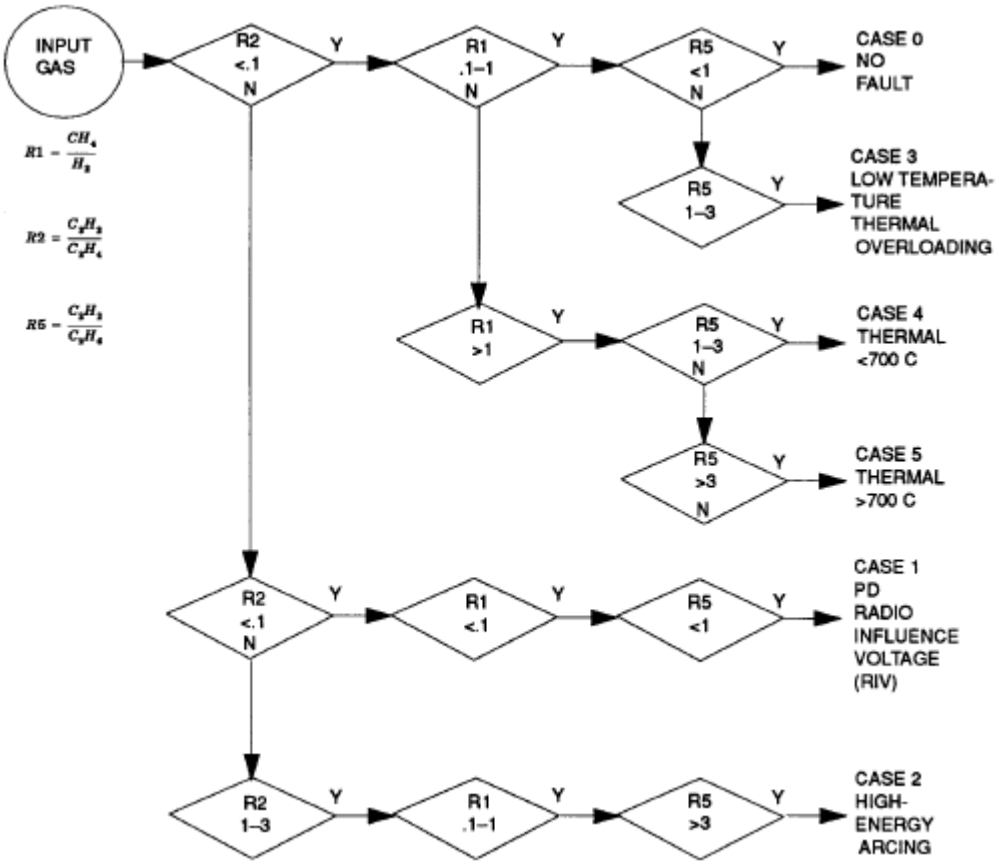


Imagen 17 Diagrama de flujo del método de las relaciones de Rogers

2.12. Comentarios

Las normas IEC 60599 y IEEE C.57.104 entregan herramientas y métricas necesarias para hacer evaluación del estado de la condición del transformador y poder discernir en fallas incipientes en desarrollo en el equipo.

Si bien invitan a intervalos de tiempo en función del estado de la condición, queda abierta la sugerencia que es un standart mínimo recomendado en base a experiencias estadísticas, y que bien así como lo menciona la IEC 60599 *"las fallas de rápido desarrollo son observadas por equipos de medición de gases disueltos del tipo online"*, y es ahí donde esta una parte importante del proyecto, poder vigilar el equipo en todo momento para poder alertar de manera temprana , registrada y automática del evento en el interior y gestionar de manera eficiente la vida útil del transformador.

Las herramientas de evaluación y terminología de estas normativas están inmersas en los software de análisis de los propietarios de los equipos, por tanto para el ingeniero analista no especialista del ámbito eléctrico, los alcances normativos de los métodos de evaluación presentes en este trabajo servirán para el entendimiento de los datos y procesamiento del monitoreo de la condición del transformador con los datos entregados por el software del equipo.

En base a lo contenido en este capítulo según las recomendaciones de las normas comentadas, se define como generar indicadores de gestión de la condición de salud del transformador para evaluar su estado de salud, correspondiente al segundo objetivo específico.

3. CAPITULO 3: EVALUACION ECONOMICA.

3.1. Inversión del equipo.

Se considerará para el estudio económico la oferta del equipo Kelman de tecnología PAS, al ser la oferta económica de menor valor, ya que el equipo de tecnología NDIR, tiene un valor de $166.000 USD.

Se considerará para todas las transformaciones de USD a CLP el valor del dólar observado del banco central del día 30 de diciembre de 2021, siente este de $850.25 CLP, el valor total de la inversión es de $51.295.582,50 Pesos chilenos.

N°	Item	Cantidad	Valor Unitario USD	Total USD	TOTAL CLP
1	Equipo Kelman	1	$ 50.050	$ 50.050	$ 42.555.012,5
2	Tarjeta AO	1	$ 480	$ 480	$408.120
3	Instalación y comisionamiento	1	$7.300	$7.300	$6.206.825
4	Gastos operacionales	1	$ 2.500	$2.500	$2.125.625
			TOTAL	$60.330	$51.295.582

Tabla 20 Inversión del equipo.

3.2. Capital de trabajo.

Considerando una programación del trabajo con 3 semanas de un mantenedor con un sueldo de $2.250.000 el cual preparará los trabajos y los sistemas para recibir el proyecto, 2 semanas de un Supervisor de con un sueldo de $2.500.000 para la supervisión de las obras y el proceso administrativo de la gestión del contrato y 5 horas de un operador con un sueldo de $2.250.000 para atender los requerimientos asociados al proyecto, se estiman en esta línea de tiempo los siguientes costos como capital de trabajo.

N°	Item	TOTAL CLP
1	Mantenedor 3 Semanas	$ 1.687.500,00
2	Supervisor 2 semanas	$ 1.250.000,00
3	Operador puesta en marcha 5HH	$ 62.500,00
		$ 3.000.000,00

Tabla 21 Capital de trabajo.

3.3. Inversión inicial

Por lo anteriormente expuesto la inversión inicial estará dado por la inversión más el capital de trabajo.

N°	Item	TOTAL CLP
1	Equipo Kelman	$ 51.295.582,50
2	Capital de trabajo	$ 3.000.000
	TOTAL	$ 54.295.582,50

Tabla 22 Inversión inicial.

3.4. Ingresos por la generación de energía.

De la base de datos interna de la compañía en base a su área de "Market" se presentan los siguientes precios de energía para un periodo de 5 años, los cuales son pronósticos para la "barra Rahue", en la décima región, Osorno, Chile.

AÑO	USD	CLP
2022	$73,67	$ 62.637,92
2023	$41,57	$ 35.344,89
2024	$41,57	$ 35.344,89
2025	$54,03	$ 45.939,01
2026	$54,4	$ 46.253,60

Tabla 23 Pronóstico de precios de energía.

Estos se utilizará para estimar los costos de "no producción por mantenimiento" y "costos de falla" al igual que la producción bruta de energía del año 2020, el cual fue de 262.920 MWH. Los ingresos de generación, al no tener variabilidad e incidencia con el proyecto no se consideraran estos como ingresos a la caja.

3.5. Costos situación sin proyecto.

Esta estructura de costos representa:

Actividades de mantenimiento: las actividades calendarizadas por plan de mantenimiento en sus plazos planificados.

Costo HH Mantenedor: Costos asociados a la cantidad de Horas hombre de un técnico de mantenimiento para la supervisión de las obras, estas a partir de un sueldo de $2.250.000.

No producción por mantenimiento: Costos de no producir energía en las actividades que el equipo se necesita desenergizado, calculados por su unidad de tiempo y el valor de la energía generación presentada en el cuadro de "pronóstico de precio de la energía."

Costos de probabilidad de Falla 0.93%: Estos valores representan el valor del costo de dalla por su probabilidad de que esta ocurra. Se considera lo siguiente para su cálculo una falla catastrófica con pérdida del transformador, su renovación y puesta en servicio, con un tiempo medio de reparación de 9 meses.

Item	**USD**	**CLP**
Costo transformador	$ 850.000	$722.712.500
Instalación	$ 200.000	$170.050.000
No producción	9 Meses	6480 Horas

Tabla 24 Costos asociados al reemplazo del transformador por una falla catastrófica.

COSTOS SIN PROYECTO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
COSTOS ACTIVIDADES DE MMTO					
Medición de descargas parciales Online	$ 2.910.454,38	$ 2.910.454,38	$ 2.910.454,38	$ 2.910.454,38	$ 2.910.454,38
Batería de mediciones eléctricas Offline	$ 5.820.908,76		$ 5.820.908,76		$ 5.820.908,76
Prueba de Barrido de Alta frecuencia FRA	$ 1.296.737,10				
Análisis de Aceite	$ 1.305.584,00	$ 1.305.584,00	$ 1.305.584,00	$ 1.305.584,00	$ 1.305.584,00
COSTO HH MANTENEDOR					
Medición de descargas parciales Online 6HH	$ 75.000,00	$ 75.000,00	$ 75.000,00	$ 75.000,00	$ 75.000,00
Batería de mediciones eléctricas Offline 24HH	$ 300.000,00		$ 300.000,00		$ 300.000,00
Prueba de Barrido de Alta frecuencia FRA 4HH	$ 50.000,00				
Análisis de Aceite 5HH	$ 250.000,00	$ 250.000,00	$ 250.000,00	$ 250.000,00	$ 250.000,00
NO PRODUCCION POR MMTO					
Medición de descargas parciales Online 4H	$ 250.551,67	$ 141.379,57	$ 141.379,57	$ 183.756,03	$ 185.014,40
Batería de mediciones eléctricas Offline 48H	$ 3.006.620,04		$ 1.696.554,84		$ 2.220.172,80
Prueba de Barrido de Alta frecuencia FRA 4H	$ 250.551,67				
COSTOS DE PROB DE FALLA 0,93					
Costo transformador	$ 6.721.226,25	$ 6.721.226,25	$ 6.721.226,25	$ 6.721.226,25	$ 6.721.226,25
No poduccion 9 meses	$ 3.774.811,46	$ 2.130.024,60	$ 2.130.024,60	$ 2.768.468,35	$ 2.787.426,95
Instalacion y puesta en servicio.	$ 1.581.465,00	$ 1.581.465,00	$ 1.581.465,00	$ 1.581.465,00	$ 1.581.465,00
TOTAL COSTOS **SIN** PROYECTO	$ 27.593.910,33	$ 15.115.133,80	$ 22.932.597,40	$ 15.795.954,01	$ 24.157.252,54

Tabla 25 Total de costos en situación "sin proyecto".

3.6. Costos situación con proyecto.

Esta estructura de costos representa:

Actividades de mantenimiento: las actividades calendarizadas por plan de mantenimiento en sus plazos planificados, retirando de la pauta en análisis de aceite de laboratorio del aceite, ya que esta será "en línea".

Costo HH Mantenedor: Costos asociados a la cantidad de Horas hombre de un técnico de mantenimiento para la supervisión de las obras, estas a partir de un sueldo de $2.250.000.

No producción por mantenimiento: Costos de no producir energía en las actividades que el equipo se necesita desenergizado, calculados por su unidad de tiempo y el valor de la energía generación presentada en el cuadro de "pronóstico de precio de la energía."

Costos de probabilidad de Falla 0.55%: Estos valores representan el valor del costo de falla por su probabilidad de que esta ocurra, esta es menor a la de la situación "sin proyecto", dado a la gestión en el transformador con el equipo de análisis de gases en línea, ya que su implementación mejora su confiabilidad a un 99.45% como se demuestra en la solución propuesta. Se considera un valor referencial de reparación de un proveedor

electromecánico de la zona central de $80.000 USD y un tiempo medio de reparación de 15 días.

Item	USD	CLP
Instalación	$ 80.000	$ 68.020.000
No producción	15 Dias	360 Horas

Tabla 26 Costos asociados a la reparación del transformador ante una falla potencial.

COSTOS CON PROYECTO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
COSTOS ACTIVIDADES DE MMTO					
Medición de descargas parciales Online	$ 2.910.454,38	$ 2.910.454,38	$ 2.910.454,38	$ 2.910.454,38	$ 2.910.454,38
Batería de mediciones eléctricas Offline	$ 5.820.908,76		$ 5.820.908,76		$ 5.820.908,76
Prueba de Barrido de Alta frecuencia FRA	$ 1.296.737,10				
COSTO HH MANTENEDOR					
Medición de descargas parciales Online 6HH	$ 75.000,00	$ 75.000,00	$ 75.000,00	$ 75.000,00	$ 75.000,00
Batería de mediciones eléctricas Offline 24HH	$ 300.000,00		$ 300.000,00		$ 300.000,00
Prueba de Barrido de Alta frecuencia FRA 4HH	$ 50.000,00				
NO PRODUCCION POR MMTO					
Medición de descargas parciales Online 4H	$ 250.551,67	$ 141.379,57	$ 141.379,57	$ 183.756,03	$ 185.014,40
Batería de mediciones eléctricas Offline 48H	$ 3.006.620,04		$ 1.696.554,84		$ 2.220.172,80
Prueba de Barrido de Alta frecuencia FRA 4H	$ 250.551,67				
COSTOS DE PROB DE FALLA 0,55					
No poduccion 15 dias	$ 124.023,08	$ 69.982,89	$ 69.982,89	$ 90.959,23	$ 91.582,13
Reparacion	$ 374.110,00	$ 374.110,00	$ 374.110,00	$ 374.110,00	$ 374.110,00
TOTAL COSTOS **CON** PROYECTO	$ 14.458.956,70	$ 3.570.926,84	$ 11.388.390,44	$ 3.634.279,64	$ 11.977.242,47

Tabla 27 Total de costos en situación "con proyecto".

3.7. Ingresos del proyecto.

Los ingresos del proyecto son el ahorro en costos de ambas situaciones presentadas.

Al estar representada de esta manera "diferencial", en los flujos de caja netos se representara sólo este valor sin línea de costos.

INGRESOS DEL PROYECTO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Diferencia de costos de ambas situaciones					
TOTAL COSTOS SIN PROYECTO	$ 27.593.910,33	$ 15.115.133,80	$ 22.932.597,40	$ 15.795.954,01	$ 24.157.252,54
TOTAL COSTOS CON PROYECTO	$ 14.458.956,70	$ 3.570.926,84	$ 11.388.390,44	$ 3.634.279,64	$ 11.977.242,47
TOTAL INGRESOS DEL PROYECTO	$ 13.134.953,63	$ 11.544.206,96	$ 11.544.206,96	$ 12.161.674,36	$ 12.180.010,07

Tabla 28 Total de ingresos en situación "con proyecto".

3.8. Financiamiento

Se contemplaran tres escenarios

- Proyecto puro, sin financiamiento.
- Proyecto financiado al 50%.
- Proyecto financiado al 75%.

Se solicitan simulaciones de créditos al banco de chile con estimaciones cercanas a los valores para obtener valores de tasa de interés en donde:

- Proyecto financiado al 50%: Tasa de 15.5% anual, en 5 pagos anuales.
- Proyecto financiado al 75%: Tasa de 16.20% anual, en 5 pagos anuales.

<u>Montos solicitados.</u>

- Proyecto financiado al 50%: $27.147.791

N°	SALDO	CUOTA	INTERÉS	AMORTIZACIÓN
0	27.147.791			
1	23.215.828	8.329.905	4.397.942	3.931.963
2	18.646.887	8.329.905	3.760.964	4.568.941
3	13.337.778	8.329.905	3.020.796	5.309.109
4	7.168.593	8.329.905	2.160.720	6.169.185
5	0	8.329.905	1.161.312	7.168.593

Tabla 29 Cálculo de cuota, intereses y amortización del préstamo al 50%

- Proyecto financiado al 75%: $40.721.687

N°	SALDO	CUOTA	INTERÉS	AMORTIZACIÓN
0	40.721.687			
1	34.739.144	12.286.260	6.303.717	5.982.543
2	27.830.503	12.286.260	5.377.619	6.908.641
3	19.852.405	12.286.260	4.308.162	7.978.098
4	10.639.297	12.286.260	3.073.152	9.213.108
5	0,0	12.286.260	1.646.963	10.639.297

Tabla 30 Cálculo de cuota, intereses y amortización del préstamo al 75%

3.9. Depreciación.

Según impuestos internos para su depreciación se toma en consideración:

"Transformadores, celdas de transformadores, celdas de líneas, equipos auxiliares y equipos de telecomandos."

- Depreciación útil normal: 10 años.
- Depreciación acelerada: 3 años.

Item	Total	Años vida Útil	Depreciación Lineal	5to año	% Salvamento	Valor de salvamento % 5 año
Equipo Kelman	$42.555.013	10	$4.255.501	$21.277.506	80,0%	$34.044.010
Tarjeta AO	$408.120	10	$40.812	$204.060	80,0%	$326.496
	$42.963.133		**$4.296.313**	**$21.481.565**		**$34.370.506**

Tabla 31 Tabla de depreciación

El valor de salvamento se le consulta al mismo proveedor de la oferta del equipo por su valor comercial al año cinco de uso.

3.10. Tasa de descuento.

Para el cálculo de la tasa de descuento se considera

- Tasa libre de Riesgo: Promedio BCP del banco central desde el 2017 al 2021, siendo esta de 3.38%
- Beta: Green & Renewable Energy al 0.98
- IPC: índice de precio al consumidor, promedio de inflación acumulada anual del 2016 a al 2021. Siendo esta 2.95%
- Rendimiento de mercado: IPSA del 2013 al 2021, menos IPC. Siendo esta de 9.62%

RF =	Tasa libre de Riesgo	**3,38%**
B =	Green & Renewable Energy *	**0,98**
Rm =	Rendimiento de Mercado	**9,62%**

CALCULO DE TASA DE DESCUENTO	
CAMP=	**Rf + beta *(Rm-Rf)**
CAMP	**9,50%**
CALCULO DE TASA INFLADA	
TD Inflada=	**TD real+ inflada + (TD real * inflación)**
Promedio Inflación últimos 6 años	2,95%
TD Inflada	**12,73%**

Tabla 32 Cálculo de la tasa de descuento.

3.11. Tasa de descuento proyectos financiados

La alternativa de financiamiento será evaluada a partir de una simulación de crédito obtenida desde el banco de chile el cual ofrece un crédito a plazo de 5 años con un interés de anual del 16.2% y 15.5 % para la alternativa de financiamiento de 50% y 75% respectivamente.

TASA DESCUENTO PROYECTO FINANCIADO AL 50%			
Calculo de descuento WACC (50%)		**DATOS**	
		%Propio	**50%**
WACC= (%Propio)*tasa_dcto + (%préstamo)*Int_banc0*(1-%impuesto)		**% Deuda**	**50%**
		CAMP	**9,50%**
WACC	10,66%	**INTERES BANCARIO 50%**	**16,2%**
		IMPUESTO RENTA	**0,27**
TD Inflada=	**13,93%**		
tasa evaluar 50%			

TASA DESCUENTO PROYECTO FINANCIADO AL 75%			
Calculo de descuento WACC (75%)		**DATOS**	
		% Propio	**25%**
WACC= (%Propio)*tasa_dcto + (%préstamo)*Int_banc0*(1-%impuesto)		**% Deuda**	**75%**
WACC	10,85%	**CAMP**	**9,50%**
		INTERES BANCARIO 75%	**15,5%**
TD Inflada=	**14,12%**	**IMPUESTO RENTA**	**0,27**
tasa evaluar 75%			

Tabla 33 Cálculo de las tasas de descuento para proyectos financiados.

3.12. Flujo de caja proyecto puro.

FLUJO DE CAJA - SITUACION CON PROYECTO						
DETALLE	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
(-) INVERSIÓN INICIAL	-51.295.583					
(-) CAPITAL DE TRABAJO	-3.000.000					3.000.000
(+) INGRESOS OPERACIÓN						
(+) INGRESOS MEJORA GESTION MMTO TRAFO		13.134.954	11.544.207	11.544.207	12.161.674	12.180.010
(-) COSTOS						
(-) DEPRECIACIÓN		-4.296.313	-4.296.313	-4.296.313	-4.296.313	-4.296.313
(+) VALOR DE SALVAMENTO						34.370.506
(-) VALOR LIBRO						-21.481.565
(=) RESULTADO OPERACIONAL		8.838.641	7.247.894	7.247.894	7.865.361	23.772.638
(-) PÉRDIDA PERIODO ANTERIOR		0	0	0	0	0
(=) UTILIDAD BRUTA		8.838.641	7.247.894	7.247.894	7.865.361	23.772.638
(-) IMPUESTOS 27%		-2.386.433	-1.956.931	-1.956.931	-2.123.648	-6.418.612
(=) UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO		6.452.208	5.290.963	5.290.963	5.741.714	17.354.026
(+) PÉRDIDA PERIODO ANTERIOR		0	0	0	0	0
(+) DEPRECIACIÓN		4.296.313	4.296.313	4.296.313	4.296.313	4.296.313
(+) VALOR LIBRO						21.481.565
(+) RECUPERACION CAPITAL DE TRABAJO						
(=) FCN	-54.295.583	10.748.521	9.587.276	9.587.276	10.038.027	43.131.904

(=) FLUJO EN K0	-54.295.583	9.816.431	7.996.594	7.303.146	6.983.418	27.404.585
(=) PER_RECUP_IN	-54.295.583	-44.479.152	-36.482.558	-29.179.412	-22.195.994	5.208.591

TASA DE DESCUENTO	9,5%
VAN	5.208.591
TIR	12,4%

Tabla 34 Flujo de caja proyecto puro.

3.13. Flujo de caja proyecto financiado al 50%.

FLUJO DE CAJA 50%						
DETALLE	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
(-) INVERSIÓN INICIAL	-51.295.583					
(-) CAPITAL DE TRABAJO	-3.000.000					3.000.000
(+) PRESTAMO	27.147.791					
(+) INGRESOS						
(+) INGRESOS MEJORA GESTION FALLA		13.134.954	11.544.207	11.544.207	12.161.674	12.180.010
(-) COSTOS						
(-) DEPRECIACIÓN		-4.296.313	-4.296.313	-4.296.313	-4.296.313	-4.296.313
(-) INTERESES		-4.397.942	-3.760.964	-3.020.796	-2.160.720	-1.161.312
(+) VALOR DE SALVAMENTO						34.370.506
(-) VALOR LIBRO						-21.481.565
(=) RESULTADO OPERACIONAL		4.440.698	3.486.930	4.227.098	5.704.641	22.611.326
(-) PÉRDIDA PERIODO ANTERIOR			0	0	0	0
(=) UTILIDAD BRUTA		4.440.698	3.486.930	4.227.098	5.704.641	22.611.326
(-) IMPUESTOS 27%		-1.198.989	-941.471	-1.141.317	-1.540.253	-6.105.058
(=) UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO		3.241.710	2.545.459	3.085.782	4.164.388	16.506.268
(+) PÉRDIDA PERIODO ANTERIOR		0	0	0	0	0
DEPRECIACIÓN		4.296.313	4.296.313	4.296.313	4.296.313	4.296.313
(-) AMORTIZACIÓN PRÉSTAMO		-3.931.963	-4.568.941	-5.309.109	-6.169.185	-7.168.593
(+) VALOR LIBRO						21.481.565
(+) RECUPERACION CAPITAL DE TRABAJO						
(=) FCN	-27.147.791	3.606.060	2.272.831	2.072.985	2.291.516	35.115.553

(=) FLUJO EN K0	-27.147.791	3.165.290	1.751.170	1.401.968	1.360.334	18.297.959
(=) PER_RECUP_IN	-27.147.791	-23.982.501	-22.231.331	-20.829.362	-19.469.029	-1.171.070

TASA DE DESCUENTO	13,93%
VAN	-1.171.070
TIR	12,7%

Tabla 35 Flujo de caja proyecto financiado al 50%

3.14. Flujo de caja proyecto financiado al 75%.

FLUJO DE CAJA 75%						
DETALLE	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
(-) INVERSIÓN INICIAL	-51.295.583					
(-) CAPITAL DE TRABAJO	-3.000.000					3.000.000
(+) PRESTAMO	40.721.687					
(+) INGRESOS						
(+) INGRESOS MEJORA GESTION FALLA		13.134.954	11.544.207	11.544.207	12.161.674	12.180.010
(-) COSTOS						
(-) DEPRECIACIÓN		-4.296.313	-4.296.313	-4.296.313	-4.296.313	-4.296.313
(-) INTERESES		-6.303.717	-5.377.619	-4.308.162	-3.073.152	-1.646.963
(+) VALOR DE SALVAMENTO						34.370.506
(-) VALOR LIBRO						-21.481.565
(=) RESULTADO OPERACIONAL		2.534.923	1.870.274	2.939.732	4.792.209	22.125.675
(-) PÉRDIDA PERIODO ANTERIOR			0	0	0	0
(=) UTILIDAD BRUTA		2.534.923	1.870.274	2.939.732	4.792.209	22.125.675
(-) IMPUESTOS 27%		-684.429	-504.974	-793.728	-1.293.896	-5.973.932
(=) UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO		1.850.494	1.365.300	2.146.004	3.498.313	16.151.742
(+) PÉRDIDA PERIODO ANTERIOR		0	0	0	0	0
DEPRECIACIÓN		4.296.313	4.296.313	4.296.313	4.296.313	4.296.313
(-) AMORTIZACIÓN PRÉSTAMO		-5.982.543	-6.908.641	-7.978.098	-9.213.108	-10.639.297
(+) VALOR LIBRO						21.481.565
(+) RECUPERACION CAPITAL DE TRABAJO						
(=) FCN	-13.573.896	164.264	-1.247.027	-1.535.781	-1.418.482	31.290.324

(=) FLUJO EN K0	-13.573.896	143.941	-957.544	-1.033.365	-836.353	16.166.554
(=) PER_RECUP_IN	-13.573.896	-13.429.955	-14.387.499	-15.420.864	-16.257.217	-90.664

TASA DE DESCUENTO	14,1%
VAN	-90.664
TIR	14,0%

Tabla 36 Flujo de caja proyecto financiado al 75%

3.15. Evaluación de los resultados.

El “Valor actual neto VAN” al ser superior a cero unidades, el proyecto se puede considerar rentable, pero si bien este en el futuro puede verse afectado por movimientos del mercado, los cuales al traer las cajas futuras a valores presentes pueden representar menor valor.

En este escenario evaluado, la mejor opción es la de “proyecto puro” con un VAN de 5.208.591 de ingresos por gestión de la probabilidad de falla del transformador, y con un periodo de recuperación de la inversión de 5 años. En cuanto a las situaciones financiadas, las tasas de descuento son superiores a la tasa TIR de estos, provocando así que el VAN de esos escenarios sean negativos, descartándose estas de la decisión de inversión y por lo demás, los periodos de retorno de inversión de estos escenarios están fuera del margen de los 5 años en los cuales se realiza la evaluación.

	Proyecto puro Puro	**Proyecto financiado 50%**	**Proyecto financiado 75%**
Tasa Dcto	9,50%	13,93%	14,12%
Van	5.208.591	-1.171.070	-90.664
TIR	12,4%	12,7%	14,0%
PRI	Desde el 5 año	Indeterminado	Indeterminado

Tabla 37 Tabla resumen de los resultados económicos.

3.16. Análisis de sensibilidad.

Se realiza simulación de sensibilidad con un modelo de "Análisis de Hipótesis" en Microsoft Excel para evaluar la respuesta del VAN ante variaciones de:

- Aumento porcentual de la inversión del equipo.
- Disminución porcentual de los ingresos del proyecto (o su inverso como aumento de costos de las actividades de mantenimiento).
- Aumento porcentual de la probabilidad de Falla.

3.17. Análisis de sensibilidad sobre el valor del equipo.

Inv %	VAN	TIR
0%	4.682.966	12,08%
1%	4.170.010	11,78%
2%	3.657.054	11,48%
3%	3.144.098	11,19%
4%	2.631.142	10,91%
5%	2.118.186	10,62%
6%	1.605.231	10,34%
7%	1.092.275	10,07%
8%	579.319	9,80%
9%	66.363	9,53%
10%	-446.593	9,26%
11%	-959.549	9,00%
12%	-1.472.504	8,75%
13%	-1.985.460	8,49%
14%	-2.498.416	8,24%
15%	-3.011.372	7,99%
16%	-3.524.328	7,74%
17%	-4.037.284	7,50%
18%	-4.550.239	7,26%
19%	-5.063.195	7,02%
20%	-5.576.151	6,79%

Tabla 38 Tabla de valores sensibilidad de VAN y TIR respecto a la variación del valor de la inversión del equipo.

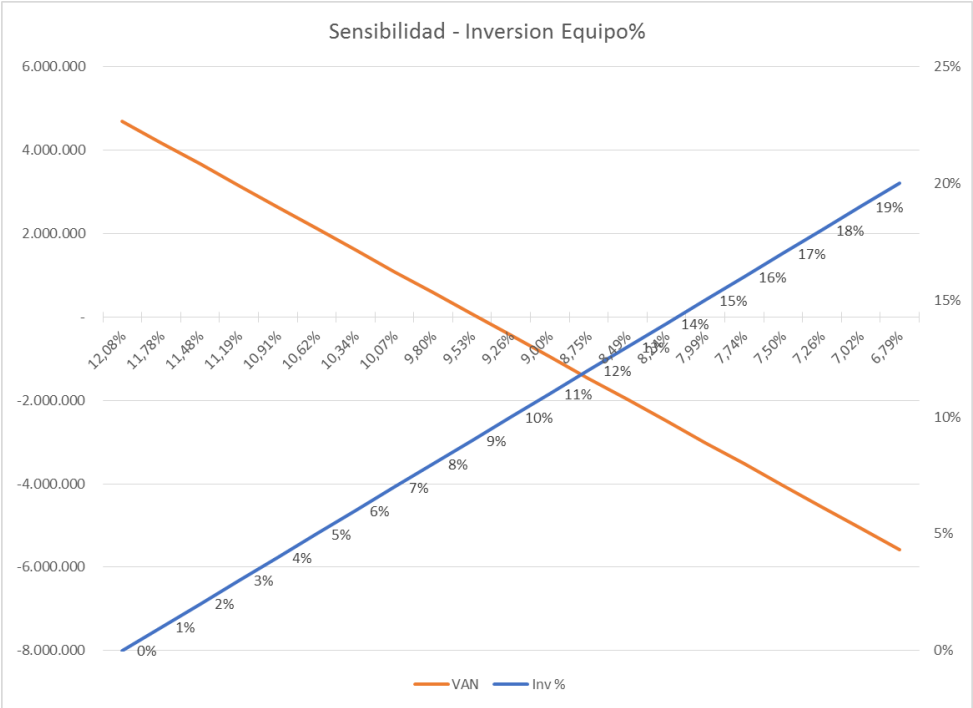


Gráfico 6 Gráfico de sensibilidad de VAN y TIR respecto a la variación del valor de la inversión del equipo.

- Si el costo de la inversión del equipo aumenta entre un 9% y 10%, el VAN se vuelve negativo, en cuanto a la tasa TIR será entre un 9.53% y 9.26%.

- El VAN es sensible por cada 1% de variación del aumento del valor de la inversión del equipo retrocediendo en $512.956.

3.18. Análisis de sensibilidad sobre los ingresos del proyecto.

Ingr %	VAN	TIR
0%	4.682.966	12,08%
1%	4.347.909	11,89%
2%	4.012.852	11,71%
3%	3.677.795	11,52%
4%	3.342.739	11,34%
5%	3.007.682	11,15%
6%	2.672.625	10,97%
7%	2.337.569	10,79%
8%	2.002.512	10,60%
9%	1.667.455	10,42%
10%	1.332.399	10,23%
11%	997.342	10,05%
12%	662.285	9,86%
13%	327.229	9,68%
14%	-7.828	9,49%
15%	-342.885	9,31%
16%	-677.941	9,12%
17%	-1.012.998	8,93%
18%	-1.348.055	8,75%
19%	-1.683.111	8,56%
20%	-2.018.168	8,38%

Tabla 39 Tabla de valores sensibilidad de VAN y TIR respecto a la variación del valor de los ingresos del proyecto.

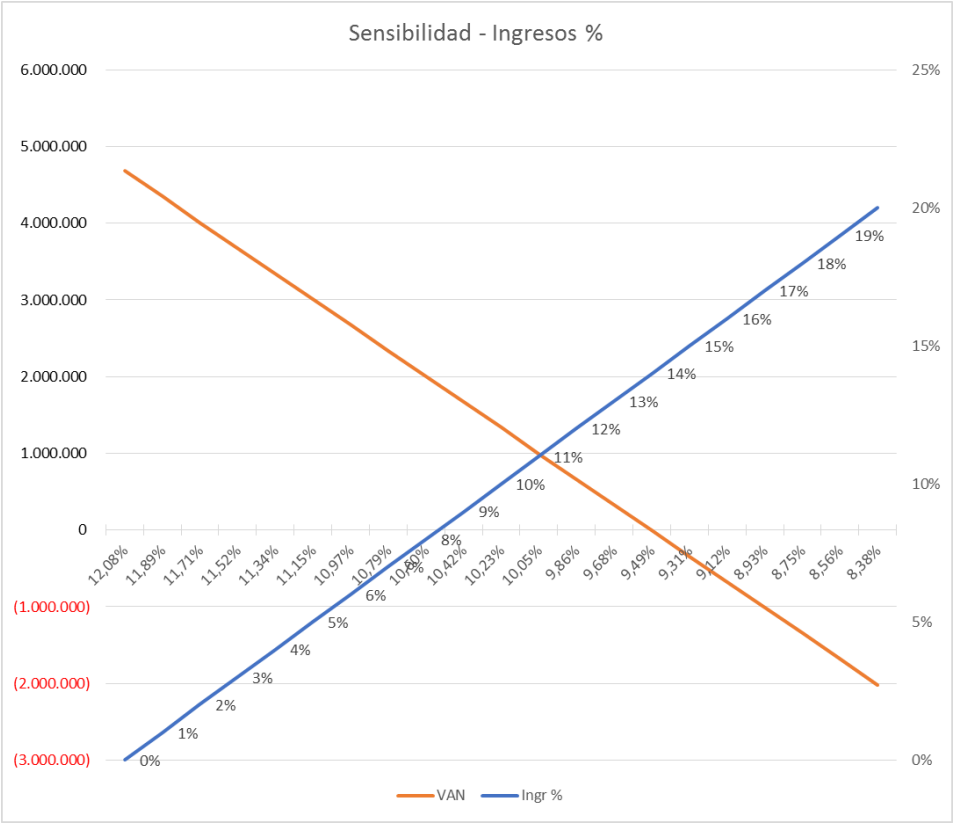


Gráfico 7 Gráfico de sensibilidad de VAN y TIR respecto a la variación del valor de los ingresos del proyecto.

- Si el ingreso del proyecto, el cual está dado en el ahorro de costos que produce, este disminuye entre un 13% y 14%, el VAN se vuelve negativo, en cuanto a la tasa TIR será entre un 9.68% y 9.49%.

- El VAN es sensible por cada 1% de variación de disminución del ingreso del proyecto ó aumento de los costos de mantenimiento de la situación “con proyecto”, retrocediendo en $335.057.

3.19. Análisis de sensibilidad sobre la probabilidad de falla del transformador.

%Px Falla	VAN	TIR
0%	4.682.966	12,08%
25%	4.357.555	11,90%
50%	4.032.145	11,72%
75%	3.706.735	11,54%
100%	3.381.325	11,36%
125%	3.055.915	11,18%
150%	2.730.505	11,00%
175%	2.405.095	10,82%
200%	2.079.685	10,64%
225%	1.754.275	10,46%
250%	1.428.865	10,28%
275%	1.103.455	10,10%
300%	778.045	9,92%
325%	452.635	9,75%
350%	127.225	9,57%
375%	-198.185	9,39%
400%	-523.595	9,21%
425%	-849.005	9,03%
450%	-1.174.415	8,85%
475%	-1.499.825	8,67%
500%	-1.825.235	8,49%

Tabla 40 Tabla de valores sensibilidad de VAN y TIR respecto a la variación del valor de la probabilidad de falla.

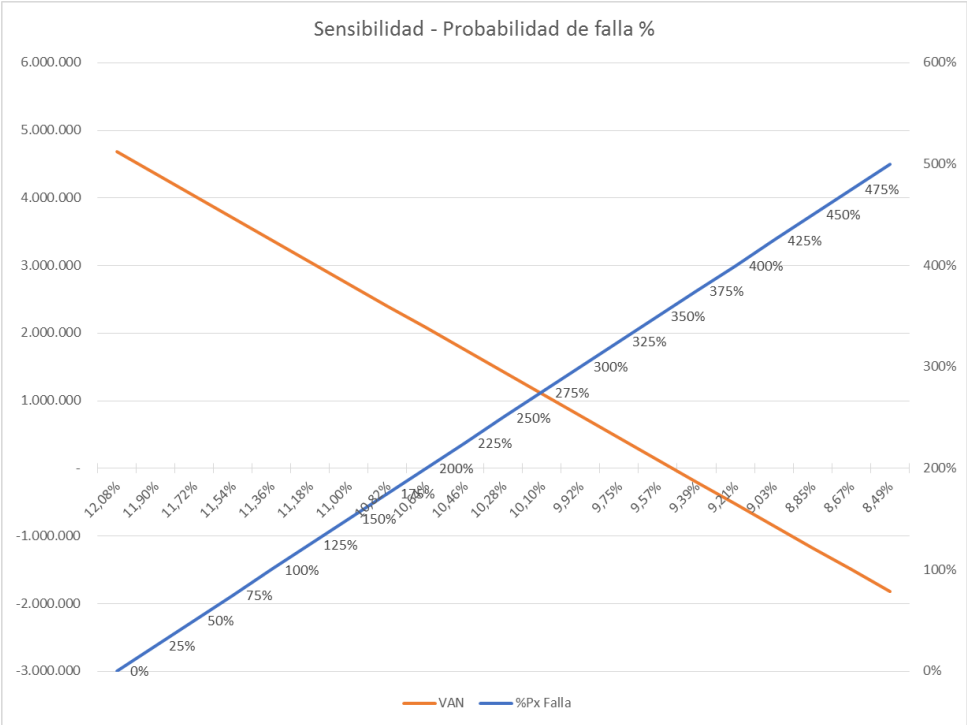


Gráfico 8 Gráfico de sensibilidad de VAN y TIR respecto a la variación del valor de la probabilidad de falla.

- Si la probabilidad de falla del transformador la cual es de 0.55% en el escenario "Con proyecto" aumenta entre un 350% y 375%, el VAN se vuelve negativo, en cuanto a la tasa TIR será entre un 9.57% y 9.39%.

- El VAN es sensible por cada 1% de variación del aumento del valor de la probabilidad de falla de (0.55%) retrocediendo en $13.016.

3.20. Comentarios

El ingreso del proyecto se da en el ahorro que significa en no hacer la actividad de análisis de aceite en laboratorio y gestionar su probabilidad de falla respecto al escenario "Sin proyecto". Si los costos de mantenimiento ó la probabilidad de falla aumentan generaría menores ingresos en el proyecto.

Se puede apreciar una disminución del ingreso en el tiempo en los flujos de caja de proyecto puro debido a que los pronósticos de valores de la energía son menores,

El VAN del proyecto evaluado en un plazo de 5 años con los supuestos considerados, a una tasa de descuento de 9.5% es de $5.208.591 con una TIR de 12.4% considerándose rentable en un 9.59% (Rentabilidad= Ingresos/Inversión), además de ser más sensible al aumento del valor de la inversión del equipo y a la disminución del ingreso del proyecto respectivamente. Así se define como esta su conveniencia de implementación, respondiendo al tercer y último objetivo específico.

Conclusiones.

Como se logra observar en el desarrollo de los capítulos de este trabajo, debido a las exigencias del mercado y la confiabilidad del sistema eléctrico, el "coordinador eléctrico nacional" (CEN) invita a todos sus coordinados a gestionar sus sistemas de mantenimiento y operación en base a ISO 55.001, en donde principalmente se puedan gestionar y argumentar las actividades para lograr optimizaciones a lo largo de su vida útil.

La técnica de análisis de gases disueltos en aceite del transformador es una técnica que puede ser mejor aprovechada para la evaluación del estado de salud del transformador. Existiendo tecnologías en el mercado que ofrecen mediciones de las concentraciones de gas en línea, sin necesidad de extracciones y envíos de muestras a laboratorios a la región metropolitana.

En base a esto se logra identificar, plantear y presentar una solución al problema proponiendo optimizar la técnica de medición de gases disueltos en línea para una confiabilidad de un 99.45% y un MTTR de 15 días.

De la evaluación técnica diseñada de los equipos de tecnología NDIR y PAS, de identificar y comparar las incertidumbres y alcances de sus mediciones, la tecnología PAS ofrece mejores características de operación ajustadas a las necesidades de medición de la concentración de gases, y por lo demás es la oferta de menor precio del estudio. Siendo el Equipo Kelman DGA 900 el equipo recomendado para la implementación y evaluar en términos económicos.

Los datos que entreguen los sistemas en línea pueden ser procesados bajo las normativas IEC 60599 e IEEE Std C57.104 en donde se sugieren métricas de evaluación y decisión en cuanto a las concentraciones a interpretar mediantes variadas metodologías.

Se identifican las actividades que inciden en el proceso de mantenimiento y que se ven optimizadas por la implementación del proyecto, principalmente los costos por probabilidad de falla y simplificar la actividad de toma de aceite con envío a laboratorios a la región metropolitana.

En cuanto a la evaluación económica esta arroja que el proyecto es rentable, en una ventana de 5 años de evaluación el proyecto genera un VAN de $5.208.591 a una tasa de descuento de 9.5%, además deja fuera la opción de ser un proyecto financiado al 50% y al 75% debido a tener VAN de valores negativos, debido a que las tasas de descuento calculadas para estos escenarios son inferiores a sus tasas TIR.

Por lo tanto se evalúa técnica y económicamente la implementación de un sistema de monitoreo de gases en línea con tecnología PAS, de la marca General Electric modelo Kelman DGA 900, siendo esta factible para su implementación en el transformador de poder de 60MVA de la central hidroeléctrica Rucatayo, respondiéndose así el objetivo general de este trabajo de título.

Recomendaciones futuras de la operación de este sistema principalmente que el administrador del mantenimiento del transformador modifique el plan de mantenimiento en su ERP (Enterprise resource planning) considerando una rutina de inspección visual, limpieza del equipo y de generar los informes mediante el software del equipo y las normativas IEC 60599 e IEEE Std C57.104 expuestas en el trabajo.

También existen servicios de monitoreo de estos sistemas por parte de terceros, fuera de las instalaciones. Estos especialistas en las interpretaciones de los gases se encargan de alertar cuando las variables proponen una falla en desarrollo, emitir un informe con recomendaciones y acciones por parte de la ingeniería eléctrica. Por tanto es recomendable analizar esta opción en lo técnico, en el escenario que pueden existir eventos que no sean fallas en desarrollo y que generen trabajos innecesarios por no tener la expertiz en la interpretación de estas situaciones. También es recomendable analizarlo en lo económico dado los valores del flujo de caja del proyecto puro, ya que este servicio es un costo que incidiría en el VAN del proyecto, al ser el ingreso una variable sensible, se debe de ser precautorio con estas decisiones.

Bibliografía.

- CIGRE 248, (2004) *guide on economics of transformer management*.
- CIGRE 642, (2015) *transformer reliability survey*.
- Arata, Adolfo, (2013) *Ingeniería de la confiabilidad. (1° ed.).*

Anexos.

Banco de Chile

SIMULACIÓN CRÉDITO EN CUOTAS

N°REQUERIMIENTO	1-27806524771	FECHA	05/01/2022
EJECUTIVO	LUIS ALFONSO HUALA TRONCOSO		
TELÉFONO	0	OFICINA	OF. OSORNO SERV.CLTE.
NOMBRE CLIENTE	FELIPE ANDRES LAEMMERMANN CAMPOS		
RUT CLIENTE	16.992.709-K	TIPO CAMBIO	

RESULTADO SIMULACIÓN

ANTECEDENTES DEL CRÉDITO

TIPO DE CRÉDITO	PERSONAL	FECHA DE OTORGAMIENTO	05/01/2022
MONEDA	PESOS	FECHA DE EXTINCIÓN	04/02/2026
TIPO TASA	FIJA	FECHA PRIMER VENCIMIENTO	04/02/2022
TASA INTERÉS MENSUAL %	1,350	NÚMERO DE CUOTAS	5
FORMA DE PAGO	CUENTA CORRIENTE	MONTO LÍQUIDO	24.586.228
PERIODICIDAD	CADA 12 MES(ES)	GASTO NOTARIO $	2.000
MES DE NO PAGO 1	No aplica	MES DE NO PAGO 2	No aplica

Tabla 41 Simulación de crédito para financiamiento del 50%.

Banco de Chile

SIMULACIÓN CRÉDITO EN CUOTAS

N°REQUERIMIENTO	1-27806524771	FECHA	05/01/2022
EJECUTIVO	LUIS ALFONSO HUALA TRONCOSO		
TELÉFONO	0	OFICINA	OF. OSORNO SERV.CLTE.
NOMBRE CLIENTE	FELIPE ANDRES LAEMMERMANN CAMPOS		
RUT CLIENTE	16.992.709-K	TIPO CAMBIO	

RESULTADO SIMULACIÓN

ANTECEDENTES DEL CRÉDITO

TIPO DE CRÉDITO	PERSONAL	FECHA DE OTORGAMIENTO	05/01/2022
MONEDA	PESOS	FECHA DE EXTINCIÓN	04/02/2026
TIPO TASA	FIJA	FECHA PRIMER VENCIMIENTO	04/02/2022
TASA INTERÉS MENSUAL %	1,290	NÚMERO DE CUOTAS	5
FORMA DE PAGO	CUENTA CORRIENTE	MONTO LÍQUIDO	36.879.343
PERIODICIDAD	CADA 12 MES(ES)	GASTO NOTARIO $	2.000
MES DE NO PAGO 1	No aplica	MES DE NO PAGO 2	No aplica

Tabla 42 Simulación de crédito para financiamiento del 75%