

EVALUACIÓN DE LA SALUD DE ACTIVOS DE LOS TRANSFORMADORES DE
POTENCIA DE LAS SUBESTACIONES DEL ÁREA METROPOLITANA DEL
VALLE DE ABURRÁ

ASTRID YOLIMA RAMÍREZ RODRÍGUEZ

MAESTRÍA EN INGENIERÍA

ÉNFASIS MANTENIMIENTO

CÓDIGO 201719010114

CÉDULA 43759160

UNIVERSIDAD EAFIT

ESCUELA DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

MEDELLÍN - COLOMBIA

2018

EVALUACIÓN DE LA SALUD DE ACTIVOS DE LOS TRANSFORMADORES DE
POTENCIA DE LAS SUBESTACIONES DEL ÁREA METROPOLITANA DEL
VALLE DE ABURRÁ

ASTRID YOLIMA RAMÍREZ RODRÍGUEZ

DIRECTOR DE PROYECTO

ING. PhD. ALBERTO MORA GUTIÉRREZ

UNIVERSIDAD EAFIT

ESCUELA DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

MEDELLÍN - COLOMBIA

2018

CONTENIDO

	Pág.
CONTENIDO	4
ILUSTRACIONES	7
0 PRÓLOGO.....	9
0.1 INTRODUCCIÓN.....	9
0.2 JUSTIFICACIÓN.....	10
0.3 ANTECEDENTES.....	11
0.4 OBJETIVOS.....	12
0.4.1 Objetivo general.....	13
0.4.2 Objetivos específicos.....	15
0.5 CONCLUSION DEL CAPÍTULO 0	16
1 SALUD DE ACTIVOS	18
1.1 OBJETIVO	18
1.2 INTRODUCCIÓN	18
1.3 DESARROLLO	18
1.3.1 Evaluación de la condición de activos.....	18
1.3.2 Índices de salud.....	20
1.3.3 Utilidad de los índices de salud.....	21
1.3.4 Elementos de un índice de salud	23
1.3.5 Formulación de índices de salud	25
1.4 CONCLUSIONES	27
2 TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	28

2.1	OBJETIVO	28
2.2	INTRODUCCIÓN	28
2.3	DESARROLLO	28
2.3.1	Partes del transformador de potencia	29
2.3.2	Fallas y problemas de los transformadores de potencia	39
2.3.3	Tiempo de vida del transformador.....	42
2.3.4	Factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento	45
2.3.5	Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de potencia.....	49
2.4	CONCLUSIONES	59
3	METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN Y CÁLCULO	60
3.1	OBJETIVO	60
3.2	INTRODUCCIÓN	60
3.3	DESARROLLO	60
3.3.1	Identificación de los activos	60
3.3.2	Análisis.....	64
3.3.3	Construcción	72
3.4	CONCLUSIONES	77
4	ÍNDICES DE SALUD.....	78
4.1	OBJETIVO	78
4.2	INTRODUCCIÓN	78
4.3	DESARROLLO	78
4.3.1	Descripción de la población de transformadores	78
4.3.2	Datos disponibles para el cálculo.....	79
4.3.3	Aplicación de la metodología	79

4.4	CONCLUSIONES	84
5	SALUD DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	86
5.1	OBJETIVO	86
5.2	INTRODUCCIÓN	86
5.3	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN	86
5.4	PRIORIZACIÓN DE REPOSICIONES EN FUNCIÓN DE LA CRITICIDAD 90	
5.5	CONCLUSIONES	104
6	CONCLUSIONES INTEGRALES.....	106
	BIBLIOGRAFÍA.....	108

ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Secuencia de objetivos.....	13
Ilustración 2 - Cálculo del Índice de Salud	25
Ilustración 3 - Partes del transformador de potencia.....	30
Ilustración 4 - Jerarquía taxonómica acorde con ISO 14224	61
Ilustración 5 - Cantidad de transformadores en cada categoría de salud	89
Ilustración 6 - Cantidad de transformadores de potencia por categoría de prioridad y horizonte de reposición	102
Ilustración 7 - Plan de inversión basado en riesgo Vs. basado en condición-	103

0 PRÓLOGO

0.1 INTRODUCCIÓN

La gestión de activos es un elemento clave en las empresas de servicios públicos porque define momentos de reposición o estrategias para extender la vida útil, establece prioridades de mantenimiento preventivo y correctivo y aporta beneficios significativos para la organización en cuanto al costo, el riesgo y el desempeño. Por otro lado, el avance en la tecnología permite tratar grandes volúmenes de datos para extraer información para la toma de decisiones en gestión de activos.

Esta es la razón por la cual la gestión de activos es un área para implementar mejoras en las industrias intensivas en activos tales como la transmisión y la distribución de electricidad (Coullon, 2015).

La gestión de infraestructura distribuida y compleja es uno de los mayores retos de la industria eléctrica. La variabilidad de las prácticas de gestión de activos alrededor del mundo, tanto del lenguaje, del enfoque y de los indicadores empleados, provoca una variabilidad similar en la calidad de las prácticas de gestión de activos y los beneficios que aportan al negocio. Por lo anterior, la normalización representa una oportunidad para mejorar el enfoque y los resultados de la gestión de activos en la industria eléctrica.

En un ciclo de vida extenso, la salud del equipo es una manera diferente de pensar sobre lo requerido para operar de manera correcta. Lograr plantas y equipos de alta desempeño y construir procesos controlados por calidad, en lugar de sólo tratar de hacer bien el mantenimiento, es la mejor estrategia de producción, ya que el mayor éxito operacional se logra cuando la planta y el equipo tienen una excelente disponibilidad y confiabilidad.

La gerencia de los negocios busca la generación de valor y sólo necesita conocer la inversión suficiente para tener plantas y equipos altamente confiables. Aquí es

donde el concepto de índice de salud contribuye a obtener plantas y equipos que generan valor.

Las normas internacionales que establecen organizaciones como la ISO o la IEC aseguran que la industria y las personas usen el mismo lenguaje y las mismas métricas cuando se habla de gestión de activos. Igualmente, permiten detallar el estado de prácticas y enfoques de gestión de activos, para ayudar a las industrias que incursionan en el tema, facilitar su implementación.

Los beneficios de la gestión de activos, según ISO 55000:2014 incluyen:

- Mejor desempeño financiero, decisiones de inversión transparente y tomadas con información
- Riesgo gestionado.
- Servicios y productos mejorados y demostración de conformidad
- Responsabilidad social demostrada y mejor reputación
- Mejora de la sostenibilidad organizacional
- Mejor conocimiento de los activos, identificación de las necesidades y planificación de inversiones de recursos a largo plazo
- Preparación de mantenimiento de activos con mayores costos planificados y menores costos reactivos
- Tarifas y presupuestos justificables

(Zeinoddinni-Meymand & Vahidi, 2016)

0.2 JUSTIFICACIÓN

Los transformadores de potencia tienen el valor individual más alto dentro de los equipos que se instalan en las subestaciones y representan hasta el 60% de la inversión total. Las exigencias regulatorias, el incremento en la demanda y la mejora del desempeño técnico y financiero obligan a las empresas del sector eléctrico a evaluar la condición real de los transformadores.

La creciente demanda o mejora de la capacidad técnica y financiera empuja a la mayoría de las empresas eléctricas a evaluar la condición real de sus transformadores. El equilibrio óptimo entre las inversiones de capital, los costos de mantenimiento de los activos y el funcionamiento de los mismos, requiere justificaciones económicas y técnicas o decisiones de ingeniería y planes de reemplazo de capital. El Índice de Salud HI (Health Index) representa una herramienta práctica que combina los resultados de las observaciones operativas y pruebas de laboratorio en un índice objetivo y cuantitativo, proporcionando la salud general con el objetivo de gestionar los activos e identificar las necesidades de inversión, así como priorizar las inversiones en capital y los programas de mantenimiento (Hernanda, Mulyana, Asfani, & Daniar Fahmi, 2014).

El objetivo de este trabajo es presentar una herramienta de gestión basada en la evaluación de la condición del activo que cuantifica la degradación del transformador de energía y que se combina con la criticidad del mismo, para generar una recomendación con respecto a las acciones de reposición, reacondicionamiento o mantenimiento de los transformadores dentro de un plazo definido y que se resumen en un plan de gestión de activos optimizado en el largo plazo.

0.3 ANTECEDENTES

Los cambios regulatorios y las reformas que presenta el sector eléctrico en el país están enfocadas a la reducción de costos, la optimización de las inversiones y la conservación de los niveles de confiabilidad, disponibilidad y seguridad del servicio. Esto obliga a plantear nuevos enfoques para la planeación y la inversión en infraestructura y equipos, dentro de los cuales se encuentra el uso de los índices de salud.

Adicionalmente, la implementación de un sistema de gestión de activos basado en la norma ISO 55001, incluye el requisito de evaluación y mejora de los activos.

Dentro de este elemento se encuentra la medición y análisis del desempeño, tanto del sistema de gestión de activos, la gestión de activos, el portafolio de activos y los activos individuales.

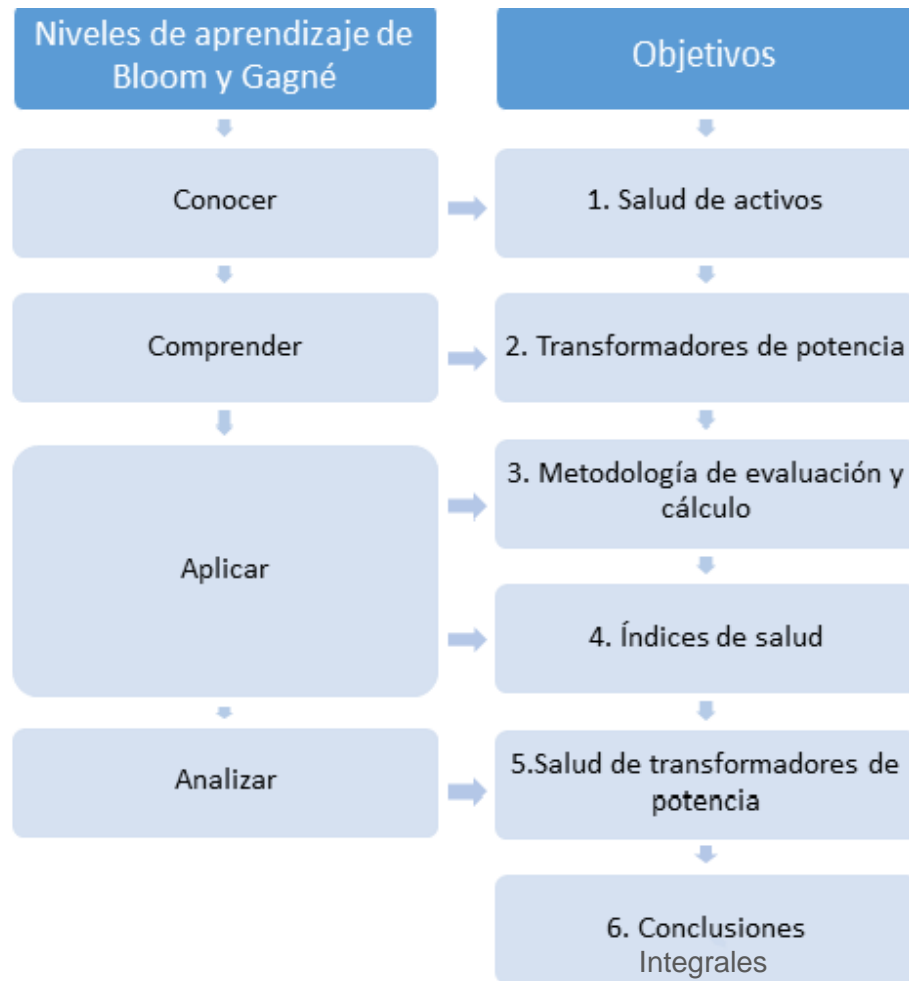
La evaluación de salud de activos en los transformadores de potencia, corresponde a la medición y análisis del desempeño del portafolio de activos del negocio transmisión energía y responde a la necesidad de tomar decisiones informadas con base en la evaluación de la condición y la criticidad de los activos dentro del negocio. Lo anterior, permite tomar decisiones de mantenimiento, operación rehabilitación, desincorporación e inversión en nuevos activos, que optimizan el costo, el riesgo y el desempeño y aseguran un costo de ciclo de vida óptimo, tanto para los activos individuales, como para el portafolio de activos, con lo cual el negocio contribuye a la generación de valor para la organización, ya que mejora la rentabilidad, disminuye el riesgo y optimiza las intervenciones en los activos (Coullon, 2015).

0.4 OBJETIVOS

La taxonomía de objetivos de educación de Bloom y Gagné¹ enmarca la secuencia de objetivos de este proyecto.

¹ Benjamín Bloom, Robert Gagné, psicólogos norteamericanos destacados por sus publicaciones en el área de aprendizaje

Ilustración 1 - Secuencia de objetivos



0.4.1 Objetivo general

Configurar la metodología de salud de activos para los transformadores de potencia de las subestaciones metropolitanas de EPM ubicadas en el Valle de Aburrá.

0.4.2 Objetivos específicos

A continuación, se presentan los objetivos específicos y que contemplan el tratamiento explícito y detallado de toda la cobertura del objetivo general:

0.4.2.1 Uno - SALUD DE ACTIVOS

Identificar los aspectos relevantes para determinar la salud de los activos con el fin de aplicarla en transformadores de potencia. Nivel 1 - Conocer

0.4.2.2 Dos - TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Reconocer las variables requeridas para construir los índices de salud de los transformadores de potencia de las subestaciones metropolitanas de EPM ubicadas en el Valle de Aburrá. Nivel 2 - Comprender

0.4.2.3 Tres – METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN Y CÁLCULO

Construir la metodología de evaluación y cálculo de los índices de salud para los transformadores de potencia de las subestaciones metropolitanas de EPM ubicadas en el Vallé de Aburrá. Nivel 3 – Aplicar

0.4.2.4 Cuatro - ÍNDICES DE SALUD

Aplicar la metodología de evaluación y cálculo de los índices de salud a los transformadores de potencia de las subestaciones metropolitanas de EPM ubicadas en el Vallé de Aburrá. Nivel 3 – Aplicar

0.4.2.5 Cinco - SALUD DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Presentar los resultados de la evaluación de la salud de los transformadores de potencia de las subestaciones metropolitanas de EPM ubicadas en el Vallé de Aburrá. Nivel 4 – Analizar

0.4.2.6 Seis - CONCLUSIONES INTEGRALES

Concluir los resultados de la metodología de salud de activos aplicada a los transformadores de potencia de las subestaciones metropolitanas de EPM ubicadas en el Vallé de Aburrá.

0.5 CONCLUSION DEL CAPÍTULO 0

Esta sección describe de manera general la estructura del proyecto y presenta la secuencia para el desarrollo y alcance de este.

1 SALUD DE ACTIVOS

1.1 OBJETIVO

Identificar los aspectos relevantes para determinar la salud de los activos con el fin de aplicarla en transformadores de potencia. Nivel 1 – Conocer

1.2 INTRODUCCIÓN

Este capítulo muestra los fundamentos teóricos y las consideraciones que definen el tema de salud de activos y la utilidad de su uso sobre la infraestructura.

1.3 DESARROLLO

Los cambios regulatorios y la incorporación de energías alternativas plantean nuevos retos para la empresa de electricidad. Las actividades de ingeniería están obligadas a reducir costos y a mantener o mejorar el desempeño de las redes y por lo tanto existe una necesidad de proveer justificaciones técnicas y económicas para la toma de decisiones de ingeniería como para los planes de inversión. La salud de activos provee un marco de información para la toma de decisiones, basada en la condición y la criticidad de los activos.

1.3.1 Evaluación de la condición de activos

Los sistemas de transmisión y distribución de electricidad están compuestos por un número considerable de componentes individuales que se encuentran ampliamente distribuidos. Cuando se requiere tomar decisiones sobre activos individuales, se

requiere de la evaluación detallada de su condición, lo que trae un problema para las empresas de electricidad, pues obtener dicha información para cada activo resulta imposible en términos prácticos y económicos, por lo cual la alternativa es aplicar un enfoque de evaluación de la condición a nivel de tipo de activos que oriente la priorización y la toma de decisiones de inversión e intervención sobre los mismos, para lo cual resulta esencial diferenciar entre la gestión de fallas y el mantenimiento regular de los activos en contraste con la degradación de largo plazo y la evaluación de la condición.

Los defectos están asociados con componentes defectuosos o dañados que afectan la operación y la confiabilidad del activo antes del final de su vida útil. Estos defectos no afectan la vida del activo cuando se detectan de manera oportuna durante las inspecciones rutinarias y se corrigen mediante actividades de mantenimiento para reemplazar o reparar componentes fallados y asegurar la continuidad de la operación del activo.

En contraste, la evaluación de la condición del activo no se determina fácilmente por las inspecciones rutinarias. Su propósito es detectar y cuantificar la degradación de largo plazo y proveer alguna estimación de la vida útil remanente del activo y esto incluye identificar aquellos activos que se encuentran al final de la vida útil y de activos que tiene alto riesgo de presentar fallas generalizadas que requieren de inversiones de capital para el reacondicionamiento o reemplazo del activo.

Comprender la degradación del activo y los procesos de falla es esencial para aplicar correctamente los procedimientos de evaluación de la condición. Para ello es importante identificar los modos de degradación, la naturaleza y consecuencia de las fallas en el activo y, cuando es posible, el intervalo de tiempo hasta que el activo alcanza el punto de falla. Este conocimiento permite establecer criterios razonables de evaluación de la condición o criterios apropiados para definir el final de la vida útil (Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009).

1.3.2 Índices de salud

Los índices de salud son la base para evaluar la salud global y se basan en la identificación de los modos de falla de los activos y sus subsistemas para desarrollar medidas de degradación generalizada o degradación de subsistemas claves que pueden llevar al final de la vida del activo.

Un índice de salud compuesto representa la salud global de un activo complejo. Los activos de transmisión y distribución se caracterizan usualmente por subsistemas individuales con un único modo de falla o de degradación. Sin embargo, la mayoría de los activos están compuestos por múltiples subsistemas con múltiples modos de falla y degradación. Según la naturaleza del activo, pueden existir un modo de falla dominante o varios modos de falla independientes y, en algunos casos, el activo llega al final de la vida útil, sólo cuando varios de sus subsistemas alcanzan el estado de deterioro que impide la continuidad del servicio. Un índice de salud compuesto combina en un único indicador de salud todos estos factores de evaluación de la condición (Hjartson & Otal, 2006).

En un marco de gestión de activos como el que describe la ISO 55000, el rol de la evaluación y análisis del desempeño es crítico para el éxito del negocio. El índice de salud del activo AHI (*Asset Health Index*), es un puntaje que caracteriza la condición del activo y por lo tanto su desempeño dentro de un sistema. Existen diferentes enfoques para generar índices de salud de activos y cada enfoque requiere la disponibilidad de información de calidad acerca de todos los aspectos internos y externos que pueden afectar el desempeño de los activos (Heywood & McGrill, 2008).

Los índices de salud de activos precisan de las siguientes definiciones:

Activo: Un ítem, cosa o entidad que tiene valor real o potencial para la organización (ISO, 2014).

Salud: Estado de un activo que representa la habilidad de este para cumplir con su función en el horizonte de tiempo requerido por el usuario (Heywood & McGill, 2008).

Índice: Número, dentro de una escala, que representa la salud del activo (Heywood & McGill, 2008).

Esencialmente, un Índice de Salud de Activos se define como:

- Una manera de medir la salud global del activo.
- Una manera de comparar diferentes activos y clases de activos de manera consistente.
- Un resultado del análisis de activos.

Los índices de salud de activos se componen de una cantidad de datos de parámetros específicos para un activo que se resume en un número que califica la condición del activo y oscila, usualmente entre 1 y 100, donde 100 es un activo en condición de “nuevo” y 1 es un activo que puede fallar en cualquier momento o que requiere reposición inmediata (Haema & Phadungthin, 2012).

1.3.3 Utilidad de los índices de salud

Cuando los reguladores exigen un análisis detallado y una justificación las inversiones de las empresas de servicios públicos, estas requieren información sobre el estado y la salud de los activos, así como también enfoques de largo plazo sobre las actividades de mantenimiento necesarias y la confiabilidad del sistema. Para cumplir con estas demandas, se deben implementar índices de salud de activos.

Adicionalmente, la mayoría de las empresas de servicios públicos han invertido cantidades significativas de tiempo y dinero recolectando y almacenando datos que se convierten en repositorios o *Big Data*. La utilización de estos datos para los

cálculos del índice de salud de activos y las prácticas de gestión de activos hace que los datos sean de buen uso, proporcionando un retorno de la inversión sobre los métodos y las tecnologías para obtener y recolectar información de los activos.

Muchas organizaciones se destacan en la recolección de datos, pero pocas logran usar los datos de manera significativa para convertirlos en una herramienta para la gestión eficiente y efectiva del negocio a través de medidas como el índice de salud de activos (Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009).

Los indicadores de salud de activos diseñados correctamente son el puente entre la *big data* y los sistemas de gestión de activos y tienen su utilidad en:

- Definir cuales activos reemplazar y reparar

La información del índice de salud de activos ayuda a clasificar potencialmente una gran cantidad de activos y permite al gestor de activos definir prioridades de intervención

- Definir el momento de reposición de los activos

Las clasificaciones que surgen de los índices de salud de activo, indican la urgencia para reparar o reemplazar los activos. Cuanto menor sea la calificación, más urgentemente necesita atención el activo. La gestión de activos, además tiene en cuenta los niveles de riesgo y otras prioridades corporativas que pueden anular las decisiones basadas únicamente en la condición del activo.

- Identificar tendencias en cada clase de activos

La comparación de las mismas condiciones para activos del mismo tipo revela conocimientos y tendencias que antes no eran evidentes, o se basan en la intuición del personal de campo experimentado, pero no se verifican con hechos e información.

- Identificar tendencias en el portafolio de activos

Las tendencias y datos claros sobre los activos son una base más sólida para definir acciones para mitigar o controlar problemas relacionados, por ejemplo, con el impacto negativo o positivo que tiene la ubicación geográfica o la labor de los contratistas en el desgaste de los activos y permite definir factores claves para la conservación de la salud.

- Realizar predicciones de fallas en activos

El análisis de los modos de falla y la realización de análisis de causa raíz proporciona información sobre las condiciones que conducen a las fallas de los activos para controlar estos factores y realizar intervenciones que evitan las fallas.

- Optimizar actividades de mantenimiento para reducir los costos generales

La predicción de las fallas de los activos permite definir cronogramas de trabajo anticipado, con impacto en la reducción de trabajos de emergencia y por tanto en la reducción de costos.

(Wattakapaiboon & Pattanadech, 2016)

1.3.4 Elementos de un índice de salud

Un índice de salud, en general, consta de cinco elementos básicos descritos a continuación (Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009):

1.3.4.1 Identificación del activo

Nombre del fabricante, serial, modelo, fecha de fabricación, fecha de instalación, edad actual, costo del activo, ubicación de la instalación.

1.3.4.2 Condición

Pruebas de ingeniería en el sitio y evaluaciones de: atributos físicos, resultados de inspección visual, resultados de inspección electrónica.

1.3.4.3 Uso

Carga eléctrica, es decir, voltaje a través del transformador en comparación con la carga máxima.

1.3.4.4 Análisis de modos de falla

Análisis de las razones más comunes de falla, así como las tendencias de falla y las correlaciones entre los conjuntos de datos.

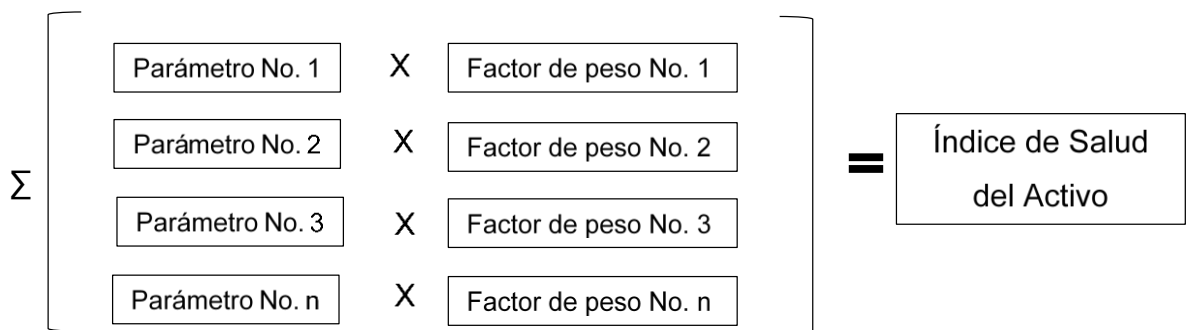
1.3.4.5 Información de criticidad o riesgo

Incluye la criticidad de los activos en relación con los demás, y en relación con los objetivos corporativos y las tolerancias al riesgo. Incluye criticidad de ubicación, criticidad del tipo de activo, entre otras.

Estos elementos forman la entrada para el conjunto de cálculos que produce el número de índice de salud del activo. La forma más simple de cálculo aplica un

factor de ponderación a cada elemento de datos y suma los resultados, como se muestra en la ilustración 2. Las metodologías más avanzadas para el cálculo de índices de salud de activos tratan los elementos de datos de varias maneras e involucran análisis de datos complejos y resultados de tendencias e incluyen análisis con redes neuronales y máquinas de aprendizaje para llegar al número de índice de salud.

Ilustración 2 - Cálculo del Índice de Salud



1.3.5 Formulación de índices de salud

El proceso estándar para construir índices de salud de activos sigue un proceso de tres etapas que se indica a continuación (Deloitte and Canadian Electricity Association, 2012):

1.3.5.1 Identificación

En esta etapa se realiza la identificación de los activos dentro de la jerarquía y de la criticidad de cada activo analizado. Estos dos pasos presuponen la existencia de una taxonomía y una evaluación de criticidad de los activos dentro de la organización.

1.3.5.2 Análisis

Durante la fase de análisis, los datos de los activos se organizan en elementos principales que incluyen datos como la identificación del activo, la condición, los modos de falla, el uso del activo y la información de criticidad y riesgo en relación con los modos de falla.

Los especialistas en análisis de datos buscan tendencias en los datos para determinar por qué los activos fallan y los indicadores causales que conducen al daño. Esta información varía según el tipo de activo, y posiblemente por región o uso.

En esta etapa, el primer paso identifica los factores que determinan la salud de la clase de activos a evaluar, para ello se emplea información de los modos de falla, análisis de causa raíz y análisis de tendencias. Cada factor puede ser una medición directa o un cálculo basado en múltiples submediciones o elementos de datos.

Una vez que los factores clave se identifican y calculan, el segundo paso es determinar qué tan importantes son para la salud general del activo. Normalmente, el análisis de modos de falla y el análisis de la causa raíz utilizados para determinar los factores clave también darán una indicación de su importancia relativa o peso en la determinación de la salud del activo.

Y el último y tercer paso consiste en definir los cálculos para obtener los índices de salud. Dentro de una organización, las partes interesadas se unen para ayudar a definir qué es importante y cómo deben crearse los cálculos para generar un enfoque coherente en toda una clase de activos.

1.3.5.3 Construcción

La construcción consiste en aplicar la metodología de cálculo sobre los parámetros de condición de los activos y obtener finalmente el índice de salud para cada uno

de los activos evaluados y actualizar los valores cada vez que se actualicen los resultados de la evaluación de la condición del activo. Como parte de la mejora continua, en esta etapa también se refina la metodología con los grupos de interés del negocio. Finalmente, los resultados de la evaluación se incorporan dentro del proceso de gestión de activos, entregando como salida un plan de gestión de activos optimizado, que incluye acciones de reposición, rehabilitación y mantenimiento y el horizonte de implementación de estas acciones para cada uno de los activos evaluados.

1.4 CONCLUSIONES

Esta sección describe de manera general la definición de índices de salud de activos, los conceptos asociados, los elementos que los componen, su utilidad y los pasos para su evaluación.

2 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

2.1 OBJETIVO

Reconocer las variables requeridas para construir los índices de salud de los transformadores de potencia de las subestaciones metropolitanas de EPM ubicadas en el Valle de Aburrá. Nivel 2 - Comprender

2.2 INTRODUCCIÓN

Este capítulo describe la función de los transformadores de potencia dentro de la infraestructura eléctrica, sus componentes, fallas principales y el diagnóstico y mantenimiento que emplea la industria en la actualidad.

2.3 DESARROLLO

Los transformadores se requieren dentro de los sistemas interconectados de potencia y usualmente son muy confiables con vidas de diseño que oscilan entre los 25 y 40 años y en la práctica alcanzan hasta 60 años con un mantenimiento adecuado (Malik, Azeem, & Jarial, 2012).

Las fallas en servicio de los transformadores de potencia representan riesgos eventuales para el personal, debido a explosiones y fuego; para el medioambiente, debido a las fugas de aceite; y para la calidad del servicio y las finanzas, debido a la pérdida de capacidad del sistema y los costos de reparación y reemplazo (Wang, Vandermaar, & Srivastava, 2002) .

Con el uso de los transformadores, el aislamiento se deteriora debido a la humedad, la temperatura y otros factores que reducen la vida útil de los transformadores y

conducen a fallas y explosiones en la operación (Wattakapaiboon & Pattanadech, 2016).

Un transformador nuevo tiene suficiente resistencia eléctrica y mecánica para soportar condiciones inusuales del sistema eléctrico. A medida que los transformadores envejecen, su condición interna se degrada, lo que aumenta el riesgo de fallas que generalmente se activan por condiciones severas, como rayos, cambios transitorios, cortocircuitos u otros incidentes en la red. Para evitar estas fallas y para mantener los transformadores en buenas condiciones de funcionamiento es importante evaluar la condición a través de los planes de mantenimiento preventivo y predictivo.

La regulación conduce a que cada vez sea más necesario reducir los costos de mantenimiento y el inventario de equipos, lo que lleva a la reducción del mantenimiento rutinario y la reducción del número de transformadores de repuesto. Además, en la industria hay una tendencia a pasar del mantenimiento basado en el tiempo, al mantenimiento basado en la condición y estos cambios ocurren en un momento en que la edad promedio de los transformadores en servicio está aumentando y acercándose al final de la vida nominal de diseño. Por lo tanto, hay un aumento en la necesidad de un mejor diagnóstico y de herramientas de monitoreo no intrusivo para evaluar el estado interno de los transformadores y de metodologías para pronosticar las necesidades de inversión. Si hay un problema, el transformador puede ser reparado o reemplazado antes de que falle (Wang, Vandermaar, & Srivastava, 2002).

2.3.1 Partes del transformador de potencia

El transformador de potencia se define como una máquina eléctrica estática con dos o más devanados, el cual, mediante inducción electromagnética transforma un sistema de voltaje y corriente alterna en otro sistema de voltaje y corriente de

diferentes valores y la misma frecuencia, con el fin de transmitir potencia eléctrica (ABB, 2004).

La ilustración 3 muestra las partes del transformador y a continuación se describe la función de cada una:

Ilustración 3 - Partes del transformador de potencia



(Ruiz Giraldo & Mayor Cardona, 2013)

2.3.1.1 Tanque principal

El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales. La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento de la carga del mismo. Su función es proteger mecánicamente los devanados, así como todos

los componentes que se encuentren en el interior del transformador, además evita la entrada de contaminantes y mantener el aceite dentro del transformador (ABB, 2004).

El principal cuidado con respecto al tanque principal del transformador es la integridad dieléctrica del sistema de aislamiento: aceite, papel y aislamiento sólido, al igual que el envejecimiento acelerado por sobrecalentamiento y humedad, lo cual se relaciona con la formación de burbujas en la presencia de alta humedad y el contenido de gases disueltos combinados con altas temperaturas, lo cual representa un alto riesgo para el equipo y la instalación.

La humedad y el sobrecalentamiento aceleran el envejecimiento de la celulosa y esto desencadena la formación de productos de descomposición de la celulosa como furanos y agua, lo que acelera aún más el envejecimiento y en cierto momento, el aislamiento del papel pierde sus propiedades mecánicas hasta que no es capaz de soportar la tensión mecánica el transformador falla.

Las partes sueltas, los bordes afilados, la delaminación del aislamiento sólido, las partículas conductoras en el aceite, los contactos defectuosos y las burbujas de gas en el aceite tienen el potencial de debilitar el sistema del aislamiento líquido y sólido y crear descargas parciales y arco eléctrico. Las fuertes descargas como resultado de estos defectos descomponen el aislamiento de aceite-papel y erosionan el material conductor.

Otras fallas pueden ser causadas por el sobrecalentamiento local y el deterioro debido a malos contactos, circulación de la corriente de tierra del núcleo o conexiones defectuosas o faltantes del núcleo a tierra y de blindajes magnéticos o eléctricos (ABB, 2004).

2.3.1.2 Núcleo

El núcleo de un transformador de potencia consiste básicamente de un laminado de acero al silicio, está constituido por dos circuitos eléctricos acoplados mediante un circuito magnético.

El funcionamiento del transformador se basa en la Ley de inducción de Faraday, de manera que un circuito eléctrico influye sobre el otro a través del flujo generado por este. Al conectar el devanado primario a una corriente alterna, se establece un flujo magnético alterno dentro del núcleo. Este flujo atraviesa el devanado secundario induciendo una fuerza electromotriz en el devanado secundario. A su vez, al circular corriente alterna en el secundario, se contrarresta el flujo magnético, induciendo sobre el primario una fuerza contra electromotriz.

El núcleo de un transformador está formado por chapas, las cuales están hechas con una aleación de hierro de grano orientado y silicio (con esta aleación se reducen las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas). Las chapas que forman el núcleo están aisladas eléctricamente unas de otras con un revestimiento a prueba de aceite (tradicionalmente barniz) para reducir las pérdidas por corrientes parásitas (ABB, 2004).

2.3.1.3 Devanados

El devanado es un hilo de cobre enrollado a través del núcleo en uno de sus extremos. La relación de vueltas del hilo de cobre entre el primario y el secundario nos indicará la relación de transformación. El nombre de primario y secundario es totalmente simbólico, por definición allá donde se aplica la tensión de entrada será el primario y donde se obtenga la tensión de salida será el secundario (Endesa, 2018).

Existen dos tipos de bobinados:

- Bobinado cilíndrico

Este tipo se usa cuando el núcleo del transformador es del tipo núcleo, en el cual dos grupos de devanados abrazan a un núcleo único.

- Bobinado plano

Este tipo se usa cuando el núcleo del transformador es del tipo acorazado. En el cual el flujo que atraviesa a un único grupo de devanados está formado, al menos, por dos componentes existentes en circuitos magnéticos en paralelo (Núñez Forestier, 2011).

2.3.1.4 Sistema de aislamiento

El sistema de aislamiento tiene como función aislar los devanados del transformador entre sí y de tierra, es decir, los elementos de este sistema aíslan las partes conductoras de corriente del núcleo y de las estructuras de acero. El sistema de aislamiento de un transformador en aceite consta principalmente de 2 tipos de materiales aislantes: aceite y papel. A continuación, se enuncian las funciones y propiedades de ambos materiales.

2.3.1.4.1 Aceite aislante

El aceite usado en los transformadores desempeña básicamente cuatro funciones:

- Aislar eléctricamente todos los componentes del transformador.
- Proveer de refrigeración eficiente al transformador.
- Previene la acumulación de lodo en el transformador.
- Proteger al conjunto núcleo-bobinas del ataque químico.

2.3.1.4.2 Aislamiento sólido o celulosa

El papel Kraft usado como aislamiento en un transformador debe desempeñar tres funciones específicas:

- Soportar los esfuerzos eléctricos producidos por las tensiones en condiciones normales y anormales durante la operación del transformador.
- Soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos que acompañan a un cortocircuito.
- Prevenir una acumulación excesiva de calor, esto lo realiza el papel gracias a sus componentes vegetales que están formados por varias unidades de glucosa (Núñez Forestier, 2011).

2.3.1.5 Cambiador de tomas

El conmutador de tomas bajo carga es la única parte en un transformador que se mueve de manera activa y su desempeño está asociado al funcionamiento del motor y al desgaste de las partes mecánicas y sus contactos

El desgaste de los contactos del conmutador de tomas bajo carga se produce cuando este opera para mantener un voltaje deseado con cargas variables. Este desgaste es una característica normal de operación, pero el desgaste se acelera por una aplicación incorrecta, una instalación defectuosa o sobrecargas. Si no se corrige una situación de desgaste excesivo, los contactos se queman y pueden quedarse abiertos o soldarse. Las fallas del conmutador de tomas bajo carga son combinaciones de fallas mecánicas, eléctricas o térmicas. Las fallas que son de naturaleza mecánica incluyen fallas de resortes, cojinetes, ejes, motores y mecanismos de accionamiento. Las fallas que son de naturaleza eléctrica y que pueden dar como resultado una condición térmica detectable se pueden atribuir a la carbonización de contactos, la quema de contactos, las resistencias de transición y problemas de aislamiento.

2.3.1.6 Sistema de refrigeración

Los transformadores en aceite poseen diferentes métodos de ventilación con el objeto de mantener sus temperaturas de operación dentro de valores normales (no excediendo los 55°C o 65°C sobre la temperatura ambiente). Para el efecto, en cada método (Refrigeración natural, Refrigeración por aire forzado, Refrigeración por aceite forzado, Refrigeración por agua) utiliza accesorios como radiadores, ventiladores, intercambiadores de calor, bombas de circulación, etc., los cuales se encuentran instalados generalmente en el tanque del transformador y son usados de forma individual o en conjunto (Núñez Forestier, 2011).

La principal preocupación con respecto al sistema de enfriamiento es mantener la eficiencia de refrigeración, manteniendo la capacidad de transferencia de calor original del transformador.

Para cumplir con esta condición, es necesario evitar cualquier bloqueo de las superficies a través de las cuales se disipa el calor y mantener el flujo de aceite y de aire a través de los radiadores o enfriadores y el flujo de aceite a través de los devanados. La formación de lodo, causada por la oxidación del aceite, se acumula lentamente y se deposita en los devanados y el núcleo y también puede llegar a bloquear los conductos de aceite de los devanados y radiadores o enfriadores, como resultado, la temperatura aumenta con el tiempo bajo las mismas condiciones de carga del transformador.

El sistema de convección natural y enfriamiento forzado son los métodos más utilizados para eliminar el calor del transformador. En el sistema de enfriamiento forzado de aceite, se utilizan bombas para hacer circular el aceite a través de los radiadores o enfriadores y los devanados; los ventiladores se utilizan para hacer circular el aire a través de las aletas de los radiadores o enfriadores. En otros sistemas de enfriamiento se utiliza agua en lugar de aire como medio de refrigeración y también se usan bombas para hacer circular el agua. Si el sistema

de enfriamiento es perturbado el mal funcionamiento de los ventiladores o bombas, la temperatura también aumenta con el tiempo mientras el transformador está en las mismas condiciones de carga (ABB, 2004).

2.3.1.7 Bujes

Su función es transportar los conductores del interior del transformador hacia la parte exterior. Estos deben ser capaces de soportar los esfuerzos eléctricos a tensión nominal, así como los que puedan ocurrir en caso de una falla. Los pasatapas se fabrican de diferentes materiales como:

- Porcelana (tensiones hasta 25 kV).
- Porcelana – Aceite (tensiones entre 25 y 69 kV).
- Porcelana – Compuesto epóxido.
- Porcelana – Resina sintética (tensiones 34,5 a 115 kV).
- Porcelana – Papel impregnado de aceite (tensiones mayores a 275 kV).

(Núñez Forestier, 2011)

Los bujes son un componente crítico en la transmisión de la energía. Permiten la transferencia de las corrientes de carga del interior y exterior de compartimientos metálicos aterrizados a las tensiones del sistema, y a menudo están expuestos a esfuerzos dieléctricos permanentes. Para altos voltajes, normalmente por encima de 36 kV, se utilizan bujes tipo capacitivo. Las principales causas de falla para este tipo de bujes son la humedad, los arcos eléctricos parciales debido a sobretensiones o al deterioro previo debido a descargas parciales o fugas en el caso de bujes cuyo núcleo está compuesto de papel impregnado en aceite (ABB, 2004).

2.3.1.8 Respirador de sílica gel

Los respiradores de sílica-gel los llevan todos los transformadores que cuentan con tanque de expansión. Este debe estar lleno de sílica-gel que por lo general son de color naranja o azul. Su función es la de asegurar que el aire que ingresa al interior del transformador no contenga humedad la cual es dañina para el líquido refrigerante (aceite). Durante el funcionamiento del transformador, el aceite aislante sufre variaciones en su volumen debido al cambio en la temperatura, esto produce expulsión de aire por el tanque de expansión y así es como se humidifica el aceite.

El aceite en contacto con el aire húmedo disminuye su capacidad dieléctrica lo cual perjudica el aislamiento del transformador. Así mismo el ingreso de humedad dentro del transformador favorece la formulación de sarro y óxido en el tanque de expansión. Para evitar estos problemas, se hace circular el aire que penetra en el tanque de expansión a través de una sustancia higroscópica que disminuye el contenido de humedad, evitando la contaminación del transformador. El deshidratante que se utiliza es sílica-gel con indicador de saturación que es casi neutro, esta tiene forma de esferas, estas sustancias higroscópicas tienen la capacidad de absorber la humedad, hasta un 40% de su peso. Cuando cambia de color indica el grado de humidificación, la sílica naranja cambia a verde y la sílica-gel azul cambia a rosa cuando se humedece (Silicagel, 2013).

2.3.1.9 Relé Buchholz

La protección que presta este dispositivo es simple y eficaz. El Relé Buchholz es empleado en transformadores que poseen tanque de conservación.

El Relé Buchholz es un dispositivo que posee dos cámaras llenas de aceite con flotadores dispuestos verticalmente uno encima del otro. Si existiesen corrientes parásitas, sobrecalentamiento o descargas parciales dentro del transformador, se producirán burbujas de gas, las cuales se dirigirán hacia el tanque de conservación. En su camino hacia dicho tanque, las burbujas de gas pasan por la tubería que

conecta el tanque principal con el tanque de conservación, ingresando al Relé Buchholz y localizándose en la cámara superior del mismo. A medida que la cantidad de gas aumenta en la cámara, el aceite es desplazado y por ende el nivel de aceite en el relé disminuye. Al ser desplazado el aceite, el flotador superior desciende hasta que se cierra el interruptor magnético que activa una alarma.

Si el defecto que produce los gases se acentúa, el desplazamiento de los mismos se hace violento y se producen grandes burbujas, de tal forma que a consecuencia del choque el aceite refluye bruscamente a través de la tubería hacia el tanque conservador. Este flujo encuentra el flotador inferior y lo desplaza, el cual a su vez acciona los contactos para la desconexión del transformador (Núñez Forestier, 2011).

2.3.1.10 Tanque auxiliar

Este tanque consiste en un recipiente fijo a la parte superior del transformador sobre el tanque o carcasa. Está destinado a recibir el aceite del tanque cuando éste se expande, debido al efecto del calentamiento por pérdidas internas. Por lo tanto, algunos transformadores de potencia necesitan una cámara de compensación de expansión del líquido aislante. En unidades con capacidad superior a 2000 kVA el tanque se construye para permanecer completamente lleno, lo que implica la utilización del conservador de líquido. En unidades de menor potencia, generalmente el tanque recibe el líquido aislante hasta aproximadamente 15 cm de su nivel o borde, dejando un espacio vacío destinado a la cámara de compensación. Los transformadores que no poseen el tanque de expansión se denominan transformadores sellados (Scribd, 2018).

2.3.1.11 Equipos auxiliares

2.3.1.11.1 Medidores de temperatura

La finalidad de los medidores de temperatura es mantener informado al personal de mantenimiento y operación sobre la temperatura del líquido aislante, y los devanados, los fabricantes de transformadores instalan los medidores de temperatura en el tanque.

2.3.1.11.2 Medidores de nivel

El indicador de nivel de aceite señala el nivel del líquido aislante contenido en el tanque principal del transformador o en compartimentos asociados. En los transformadores con tanque de conservación el medidor de nivel se encuentra instalado a un costado del mismo. En los transformadores sellados el medidor de nivel es instalado a un costado del tanque, justo a la altura del nivel de aceite.

2.3.1.11.3 Dispositivo contra sobrepresiones

El dispositivo contra sobrepresiones es un equipo de protección que permite verificar la presión interna del tanque del transformador, es decir, este dispositivo sirve para aliviar la presión interna del tanque cuando esta excede un valor predeterminado. Este dispositivo es normalmente encontrado en transformadores de tipo sellado (Núñez Forestier, 2011).

2.3.2 Fallas y problemas de los transformadores de potencia

Las fallas y problemas de los transformadores pueden ocurrir como resultado de diferentes causas y condiciones. Las fallas del transformador se pueden categorizar como eléctricas, mecánicas o térmicas y las causas de falla pueden ser internas o externas. A continuación, se presentan las causas típicas de falla (Malik, Azeem, & Jarial, 2012):

- Internas:
 - Deterioro del aislamiento sólido
 - Aflojamiento del núcleo
 - Sobre calentamiento
 - Oxígeno
 - Contaminación del aceite aislante
 - Descargas parciales
 - Defectos de diseño y fabricación

- Externas:
 - Descargas eléctricas
 - Operaciones de apertura y cierre del sistema de potencia
 - Sobrecarga del sistema
 - Fallas del sistema (Cortocircuitos)

Además de las fallas en el tanque principal, éstas también ocurren en los bujes, en los cambiadores de tomas o en los accesorios del transformador.

Cualquier interrupción forzada debido al daño en servicio de un transformador de potencia requiere la extracción del transformador para su reparación, lo cual requiere de un intervalo de tiempo de uno a dos meses, y de recursos financieros que pueden variar del 20% al 70% del costo del transformador.

El patrón de falla de los transformadores sigue la curva de la "bañera", como se. La primera parte de la curva es la falla debido a la mortalidad infantil; la segunda parte de la curva es la tasa de falla constante; y la última parte de la curva es falla debido a la vejez.

Además del envejecimiento normal, puede desarrollarse en el transformador una falla que resulta en un envejecimiento acelerado que incrementa la probabilidad de daño.

Los transformadores de potencia demuestran ser confiables en condiciones normales de operación con una tasa de falla global de 1 - 2 por ciento al año. La gran inversión en la capacidad de generación de energía requerida después la Segunda Guerra Mundial y que continuó hasta la década de 1970, dio lugar a una población de transformadores que, en teoría, se acerca rápidamente al final de la vida. El final de la vida de un transformador se define generalmente como la pérdida de resistencia del aislamiento sólido en los bobinados.

Una encuesta informa que las principales causas de fallas del transformador (51%) en un período de cinco años se debieron a los siguientes problemas:

Humedad, contaminación y envejecimiento que causó la disminución de la resistencia dieléctrica interna del transformador, daño en los devanados o descompresión del bobinado bajo fuerzas de cortocircuito y daño en los bujes del transformador causado por la pérdida de aislamiento interno.

Otra encuesta realizada por un grupo de trabajo de CIGRÉ sobre las fallas en los grandes transformadores de potencia encontraron que 41% de las fallas se dieron en los cambiadores de tomas bajo carga (OLTC) y aproximadamente el 19% se debió a los devanados. Los orígenes de falla fueron 53% mecánicos y 31% eléctricos (Wang, Vandermaar, & Srivastava, 2002).

De acuerdo con *Hartford Steam Boiler Inspection and Insurance*, las causas de falla se distribuyen como se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 2.1 - Causas de falla en Transformadores de Potencia

No	Causas de la falla	%
1	Perturbaciones en las líneas de alimentación o de carga (accionamiento de interruptores, transitorios, sobrevoltajes, entre otros, y anomalías de la red)	25
2	Descargas eléctricas atmosféricas (Lightning)	19
3	No determinada (el resultado después de la falla no permite conocer la causa inicial)	13
4	Deterioro del aislamiento	12
5	Desgaste de conexiones eléctricas	8
6	Objetos dentro del transformador	6
7	Excesiva humedad	5
8	Sobrecarga	4
9	Deterioro de líquido aislante	3
10	Diseño inadecuado	2
11	Problemas con las bombas	1
12	Fuego exterior al transformador	1
13	Inundaciones	1

(Wang, Vandermaar, & Srivastava, 2002):

2.3.3 Tiempo de vida del transformador

La vida de los transformadores de potencia es un asunto de interés para las compañías de electricidad, fabricantes de transformadores y compañías de seguros.

El conocimiento de la vida remanente de los transformadores de potencia es un factor decisivo para gestionar el riesgo asociado con la confiabilidad de la red de transmisión y, por supuesto, para brindar un servicio eléctrico de calidad.

La evaluación de la vida de cualquier equipo tiene relación con su proceso de envejecimiento. Las máquinas eléctricas se deterioran de distintas maneras, de acuerdo con su diseño y propósito. Cualquier máquina está expuesta (en distinto grado), a exigencias térmicas, mecánicas, eléctricas y provocadas por el medioambiente. Por ello, la evaluación de la condición del transformador, mediante métodos de supervisión en y fuera de línea, es una estrategia clave para conocer el estado del equipo.

Un transformador llega al final de su vida cuando es incapaz de llevar a cabo su función, la cual es el ser un enlace confiable entre las distintas partes de un sistema de potencia que están a diferentes niveles de tensión (Siemens, 2007).

Por lo general, un transformador de potencia es un dispositivo muy confiable que está diseñado para lograr una vida útil de 20-35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65 °C y 95 °C. Aunque en la práctica la vida de un transformador de potencia podría llegar a 60 años con un mantenimiento adecuado y en función de la fecha de fabricación, ya que se ha observado en transformadores producidos recientemente una edad promedio a la falla de 14,9 años en idénticas condiciones de trabajo.

El papel impregnado con aceite se utiliza ampliamente como aislamiento de los devanados del transformador, razón por cual en la industria rige la premisa que: la vida del transformador es la vida del papel, ya que este tipo de aislamiento está considerado como el eslabón más débil en la cadena de cualquier sistema de transmisión.

El aislamiento papel-aceite se degrada con el tiempo y el proceso depende de las condiciones térmicas y eléctricas, de la cantidad de agua y oxígeno, y de otras condiciones presentes en el interior del transformador. Otros aspectos como fallas

externas y sobretensiones tienen un efecto negativo en la condición del material aislante y cuando el aislamiento ha envejecido mucho es importante supervisar estos aspectos. Aunque los transformadores no tienen partes móviles a excepción del flujo de aceite, sus exigencias mecánicas son importantes, especialmente durante cortocircuitos (Haema & Phadungthin, 2012).

El final de vida de un transformador se puede dividir en tres categorías: técnico, estratégico y económico.

2.3.3.1 Final de vida técnico

Ocurre cuando el transformador podría o debería ser puesto fuera de servicio debido a razones técnicas, físicas o a un cierto debilitamiento de la integridad técnica del transformador. La expectativa de vida técnica de un transformador de potencia está determinada por varios factores: diseño del equipo, historia y futuros eventos, condiciones presentes y futuras de trabajo y principalmente, del estado actual del aislamiento.

2.3.3.2 Final de vida estratégico

Originado por cambios en la red como cambios en la cargabilidad y tensión de servicio o variación de la capacidad de cortocircuito en transformadores antiguos.

2.3.3.3 Final de vida económico

Ocurre debido a condiciones económicas de la empresa a cargo del equipo como gestión de las pérdidas o cuando los costos de un transformador en operación

exceden el costo de invertir en un transformador nuevo, o cuando alcanzan su fin de vida útil regulatoria (ABB, 2004).

2.3.4 Factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento

Un transformador es una máquina eléctrica que se encuentra constituida por varias partes: núcleo, devanados, pasa-tapas, válvulas, radiadores, entre otros. Dentro de estos elementos constitutivos, el sistema de aislamiento papel-aceite es el componente más importante y requiere el mayor cuidado.

Existen cuatro factores que afectan al sistema de aislamiento de un transformador en aceite: la humedad, el oxígeno, el calor y la contaminación externa. (19)

Es muy importante comprender el daño que causan estos cuatro agentes al sistema de aislamiento de un transformador, de manera que una vez conocida la presencia de ellos con niveles superiores a los normales, se tomen las medidas necesarias para que dicho daño sea reducido al mínimo y se prolongue la vida útil del equipo.

2.3.4.1 Humedad

La presencia de humedad en la parte sólida del aislamiento de los transformadores de potencia (papel, cartón prensado) es uno de los parámetros de estado más importantes. La humedad entra en los transformadores por el aire (respiraderos o juntas con fugas) y durante las instalaciones y reparaciones. El envejecimiento del aislamiento de papel-aceite también aumenta el nivel de humedad. Generalmente, la parte sólida de las estructuras del aislamiento retiene la mayor parte del agua, es decir, 200 veces más que el aceite.

La entrada de humedad en los aislamientos de papel-aceite puede tener efectos peligrosos:

- Reduce la rigidez dieléctrica.
- Acelera el envejecimiento de la celulosa (despolimerización).
- Causa la emisión de burbujas de gas a altas temperaturas y puede producir averías eléctricas imprevistas.

El contenido de humedad en el aislamiento es, por tanto, un factor fundamental para garantizar la fiabilidad y longevidad del transformador. Puesto que el método tradicional de muestreo de aceite es muy inexacto por diversos motivos, por lo general se utilizan mediciones dieléctricas para determinar el contenido de humedad.

El agua puede estar presente en el aceite de un transformador en las siguientes formas:

- De forma disuelta
- En forma de una emulsión agua/aceite
- En estado libre en el fondo del tanque
- En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0,9 el hielo puede flotar)

Cuando el transformador es energizado, el agua comienza a migrar a la parte del transformador que es más fría y que presenta el mayor esfuerzo eléctrico. Ya que el aislamiento sólido tiene mayor afinidad por el agua que el aceite, la distribución del agua en el transformador será desigual, es decir que en el aislamiento sólido habrá mucha más agua que en el aceite. La temperatura es un factor muy importante en la distribución del agua entre el aislamiento sólido y el aceite (ABB, 2004).

2.3.4.2 Oxígeno

El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento de un transformador, ya que este reacciona con el aceite para formar ácidos orgánicos, agua y lodo. El oxígeno proviene de la atmósfera o es liberado por la celulosa como resultado de aplicar calor, además no es posible eliminar todo el oxígeno existente en un transformador inclusive si el llenado del mismo se realiza en vacío. Se dice que un aceite dieléctrico se encuentra deteriorado si presenta oxidación. Antes de hablar de cómo se produce la oxidación del aislamiento se debe recordar que un aceite dieléctrico es una mezcla de hidrocarburos y de no-hidrocarburos. De acuerdo con la ASTM (*American Society for Testing and Materials*) la oxidación del aceite comienza cuando el oxígeno presente en el transformador se combina con las impurezas de hidrocarburos inestables existentes en el aceite bajo el efecto catalítico de los otros materiales presentes en el transformador.

Dentro de los catalizadores hay humedad y cobre, dentro de los aceleradores hay calor, vibración, sobretensiones y elevados esfuerzos eléctricos debidos a fallas eléctricas internas. Es necesario recalcar que la oxidación del aceite se debe a la oxidación de las impurezas contenidas en él, más no a la oxidación de los hidrocarburos puros. La etapa final de la oxidación es la formación de lodos en el interior del transformador, es decir, la presencia de lodo en un transformador es una muestra de que el proceso de oxidación lleva mucho tiempo.

El lodo proviene del ataque de ácidos al hierro, cobre, barniz y pintura del transformador y los residuos de dicho ataque se combinan y forman soluciones, el lodo se precipita de estas soluciones. Según la ASTM (*American Society for Testing and Materials*) la formación de lodos en un transformador tiene dos ciclos principales:

- La formación de productos decadentes solubles como los ácidos. Dicha formación comienza tan pronto como el aceite es puesto en operación. El

lodo se adhiere al aislamiento, a las paredes del tanque, a los ductos de ventilación y demás componentes. Depósitos de lodo de un 1/8" a 1/4" en el núcleo y los devanados pueden incrementar la temperatura de operación de 10 a 15°C. Aunque el aceite se haya deteriorado rápido, relativamente algunos pocos de los 2870 hidrocarburos estimados presentes en el aceite han reaccionado con el oxígeno, pero lo más importante es que el aceite puede ser nuevamente usado para su propósito original después de que los productos de la oxidación sean eliminados.

- La oxidación ataca a las moléculas del papel en uno o más de sus enlaces, el resultado de este cambio químico es la formación de contaminantes polares y agua. La oxidación le resta al papel rigidez mecánica, dureza, capacidad de encorvarse y dilatarse, capacidad de resistir choques de carga y como resultado de la oxidación se generan productos volátiles que se evaporan y disminuyen el espesor o volumen del papel

(ABB, 2004).

2.3.4.3 Temperatura

La temperatura genera el 90% del deterioro de la celulosa, la degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura misma y de cuan seco está el aislamiento. Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciendo la rigidez mecánica y eléctrica de la misma, produciendo la de-polimerización o destrucción del papel; otros efectos debidos a las elevadas temperaturas son la generación de agua, materiales ácidos y gases (CO₂, CO). Existen evidencias que muestran que cuando se sobrecarga un transformador con temperaturas superiores a los 140°C en el punto más caliente, se formaran burbujas de gas, las mismas que disminuyen la rigidez dieléctrica del aislamiento.

Las elevadas temperaturas también reducen la capacidad de la celulosa para ser tensionada. Además, al aumentar la temperatura la tasa de oxidación del aislamiento se incrementa y la cantidad de humedad que puede absorber el aceite también se incrementa (Núñez Forestier, 2011).

2.3.4.4 Contaminación externa

Los contaminantes externos pueden presentarse en forma de “caspa”, provenientes del proceso de manufactura del transformador y que no han sido propiamente eliminados en el proceso de llenado del transformador con aceite (Núñez Forestier, 2011).

2.3.5 Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de potencia

Existe una amplia variedad de herramientas disponibles para monitoreo, diagnóstico y evaluación de la condición de los transformadores.

Estos pueden separarse en métodos de diagnóstico tradicional, que se emplean ampliamente en la industria y los métodos no tradicionales, que comprenden aquellos que apenas empiezan su uso y algunos que aún se encuentran en etapa de investigación.

El término monitoreo describe una medición básica de parámetros con alarmas de umbral.

El término diagnóstico indica la adición de análisis sofisticados, como un sistema experto capaz de proporcionar una evaluación de la condición del equipo las y acciones sugeridas (Wang, Vandermaar, & Srivastava, 2002).

Las secciones siguientes describen las técnicas.

2.3.5.1 Prueba de aceite

La prueba de aceite aislante es una de las más comunes utilizada para evaluar el estado de los transformadores en servicio. Las fallas térmicas y eléctricas en el aceite conducen a su degradación. Las pruebas que se realizan sobre el aceite son los análisis de gases disueltos, las pruebas fisicoquímicas y el análisis de furanos, aunque esta última es menos común.

- Análisis de gases disueltos

Los aceites aislantes se descomponen bajo condiciones anormales eléctricas o estrés térmico, liberando pequeñas cantidades de gases. La composición de estos gases depende del tipo de falla. Por medio del análisis de gases disueltos (DGA), es posible diferenciar fallas tales como descargas parciales, sobrecalentamiento y arco eléctrico, en equipos aislados en aceite.

Se deben tomar varias muestras durante un período de tiempo para identificar tendencias y determinar la gravedad y la progresión de fallas incipientes. Los gases en las pruebas de aceite comúnmente evalúan la concentración de hidrógeno, metano, acetileno, etileno, etano, monóxido de carbono, dióxido de carbono, nitrógeno y oxígeno. Las proporciones relativas y la cantidad de gas detectado en la muestra se utilizan para diagnosticar problemas con el aislamiento (ABB, 2004).

El análisis de gases proporciona información sobre la descomposición del aislamiento de celulosa que se encuentra impregnada de aceite y sobre la descomposición del aceite. La primera produce óxidos de carbono (CO, CO₂) y algo de hidrógeno y metano (H₂, CH₄). Por su parte, los aceites minerales para transformadores son una mezcla de muchas moléculas de hidrocarburos diferentes y el calentamiento del aceite produce etileno (C₂H₄) como el gas principal.

La información del análisis de gases disueltos en aceites aislantes derivados del petróleo es una de las herramientas más valiosas en la evaluación la salud de un transformador y se ha convertido en parte integral de los programas de

mantenimiento preventivo. Los resultados de los análisis de gases disueltos proporcionan:

- Advertencia sobre la aparición de fallas.
- Monitoreo sobre la tasa de avance de fallas.
- Confirmación sobre la presencia de fallas.
- Alerta para programar convenientemente reparaciones.
- Monitoreo de la condición durante eventos de sobrecarga.

Los resultados de DGA en sí mismos no siempre proporcionan información suficiente para evaluar la integridad de un transformador. Se requiere información adicional sobre su fabricación y la historia de un transformador en términos de mantenimiento, cargabilidad y fallas previas son una parte integral de la información requerida para hacer una evaluación.

El primer paso es para establecer si existe o no una falla. Los transformadores en servicio siempre tienen algunos gases de falla disueltos en su aceite. Sólo cuando estos niveles superan un valor umbral se puede sospechar de una falla. Varios valores seguros recomendados han sido publicados. Algunos de estos se enumeran en la tabla 2.2.

Y el segundo paso es determinar el tipo de falla. Los métodos más comúnmente utilizados son las relaciones entre gases y el gas clave. El primero implica determinar todo el total de gas combustible disuelto (TDCG) como un porcentaje de su total en un histograma. Cada tipo de falla entrega un patrón distintivo caracterizado por un gas clave, generalmente el más abundante.

Tabla 2.2 - Límites Recomendados de Gases Disueltos

Límites recomendados de Gases Disueltos				
Gas	Dornenburg	IEEE	Bureau of Reclamation	Compensación de edad
Hidrógeno	200	100	500	$20n+50$
Metano	50	120	125	$20n+50$
Etano	35	65	75	$20n+50$
Etileno	80	50	175	$20n+50$
Acetileno	5	35	7	$5n+10$
Monóxido de carbono	500	350	750	$100n+710$
Dióxido de carbono	6000	2500	10000	$100n+1500$
n=años en servicio				

(Abbasi & Malik, 2016)

Por ejemplo, altos niveles de hidrógeno con bajos niveles de otros gases son característicos de descarga parcial. El método de relaciones requiere el cálculo de proporciones de gases entre sí, como el metano e hidrógeno. Tres o cuatro de dichas relaciones se utilizan para el diagnóstico, los más utilizados son las ratios de Roger; la severidad de la falla se establece por comparación de los niveles de gases con niveles de umbral y su tasa de generación. Se necesitan al menos dos muestras consecutivas para calcular tasas de generación de fallas. Una lista de gases clave y sus fallas relacionadas se muestran en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 - Gases generados por falla particular

Gases generados por falla particular	
Gas clave	Falla característica
Hidrógeno H ₂	Descarga parcial
Etano C ₂ H ₆	Punto caliente <300°C
Etileno C ₂ H ₄	Punto caliente entre 300°C y 700°C
Acetileno C ₂ H ₂ y Etileno C ₂ H ₄	Punto caliente >700°C
Acetileno C ₂ H ₂ e Hidrogeno H ₂	Arco eléctrico

(Abbasi & Malik, 2016)

- Calidad del aceite aislante

La condición del aceite afecta en gran medida el rendimiento y la vida útil de los transformadores. La combinación de pruebas fisicoquímicas y eléctricas se realiza para medir el cambio en las propiedades eléctricas, el grado de contaminación, y el grado de deterioro en el aceite aislante.

La medición de furanos sigue siendo una técnica relativamente nueva, y su interpretación depende de muchos factores operativos e históricos. La tabla 2.4 orienta la interpretación de los resultados.

Tabla 2.4 - Guía de degradación de la celulosa

Guía de degradación de la celulosa		
2-Furaldehido (ppm)	Grado de polimerización	Extensión de la degradación
0-0.1	800-1200	Insignificante
0.1-0.5	700-550	Significativa
1.0-2.0	500-450	Alerta
>10	<300	Final de vida útil

(Abbasi & Malik, 2016)

El grado de polimerización (DP) estimado a partir del análisis de furanos se relaciona con el valor promedio. El papel de los transformadores

generalmente no envejece uniformemente y es posible que haya áreas donde la degradación es más severa.

La tabla 2.5 muestra las orientaciones de cada una de las pruebas al aceite aislante.

Tabla 2.5 - Pruebas al Aceite Aislante

Pruebas al Aceite Aislante		
Tipo de prueba	Método ASTM	Significado/Efectos
Rigidez dieléctrica	D877, D1816	Humedad, partículas, fibras de celulosa, baja rigidez dieléctrica
Acidez	D644, D974	Productos ácidos de oxidación, corrosión
Tensión Interfacial IFT	D971	Contaminantes polares, ácidos, solventes, barniz
Contenido de humedad	D1533	Excesiva descomposición del papel, baja rigidez dieléctrica
Factor de potencia	D924	Metales disueltos, ácidos, sales, sobrecalentamiento
Metales en el aceite		Desgaste de bombas, arco eléctrico o chispazos

(Abbasi & Malik, 2016)

2.3.5.2 Prueba del Factor de Potencia

El factor de potencia de aislamiento es la relación de la resistencia actual a la corriente de fuga total bajo un voltaje aplicado. La medición del factor de potencia una fuente de datos importante en el monitoreo del transformador y de sus bujes.

En general, se considera un factor de potencia de menos del 1 por ciento bueno; 1-2 por ciento es cuestionable; y si excede el 2 por ciento, se debe tomar acción. Prácticamente, la evaluación es no solo basado en un único punto de datos de factor de potencia sino también se basa en la historia del cambio en el factor de potencia. Medida de la capacitancia de un transformador y factor de potencia a tensiones de hasta 10 kV (a 50 o 60 Hz) tiene durante mucho tiempo se ha usado tanto como una prueba de rutina como para el diagnóstico.

El valor de aceptación debe ser menor al 0.5 por ciento.

La referencia clasifica el factor de potencia como sigue:

Seco <0.5 %

Medio <1.5%

Húmedo > 1.5

La evaluación también tiene en cuenta el historial del factor de potencia del transformador. La prueba requiere una interrupción y aislamiento del transformador. Se pueden hacer pruebas, respectivamente, en bobinas de alta tensión a tierra, devanado de alta a baja tensión, devanado de baja tensión a tierra, devanado de alta a tensión terciaria, devanado de baja tensión a terciaria, y devanado terciario al aislamiento de tierra. Se usa para detectar problemas con los devanados del transformador y para evaluar la condición de la estructura de aislamiento de papel (Abbasi & Malik, 2016).

2.3.5.3 Resistencia de devanados

La resistencia de devanados se usa para evaluar el conductor del devanado y la condición de contacto del cambiador de tomas. La prueba requiere un óhmetro capaz de medir con precisión resistencia en el rango de 20 Ohmios hasta fracciones de Ohmios. La resistencia del devanado varía con la temperatura del aceite. Durante la prueba, la temperatura debe ser registrada. Para futuras comparaciones, la resistencia debe convertirse en una temperatura de referencia. La medición de este parámetro requiere de una interrupción de la operación y el aislamiento del transformador. Las variaciones de más del cinco (5) por ciento pueden indicar un conductor dañado en un devanado (Abbasi & Malik, 2016).

2.3.5.4 Relación de transformación

La prueba de relación de vueltas del devanado es útil para determinar si hay o no vueltas en cortocircuito o circuitos abiertos en la bobina. La relación medida debe estar dentro del 0.5% de la relación de los voltajes nominales entre bobinados, como se indica en la placa de identificación del transformador. Todas las posiciones del cambiador de tomas y todas las fases deben medirse. La prueba puede realizarse a un voltaje muy bajo (Abbasi & Malik, 2016).

2.3.5.5 Termografía

La prueba de emisión infrarroja se usa para verificar externamente la temperatura del transformador en funcionamiento. Es útil para detectar problemas térmicos en un transformador, tales como bloqueos del sistema de refrigeración, ubicación de problemas en las conexiones eléctricas y para localizar puntos calientes.

Las cámaras termográficas detectan la radiación de calor emitida por los objetos. Las termografías en blanco y negro (imágenes de calor) muestran áreas de calor en blanco y áreas frías en negro, a menos que se indique lo contrario. Para las termografías a color, las áreas blancas y rojas son generalmente más calientes, mientras que las áreas negras y azules son más frías.

La termografía infrarroja proporciona los patrones de calentamiento para la carga del equipo en el momento en que fue realizada. Cualquier condición anormal puede ser ubicada a partir de la termografía.

La gravedad del sobrecalentamiento se califica de la siguiente manera, según el exceso de temperatura:

- Atención: 0 - 9 ° C
- Intermedio: 10 - 20 ° C
- Grave: 21 - 49 ° C
- Crítico: > 50 ° C

El exceso de temperatura se define como la diferencia en temperatura entre un punto de referencia en el transformador a temperatura normal y la temperatura más alta del punto evaluado (Abbasi & Malik, 2016).

2.3.5.6 Pruebas de descargas parciales en servicio

Las descargas parciales en los transformadores degradan las propiedades del aislamiento y puede conducir a fallas eventuales.

Hay dos métodos de detección de descargas parciales: detección de las señales acústicas y medición de señales eléctricas producidas por las descargas parciales. Éstas también pueden ser detectadas indirectamente, usando técnicas químicas

tales como medir los productos de degradación producidos por las descargas parciales.

Los límites de descargas parciales aceptables para los nuevos transformadores dependen del voltaje y el tamaño de los transformadores y varían en un rango de <100 a <500 pCoulombios.

Los pulsos de las descargas parciales generan ondas de esfuerzo mecánicas que se propagan a través del aceite circundante (en el rango de 100 a 300 kHz). Para detectar estas ondas, es posible montar sensores de emisión en la pared del tanque del transformador o en el aceite dentro del tanque del transformador. Si hay múltiples sensores, las descargas parciales se pueden ubicar según el tiempo de llegada de los pulsos a los sensores. La sensibilidad de la prueba depende de la ubicación de la descarga parcial, ya que la señal es atenuada por la estructura de aceite y los devanados. Esto significa que cuanto más profundo dentro del devanado se ubica la descarga parcial, mayor es la atenuación (Abbasi & Malik, 2016).

2.3.5.7 Medición de la temperatura interna

El método tradicional para medir la temperatura de un devanado del transformador es medir la temperatura superior e inferior del aceite del transformador y estimar la temperatura de punto caliente. En la actualidad existe un nuevo equipo de fibra óptica que es capaz de controlar la temperatura de dos diferentes formas. La primera es una medición de temperatura distribuida a lo largo de todo el recorrido del bobinado por un cable de fibra óptica. Se puede medir la temperatura del bobinado completo mediante un cable de fibra óptica que se coloca a lo largo del bobinado del transformador durante la construcción del mismo. Sin embargo, este método tiene inconvenientes: Altos costos y altos esfuerzos mecánicos en la fibra la óptica que necesita ser manejada con extremo cuidado. La fibra se debe instalar durante la construcción del transformador. La aplicación de sensores de

fibra óptica hasta ahora ha sido usada principalmente para investigación de laboratorio y estudios de diseño. La tecnología de sensores de temperatura utilizada en la fibra óptica es capaz de medir el rango total de temperaturas en los transformadores.

El otro tipo de sistema usa fibra óptica para el punto de medición de temperatura. Dado que los sensores y asociados los cables están aislados, se pueden instalar directamente en los puntos calientes del transformador. El mejor momento para instalar estos sensores es durante la construcción en los lugares indicados por modelado térmico del transformador; sin embargo, pueden ser adaptados a un transformador existente, aunque resulta difícil (Abbasi & Malik, 2016).

2.3.5.8 Detección del movimiento de devanados

Un problema muy serio y que es particularmente difícil de detectar es el movimiento o deformación del devanado del transformador. Los esfuerzos en el devanado durante los cortocircuitos en el transformador pueden causar deformaciones del bobinado. La otra fuente de movimiento del bobinado es la reducción o pérdida de la compresión. Esto puede ocasionar una falla explosiva en el transformador. Tradicionalmente, la única forma de evaluar el estado de deformación en un gran transformador de potencia es drenar el aceite y llevar a cabo una inspección interna (Abbasi & Malik, 2016).

2.4 CONCLUSIONES

Esta sección describe de manera general el transformador de potencia, sus componentes, las consideraciones de vida útil, los factores de degradación y los métodos de diagnóstico utilizados.

3 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN Y CÁLCULO

3.1 OBJETIVO

Construir la metodología de evaluación y cálculo de los índices de salud para los transformadores de potencia de las subestaciones metropolitanas de EPM ubicadas en el Vallé de Aburrá. Nivel 3 – Aplicar

3.2 INTRODUCCIÓN

Este capítulo muestra las consideraciones y parámetros para construir la metodología de cálculo de los índices de salud, específicamente para transformadores de potencia.

3.3 DESARROLLO

3.3.1 Identificación de los activos

La taxonomía empleada se encuentra acorde con la Norma ISO 14224 presentada en la ilustración 4.

Los activos a evaluar se encuentran en el nivel 6 de la jerarquía y el nivel taxonómico de equipos correspondientes a transformadores de potencia.

Los atributos para este nivel taxonómico corresponden a los siguientes:

Nombre del equipo: Transformador de potencia

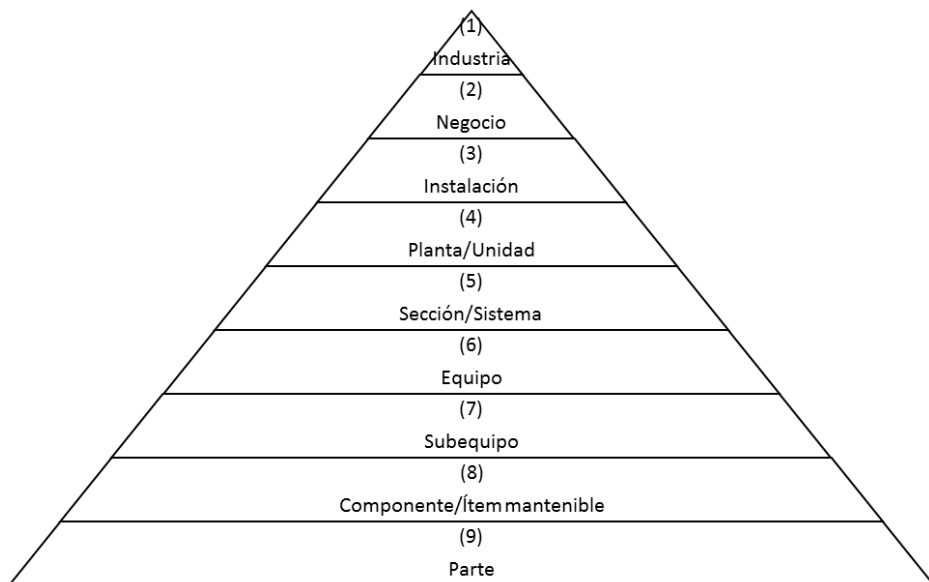
Potencia: 60MVA

Ubicación: Zona Metropolitana

Además de los atributos comunes a los equipos, se dispone de la siguiente información:

- Marca
- Número de serie
- Fecha de fabricación
- Costo original

Ilustración 4 - Jerarquía taxonómica acorde con ISO 14224



(ISO , 2016)

En esta categoría se identifican 78 transformadores de potencia, pertenecientes a las 20 subestaciones de la zona metropolitana.

La criticidad de los activos a evaluar se describe en la siguiente tabla:

Tabla 3.1 - Criticidad de los activos evaluados

TRANSFORMADOR	SUBESTACION	COSTO ORIGINAL	AÑO PLACA	CRITICIDAD
TRANSFORMADOR 1	SUBESTACION 1	\$ 1,468,543,192	1980	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 2	SUBESTACION 1	\$1.302.118.958	1987	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 3	SUBESTACION 1	\$1.302.118.958	1987	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 4	SUBESTACION 1	\$1.302.118.958	1987	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 5	SUBESTACION 1	\$1.929.443.360	1998	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 6	SUBESTACION 1	\$1.929.443.360	1997	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 7	SUBESTACION 1	\$1.834.978.457	1997	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 8	SUBESTACION 1	\$1.376.469.630	1999	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 9	SUBESTACION 1	\$1.030.370.308	1980	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 10	SUBESTACION 1	\$1.085.682.208	1981	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 11	SUBESTACION 1	\$1.302.118.958	1987	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 12	SUBESTACION 2	\$1.150.045.487	1983	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 13	SUBESTACION 2	\$1.150.045.487	1983	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 14	SUBESTACION 2	\$1.150.045.487	1983	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 15	SUBESTACION 2	\$1.150.045.487	1983	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 16	SUBESTACION 3	\$ 714,699,816	1961	MEDIA
TRANSFORMADOR 17	SUBESTACION 3	\$19.698.651	1961	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 18	SUBESTACION 3	\$1.030.370.308	1980	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 19	SUBESTACION 4	\$1.928.384.341	1997	ALTA
TRANSFORMADOR 20	SUBESTACION 4	\$1.928.384.341	1997	ALTA
TRANSFORMADOR 21	SUBESTACION 4	\$1.928.384.341	1997	ALTA
TRANSFORMADOR 22	SUBESTACION 4	\$1.928.384.342	1997	ALTA
TRANSFORMADOR 23	SUBESTACION 4	\$1.470.303.391	1982	ALTA
TRANSFORMADOR 24	SUBESTACION 4	\$2.023.019.031	1997	ALTA
TRANSFORMADOR 25	SUBESTACION 4	\$1.834.978.457	1990	ALTA
TRANSFORMADOR 26	SUBESTACION 4	\$1.376.469.630	1985	ALTA
TRANSFORMADOR 27	SUBESTACION 4	\$1.498.630.065	1987	ALTA
TRANSFORMADOR 28	SUBESTACION 4	\$1.351.734.269	1985	ALTA
TRANSFORMADOR 29	SUBESTACION 5	\$758,681,343	1999	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 30	SUBESTACION 5	\$544.985.811	1972	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 31	SUBESTACION 5	\$19.698.651	1961	MUY ALTA

TRANSFORMADOR 32	SUBESTACION 5	\$34.737.864	1961	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 33	SUBESTACION 6	\$236.281.535	1966	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 34	SUBESTACION 6	\$19.698.651	1961	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 35	SUBESTACION 6	\$1.861.775.974	1983	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 36	SUBESTACION 6	\$1.994.888.918	1986	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 37	SUBESTACION 7	\$1.707.057.771	1993	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 38	SUBESTACION 7	\$1.806.370.559	1995	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 39	SUBESTACION 8	\$1.193.935.921	1983	ALTA
TRANSFORMADOR 40	SUBESTACION 9	\$875,678,690	1963	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 41	SUBESTACION 10	\$1.925.096.025	1998	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 42	SUBESTACION 10	\$210.891.603	1967	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 43	SUBESTACION 10	\$210.891.603	1967	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 44	SUBESTACION 10	\$210.891.603	1967	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 45	SUBESTACION 10	\$210.891.603	1967	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 46	SUBESTACION 10	\$210.891.603	1967	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 47	SUBESTACION 10	\$1.925.096.025	1998	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 48	SUBESTACION 10	\$210.891.603	1967	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 49	SUBESTACION 10	\$1.351.813.137	1986	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 50	SUBESTACION 10	\$1.085.682.208	1981	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 51	SUBESTACION 11	\$1.584.900.856	1997	MEDIA
TRANSFORMADOR 52	SUBESTACION 12	\$1.085.682.208	1981	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 53	SUBESTACION 12	\$1.085.682.208	1981	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 54	SUBESTACION 12	\$2.527.880.934	2015	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 55	SUBESTACION 12	\$2.527.880.963	2015	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 56	SUBESTACION 12	\$2.527.880.932	2015	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 57	SUBESTACION 12	\$2.527.880.932	2015	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 58	SUBESTACION 12	\$2.527.880.932	2015	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 59	SUBESTACION 12	\$2.527.880.932	2015	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 60	SUBESTACION 12	\$1,528,689,002	1981	MEDIA
TRANSFORMADOR 61	SUBESTACION 13	\$1.606.935.457	1991	MEDIA
TRANSFORMADOR 62	SUBESTACION 14	\$1.707.057.771	1993	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 63	SUBESTACION 15	\$1,234,931,486	1976	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 64	SUBESTACION 15	\$768.218.137	1972	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 65	SUBESTACION 15	\$768.218.137	1972	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 66	SUBESTACION 15	\$768.218.137	1972	MUY ALTA

TRANSFORMADOR 67	SUBESTACION 15	\$768.218.137	1972	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 68	SUBESTACION 15	\$768.218.137	1972	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 69	SUBESTACION 16	\$2.379.313.590	2015	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 70	SUBESTACION 16	\$2.379.313.590	2015	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 71	SUBESTACION 17	\$2,074,608,637	2012	MEDIA
TRANSFORMADOR 72	SUBESTACION 17	\$1.707.057.771	1998	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 73	SUBESTACION 18	\$1.085.682.208	1981	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 74	SUBESTACION 18	\$1.351.813.137	1986	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 75	SUBESTACION 19	\$1,468,543,192	1980	MEDIA
TRANSFORMADOR 76	SUBESTACION 19	\$1.030.370.308	1980	MEDIA
TRANSFORMADOR 77	SUBESTACION 20	\$905.948.006	1977	MUY ALTA
TRANSFORMADOR 78	SUBESTACION 20	\$1.323.211.485	1986	MUY ALTA

Elaboración propia

3.3.2 Análisis

En esta etapa se identifica la información disponible de la población de transformadores, los factores disponibles para el cálculo de la salud de los transformadores, los pesos de cada parámetro y las fórmulas para el cálculo del índice de salud del activo.

3.3.2.1 Resultados de pruebas disponibles

La población de transformadores evaluada dispone de los siguientes resultados de pruebas de diagnóstico:

- Análisis de gases disueltos:
 - Dióxido de carbono
 - Monóxido de carbono
 - Etileno

- Acetileno
- Metano
- Hidrógeno
- Pruebas fisicoquímicas de aceite:
 - Rigidez dieléctrica
 - Contenido de humedad
 - Tensión interfacial
 - Acidez

3.3.2.2 Método de establecimiento de pesos para el cálculo de índices de salud de transformadores

Estos pesos se establecen con base en el costo de reparación del transformador como porcentaje del costo de reposición a nuevo ante los modos de falla que revelan cada una de las pruebas de diagnóstico y se define de la siguiente manera:

Tabla 3.2 - Criterio para la determinación de peso de los factores del índice de salud

COSTO DE REPARACIÓN EN PORCENTAJE DE COSTO DE REPOSICIÓN A NUEVO	PESO DEL FACTOR K _j
Costo >70%	10
60%<Costo<70%	9
50%<Costo<60%	8
40%<Costo<50%	7
30%<Costo<40%	6
25%<Costo<30%	5
20%<Costo<25%	4
15%<Costo<20%	3
10%<Costo<15%	2
<10%	1

De acuerdo con lo anterior, se definen los pesos para los diferentes resultados de los métodos de diagnóstico así:

Tabla 3.3 - Definición de pesos para cada parámetro

MODO DE FALLA	MÉTODO DIAGNÓSTICO	COSTO DE REPARACIÓN EN PORCENTAJE DE COSTO DE REPOSICIÓN A NUEVO	PESO DEL FACTOR Kj	INDICES DE SALUD DEL FACTOR HIFj
Degradación del aislamiento	ANALISIS DE GASES DISUELTOS	Costo >70%	10	4,3,2,1,0
Sobrecarga	HISTORIAL DE CARGA	Costo >70%	10	4,3,2,1,0
Aislamiento entre devanados	FACTOR DE POTENCIA	25%<Costo<30%	5	4,3,2,1,0
Puntos calientes internos	TERMOGRAFIA	25%<Costo<30%	5	4,3,2,1,0
Degradación del aislamiento	FISICOQUIMICAS DEL ACEITE	30%<Costo<40%	6	4,3,2,1,0
Degradación del papel	FURANOS	25%<Costo<30%	5	4,3,2,1,0
Cortocircuito o circuito abierto en el devanado	RELACION DE TRANSFORMACION	50%<Costo<60%	8	4,3,2,1,0
Pérdida de conductividad, mal contacto eléctrico	RESISTENCIA DE DEVANADOS	25%<Costo<30%	5	4,3,2,1,0
Daños del núcleo	PERDIDAS	50%<Costo<60%	8	4,3,2,1,0
Corrosión	CORROSION DE TANQUE PRINCIPAL	10%<Costo<15%	2	4,3,2,1,0
Calentamiento	EQUIPOS DE REFRIGERACION	10%<Costo<15%	2	4,3,2,1,0
Pérdida de protección eléctrica	TIERRA	<10%	1	4,3,2,1,0

Pérdida hermeticidad, oxigenación, humedad	EMPAQUES Y SELLOS	<10%	1	4,3,2,1,0
Pérdida hermeticidad, oxigenación, humedad	FUGAS DE ACEITE	<10%	1	4,3,2,1,0
Pérdida de hermeticidad	NIVEL DE ACEITE	<10%	1	4,3,2,1,0

3.3.2.3 Método de calificación de los resultados de las pruebas

Tabla 3.4 - Método de calificación de parámetros pruebas fisicoquímicas de aceite

Método de calificación de parámetros pruebas fisicoquímicas de aceite basado en IEEE C57.106-2017			
Parámetro	Rango	Puntaje Si	Peso Wi
Rigidez dieléctrica (kV, 2mm gap)	≥52	4	3
	47-52	3	
	35-47	2	
	≤35	1	
Tensión interfacial (din/cm)	≥30	4	2
	23-30	3	
	18-23	2	
	≤18	1	
Acidez	≤0.04	4	1
	0.04-0.1	3	
	0.1-0.15	2	
	≥0.15	1	
Contenido de humedad (ppm)	≤20	4	4
	20-25	3	
	25-30	2	
	≥30	1	

(IEEE, 2017)

Tabla 3.5- Método de calificación Análisis de Gases Disueltos

Método de calificación Análisis de Gases Disueltos según IEEE C57.104-2008							
Gas	Puntaje (Si)						Peso (Wi)
	1	2	3	4	5	6	
Hidrógeno H2	<=100	100-200	200-300	300-500	500-700	>700	2
Metano CH4	<=75	75-125	125-200	200-400	400-600	>600	3
ETANO C2H6	<=65	65-80	80-100	100-120	120-150	>150	3
Etileno C2H4	<=50	50-80	80-100	100-150	150-200	>200	3
Acetileno C2H2	<=3	3-7	7-35	35-50	50-80	>80	5
Monóxido de carbono CO	<=350	350-700	700-900	900-1100	1100-1400	>1400	1
Dióxido de carbono CO2	<=2500	2500-3000	3000-4000	4000-5000	5000-7000	>7000	1

(IEEE, 2008)

Tabla 3.6 - Calificación de cada factor de Análisis de Gases Disueltos y Pruebas Fisicoquímicas de Aceite

Calificación de cada factor de Análisis de Gases Disueltos y Pruebas Fisicoquímicas de Aceite		
VALOR	CONDICION	HIFj
<1,2	Muy buena	4
1,2-1,5	Buena	3
1,5-2	Medio	2
2-3	Pobre	1
>=3	Muy pobre	0

(Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009)

Tabla 3.7 - Método de calificación de furanos o tasa de envejecimiento en ausencia de prueba de furanos

Método de calificación de furanos o tasa de envejecimiento en ausencia de prueba de furanos		
Furanos (ppm)	Edad (Años)	Puntaje HIFj
0-0.1	≤20	4
0.1-0.25	20-40	3
0.25-0.5	40-60	2
0.5-1.0	≥60	1
≥1	--	0

(Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009)

Tabla 3.8- Método de calificación de Factor de Potencia

Método de calificación de Factor de Potencia		
Rango	Puntaje HIFj	Descripción
$Fp < 0.5$	4	Muy bueno
$0.5 \leq fp < 0.7$	3	Bueno
$0.7 \leq fp < 1$	2	Medio
$1 \leq fp < 2$	1	Pobre
$fp \geq 2$	0	Muy pobre

(Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009)

Tabla 3.9 - Método de calificación de condición general basada en las órdenes de trabajo de mantenimiento correctivo totales (Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009)

Método de calificación de condición general basada en las órdenes de trabajo de mantenimiento correctivo totales		
Criterio	Puntaje HIFj	Descripción
[Máximo (dos últimos años) <3] OR [Incremento <10% en los últimos cinco años]	4	Muy bueno
[Máximo (dos últimos años) >3 AND Incremento <10% en los últimos cinco años] OR [Máximo (dos últimos años) >5]	3	Bueno
[Máximo (dos últimos años) >5 AND Incremento >30% en los últimos cinco años] OR [Máximo (dos últimos años) >10]	2	Medio
[Máximo (dos últimos años) >10 AND Incremento >50% en los últimos cinco años] OR [Máximo (dos últimos años) >15]	1	Pobre

[Máximo (dos últimos años)>15 AND Incremento >80% en los últimos cinco años] OR [Máximo (dos últimos años)>20]	0	Muy pobre
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---	-----------

(Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009)

Tabla 3.10 - Método de calificación de Factor de Carga FL

Método de calificación de Factor de Carga FL		
Rango	Puntaje HIFj	Descripción
$FL \geq 3.5$	4	Muy bueno
$2.5 \leq LF < 3.5$	3	Bueno
$1.5 \leq LF < 2.5$	2	Medio
$0.5 \leq LF < 1.5$	1	Pobre
$LF \leq 0.5$	0	Muy pobre

(Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009)

Tabla 3.11 -Método de calificación de relación de transformación TR, Resistencia de devanados y Prueba Núcleo-Tierra

Método de calificación de relación de transformación TR, Resistencia de devanados y Prueba Núcleo-Tierra				
Desviación de TR respecto a la declarada	Prueba Núcleo a Tierra [$M\Omega$]	Resistencia de devanados [% de desviación]	Puntaje HIFj	Descripción
$\Delta TR \leq 0.1\%$	$R > 100$	$\Delta R < 1\%$	4	Muy bueno
$0.1\% < \Delta TR \leq 0.5\%$	$100 \leq R < 1000$	$1\% \leq \Delta R < 2\%$	3	Bueno
$0.5\% < \Delta TR \leq 1\%$	$10 \leq R < 100$	$2\% \leq \Delta R < 3\%$	2	Medio
$1\% < \Delta TR \leq 2\%$	$1 \leq R < 10$	$3\% \leq \Delta R < 5\%$	1	Pobre
$\Delta TR \geq 2\%$	$R < 1$	$\Delta R \geq 5\%$	0	Muy pobre

(Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009)

3.3.3 Construcción

Para realizar una evaluación realista de la condición del transformador es necesario incluir tanta información como sea posible y disponible.

El desarrollo de un índice de salud basado en la condición requiere de la evaluación de grado de importancia de los diferentes factores que determinan la salud del activo (Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009).

A continuación, se describen el proceso para construir el índice. Para ellos es necesario diferenciar el tratamiento de los resultados que debe realizarse sobre los resultados de las pruebas de análisis de gases disueltos y las fisicoquímicas de aceite.

3.3.3.1 Análisis de Gases Disueltos DGA

En teoría, el análisis de gases disueltos DGA permite identificar posibles fallas internas, tales como arcos, descargas parciales, chispazos, sobrecargas severas y puntos calientes en el aislamiento. El estándar IEEE C57.104 (IEEE, 2008) presenta los criterios para clasificar los riesgos del transformador a partir de los niveles de los diferentes gases.

En la práctica, el análisis de gases disueltos, por sí solo no siempre provee suficiente información para evaluar la integridad del transformador, dado que la operación normal también produce formación de algunos gases.

Por lo tanto, la historia del transformador acerca del mantenimiento, prácticas de operación y carga, fallas anteriores y datos de fabricación, son parte integral de la evaluación de la condición.

Como el resultado del análisis de gases disueltos, se incorpora dentro de la construcción del índice a través de un puntaje que se denomina Factor de Análisis de Gases Disueltos DGAF por sus siglas en inglés, es necesario calcularlo a partir de los resultados de cada uno de los siete gases combustibles. Con base en las prácticas de la industria y de fabricantes de equipos de diagnóstico, este factor se obtiene con la siguiente fórmula:

Ecuación 1 - Factor de Análisis de Gases Disueltos (Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009)

$$DGAF = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \times W_i}{\sum_{i=1}^n W_i}$$

Donde:

S_i = Puntaje de cada gas individual

W_i = Factor de peso asignado a cada gas

n = Número de gases utilizados. En esta evaluación $n=7$

A partir de esta fórmula se obtiene una calificación entre 0 y 4, que corresponde al puntaje de los resultados de los análisis de la prueba, y que será usado en la fórmula para la obtención del índice de salud del transformador.

Este sistema de calificación de la prueba complete de análisis de gases disueltos no es recomendado como herramienta de diagnóstico, dado que su objetivo es dar una orientación de los resultados de la prueba en un horizonte de largo plazo.

3.3.3.2 Pruebas fisicoquímicas de aceite:

La calificación de los resultados de las pruebas fisicoquímicas de aceite se realiza de manera similar al análisis de gases disueltos, con el fin de obtener el puntaje que

será ingresado dentro de la fórmula para el cálculo del índice de salud final del transformador y que se denomina Factor de Calidad del Aceite OQF por sus siglas en inglés. Estas pruebas están orientadas en el corto plazo a establecer procedimientos de mantenimiento preventivo, evitar fallas prematuras y definir el reemplazo o tratamiento del aceite. Es importante aclarar que estos resultados aplican para aceite aislante en uso continuo y no para aceite nuevo.

La fórmula para calcular el OQF es:

Ecuación 2 - Factor de Calidad de Aceite (Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009)

$$OQF = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \times W_i}{\sum_{i=1}^n W_i}$$

Donde:

S_i = Puntaje de cada gas individual

W_i = Factor de peso asignado a cada gas

n= Número de parámetros fisicoquímicos utilizados. En esta evaluación n=4

3.3.3.3 Índice de salud final del transformador:

Una vez definidos los pesos y los puntajes de cada parámetro a emplear para la construcción y con la obtención de los factores para el análisis de gases disueltos y las pruebas fisicoquímicas de aceite, se emplea la siguiente fórmula para calcular el índice de salud final:

Ecuación 3 - Índice de Salud Final (Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009)

$$HI_{final} = \frac{\sum_{j=1}^n K_j HIF_j}{\sum_{j=1}^n 4K_j} \times 100\%$$

Donde:

HIF_j = Factor de índice de salud de cada parámetro (0,1,2,3 o 4)

K_j = Factor de peso asignado a cada parámetro

n = Número de parámetros empleados.

4= Máximo valor del HIF_j de cada parámetro

El cálculo final corresponde a la sumatoria de la multiplicación entre el factor de salud de cada parámetro y su peso, dividido por la sumatoria de los pesos de cada parámetro empleado multiplicado por el máximo puntaje que es de cuatro (4).

El resultado es un número con valor entre cero (0) y cien (100). Un valor de cero (0) indica la degradación total de la condición del transformador y un valor de cien (100) indica un transformador en perfectas condiciones. La siguiente tabla muestra la evaluación final de los resultados obtenidos:

Tabla 3.12 - Interpretación del Índice de Salud

Interpretación del Índice de Salud			
Índice de salud HI	Condición	Descripción	Estimación de vida útil (años)
85-100	Muy buena	Algún envejecimiento o deterioro leve en un número limitado de componentes	Mayor a 15 años
70-85	Buena	Deterioro significativo de algunos componentes	Mayor a 10 años

50-70	Media	Deterioro significativo en un amplio número de componentes o deterioro serio en componentes específicos	Hasta 10 años
30-50	Pobre	Deterioro serio en un amplio número de componentes	Hasta 5 años
0-30	Muy pobre	Deterioro serio generalizado	Final de vida útil

(Jahromi, Piercy, Cress, & Fan, 2009)

3.4 CONCLUSIONES

Esta sección describe la manera de calcular el índice de salud de transformadores de potencia, la calificación y el peso de cada uno de los parámetros a emplear, la fórmula aplicar y la interpretación de los resultados.

4 ÍNDICES DE SALUD

4.1 OBJETIVO

Aplicar la metodología de evaluación y cálculo de los índices de salud a los transformadores de potencia de las subestaciones metropolitanas de EPM ubicadas en el Vallé de Aburrá. Nivel 3 – Aplicar

4.2 INTRODUCCIÓN

Este capítulo muestra la aplicación de la metodología de cálculo de índices de salud a una población de transformadores de potencia de las subestaciones metropolitanas del Valle de Aburrá.

4.3 DESARROLLO

4.3.1 Descripción de la población de transformadores

Los transformadores a analizar se encuentran ubicados en las 20 subestaciones ubicada en el Valle de Aburrá, potencia 60MVA, diversas marcas y fabricantes, con edad mínima de tres (3) y máxima de 57 años al momento de aplicar el cálculo.

Se incluyen transformadores monofásicos y trifásicos. Todos los transformadores operan siempre por debajo de su nivel máximo de carga y cuentan con los respectivos sistemas de protección eléctrica y mecánica.

4.3.2 Datos disponibles para el cálculo

La información disponible para el cálculo de los índices de salud de la población de transformadores seleccionada corresponde a:

- Análisis de gases disueltos
- Pruebas fisicoquímicas de aceite
- Edad
- Historial de carga: Dado que todos los transformadores operan por debajo de la carga máxima, se obvia el uso de este parámetro dentro del cálculo del índice de salud.

4.3.3 Aplicación de la metodología

Con la información disponible se procede a realizar el cálculo de índice de salud de los transformadores.

A manera de ejemplo se presenta el cálculo del índice de salud para el transformador identificado como TRAF01 y para el cual se tienen los siguientes resultados de pruebas:

Tabla 4.1- Resultados Análisis de Gases Disueltos DGA

Resultados Análisis de Gases Disueltos DGA				
Gas	Resultado (ppm)	Puntaje Si	Peso Wi	Si X Wi
Dióxido de carbono CO ₂	2207	1	1	1
Etileno C ₂ H ₄	25	1	3	3
Acetileno C ₂ H ₂	0	1	5	5
Metano CH ₄	13	1	3	3
Etano C ₂ H ₆	0	1	3	3
Hidrógeno H	26	1	2	2
Monóxido de carbono CO	438	2	1	2
	Sumatoria		18	19

Tabla 4.2 - Pruebas fisicoquímicas de aceite

Pruebas fisicoquímicas de aceite				
Parámetro	Resultado	Puntaje Si	Peso Wi	Si X Wi
Rigidez dieléctrica [kV]	31	4	3	12
Humedad [ppm]	14	1	4	4
Tensión interfacial [din/cm]	35	1	2	2
Acidez [mgKOH/g]	0.02	1	1	1
	Sumatoria		10	19

Tabla 4.3 - Edad

Edad				
Parámetro	Resultado [Años]	Puntaje Si	Peso Wi	Si X Wi
Edad	38	3	5	15

Cálculo del Factor de Salud respecto a Análisis de Gases Disueltos:

Ecuación 4- DGAF

$$DGAF = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \times W_i}{\sum_{i=1}^n W_i}$$

$$DGAF = \frac{(1 + 3 + 5 + 3 + 3 + 2 + 2)}{(1 + 3 + 5 + 3 + 3 + 2 + 1)} = \frac{19}{18} = 1,1$$

Cálculo del Factor de Salud respecto a Pruebas Fisicoquímicas de Aceite:

Ecuación 5 - OQF

$$OQF = \frac{(12 + 4 + 3 + 1)}{(3 + 4 + 2 + 1)} = \frac{19}{10} = 1,9$$

Cálculo del índice de salud final IH:

Ecuación 6 - Índice de Salud Final

$$HI_{final} = \frac{\sum_{j=1}^n K_j HIF_j}{\sum_{j=1}^n 4K_j} \times 100\%$$

Datos:

Tabla 4.4 - Datos de ejemplo para el cálculo del índice de salud

Parámetro	Resultado [Años]	Puntaje Si	Peso Wi	Si X Wi
Edad	38	3	5	15
DGAF	1,1	4	10	40
OQF	1,9	2	8	16
Sumatoria			23	71

Ecuación 7 - Ejemplo Cálculo Índice de Salud Final

$$HI_{final} = \frac{(15 + 40 + 18)}{4 * (5 + 10 + 8)} \times 100\% = \frac{71 * 100\%}{4 * 23} = \frac{71 * 100\%}{92} = \frac{7100}{92} = 77\%$$

De la misma manera se procede para el cálculo del índice de los demás transformadores, cuyos resultados se resumen a continuación:

Tabla 4.5 - Datos y resultados Índices de salud de los Transformadores Evaluados

ITEM	SUB	TRAF0	EDAD Años	CO2	C2H4	C2H2	CH4	C2H6	H	CO	RIGIDEZ DIELEC. (kV)	HUMED (ppm)	TENSION INTERF. (din/cm)	ACIDEZ (mgKOH/g)	FACTOR DE SALUD DGA	FACTOR DE SALUD ACEITE	INDICE DE SALUD TRANSF.
1	SUB1	TRAF01	38	2207	25	0	13	0	26	438	31	14	35	0,020	1,1	1,9	77
2	SUB3	TRAF02	57	1388	0	0	6	0	69	208	45	14	29	0,062	1,0	1,9	66
3	SUB5	TRAF03	19	2682	11	0	722	54, 67	6161	602	63	9	32	0,040	2,5	1,1	67
5	SUB8	TRAF04	55	2230	53	4	11	0	9	537	24	14	36	0,031	1,5	1,9	45
6	SUB11	TRAF05	37	1512	35	14	14	0	15	369	28	17	34	0,030	1,6	1,9	55
7	SUB15	TRAF06	42	1391	53	0	9	0	8	448	36	19	34	0,043	1,2	1,7	61
8	SUB17	TRAF07	26	2349	184	0	18	0	7	7707	43	18	32	0,042	1,9	1,7	55
9	SUB19	TRAF08	38	2487	41	45	30	0	103	608	59	9	41	0,008	2,0	1	62

10	SUB4	TRAF09	21	6771	18	0	51	0	13	935	31	11	40	0,014	1,4	1,9	66
11	SUB4	TRAF010	21	5811	10	0	73	0	14	837	30	9	40	0,015	1,3	1,9	66
12	SUB4	TRAF011	21	5770	13	0	46	0	18	891	50	21	39	0,020	1,3	2,3	58
13	SUB4	TRAF012	21	3911	10	0	40	0	14	552	52	3	40	0,010	1,2	1	95
14	SUB4	TRAF013	36	6226	5	0	70	0	15	1295	59	7	41	0,010	1,4	1	84
15	SUB4	TRAF014	21	8267	24	0	0	0	419	1377	50	7	40	0,010	1,8	1,9	55
16	SUB4	TRAF015	28	97	19	0	11	0	21	1166	50	24	41	0,010	1,2	2,3	58
17	SUB4	TRAF016	33	52	0	0	0	0	6	273	38	5	41	0,010	1,0	1,6	77
18	SUB4	TRAF017	31	2798	26	0	11	0	8	390	63	6	34	0,030	1,1	1	95
19	SUB4	TRAF018	33	4192	11	0	354	84	25	4192	46	25	32	0,040	2,3	2,4	36
20	SUB6	TRAF019	52	3438	107	0	33	0	34	804	46	23	28	0,070	1,7	2,3	36
21	SUB6	TRAF020	57	5787	16	0	272	32	2190	684	23	24	26	0,087	2,3	2,6	25
22	SUB6	TRAF021	35	4119	392	295	544	31	452	1277	33	33	32	0,041	4,6	3,2	16
23	SUB6	TRAF022	32	1360	27	0	23	0	7	335	46	7	22	0,080	1,0	2,4	68
24	SUB5	TRAF023	57	2682	11	0	722	55	6161	602	58	16	32	0,039	2,5	1	51
25	SUB5	TRAF024	46	269	0	0	0	0	0	31	71	24	45	0,009	1,0	1,4	80
26	SUB5	TRAF025	57	4896	34	0	183	23	1106	751	34	13	28	0,070	2,2	2,2	25
27	SUB3	TRAF026	57	4585	5	0	17	0	57	577	45	14	29	0,062	1,2	1,9	55
28	SUB3	TRAF027	38	4461	40	16	21	0	30	641	24	24	33	0,032	1,8	2,3	47
29	SUB20	TRAF028	41	3342	8	0	23	0	16	396	25	38	27	0,086	1,2	3,4	54
30	SUB20	TRAF029	32	3081	7	0	13	0	12	383	60	14	23	0,070	1,2	1,5	77
31	SUB7	TRAF030	25	2852	38	0	15	0	8	559	54	24	29	0,070	1,1	1,7	77
32	SUB7	TRAF031	23	2117	30	0	25	0	10	451	29	6	41	0,010	1,1	1,9	77
33	SUB18	TRAF032	37	1669	10	0	6	0	5	205	35	18	36	0,035	1,0	1,9	77
34	SUB18	TRAF033	32	3145	3	0	11	0	8	318	55	9	41	0,008	1,1	1	95
35	SUB1	TRAF034	31	2439	43	0	6	0	5	225	25	19	36	0,027	1,0	1,9	77
36	SUB1	TRAF035	31	2511	58	0	8	0	5	264	49	12	39	0,020	1,2	1,3	75
37	SUB1	TRAF036	31	1956	26	0	7	0	6	236	32	11	39	0,020	1,0	1,9	77
38	SUB1	TRAF037	20	3911	10	0	40	0	14	552	52	3	40	0,010	1,2	1	95
39	SUB1	TRAF038	21	3025	7	0	36	0	15	406	59	6	45	0,010	1,2	1	95
40	SUB10	TRAF039	20	202	0	3	3	8	5	8	59	8	45	0,010	1,3	1	84
41	SUB1	TRAF040	21	4887	0	0	35	0	15	713	50	19	41	0,010	1,3	1,9	66
42	SUB1	TRAF041	19	868	4	0	10	0	6	448	78	8	40	0,010	1,1	1	100
43	SUB1	TRAF042	38	2343	23	0	12	0	27	408	56	12	35	0,030	1,1	1	95
44	SUB1	TRAF043	37	2793	17	0	8	0	7	263	52	13	34	0,030	1,1	1	95
45	SUB1	TRAF044	31	3408	103	222	475	2	986	1100	74	14	40	0,010	4,4	1	51
46	SUB16	TRAF045	3	1116	0	0	22	0	8	468	50	8	40	0,007	1,1	2,5	74
47	SUB20	TRAF046	38	2410	33	25	20	0	35	488	35	12	32	0,050	1,6	2	47
48	SUB13	TRAF047	27	4569	23	0	14	0	11	399	38	27	38	0,210	1,2	2,7	58
49	SUB14	TRAF048	25	2931	42	0	14	0	16	641	38	16	33	0,030	1,1	1,6	77
50	SUB12	TRAF049	37	2338	27	0	11	0	12	252	35	14	31	0,033	1,0	1,9	77

51	SUB12	TRAF050	37	1570	15	0	11	0	16	165	51	14	39	0,021	1,0	1,3	86
52	SUB12	TRAF051	3	607	0	0	0	0	9	91	47	10	47	0,007	1,0	1,6	83
53	SUB12	TRAF052	3	765	0	0	0	0	8	113	67	12	47	0,007	1,0	1	100
54	SUB12	TRAF053	3	519	0	0	0	0	6	81	63	11	47	0,003	1,0	1	100
55	SUB12	TRAF054	3	717	0	0	0	0	8	90	51	10	40	0,007	1,0	2,5	74
56	SUB12	TRAF055	3	625	0	0	0	0	6	88	62	11	41	0,007	1,0	2,5	74
57	SUB12	TRAF056	3	638	0	0	0	0	7	96	60	10	45	0,007	1,0	2,5	74
58	SUB10	TRAF057	51	2957	31	0	9	0	4	364	60	14	28	0,007	1,1	1,2	75
59	SUB10	TRAF058	51	5285	16	0	13	0	8	414	71	14	32	0,042	1,3	1,1	73
60	SUB10	TRAF059	51	3313	45	0	11	0	10	503	72	17	28	0,065	1,2	1,3	75
61	SUB10	TRAF060	51	2557	0	0	9	0	5	259	56	11	32	0,050	1,1	1,1	84
62	SUB10	TRAF061	51	3030	69	0	10	0	7	464	64	15	29	0,060	1,3	1,3	64
63	SUB10	TRAF062	20	202	0	3	3	8	5	8	59	8	45	0,010	1,3	1	84
64	SUB10	TRAF063	21	198	0	0	0	7	5	8	71	11	28	0,070	1,0	1,3	86
65	SUB10	TRAF064	32	3454	116	0	15	0	15	612	42	27	36	0,024	1,7	2,4	47
66	SUB10	TRAF065	37	3058	31	0	8	0	6	325	47	11	46	0,010	1,1	1,6	77
67	SUB2	TRAF066	35	2303	4	0	10	0	26	267	47	9	30	0,050	1,0	1,7	77
68	SUB2	TRAF067	35	2199	3	0	8	0	23	215	58	4	33	0,046	1,0	1,1	95
69	SUB2	TRAF068	35	2291	16	7	40	0	256	193	61	10	28	0,070	1,5	1,3	64
70	SUB2	TRAF069	35	1888	3	0	8	0	19	186	44	8	30	0,058	1,0	1,7	77
71	SUB11	TRAF070	21	1553	7	0	20	0	11	384	63	5	44	0,010	1,1	1	95
72	SUB8	TRAF071	35	3217	73	0	20	0	8	641	58	12	35	0,030	1,3	1	84
73	SUB17	TRAF072	20	4197	141	0	18	0	5	903	43	18	32	0,042	1,8	1,7	55
74	SUB15	TRAF073	46	2097	18	0	7	0	3	244	32	13	40	0,013	1,0	1,9	72
75	SUB15	TRAF074	46	3019	54	0	9	0	30	498	61	19	36	0,037	1,3	1	78
76	SUB15	TRAF075	46	2139	38	0	37	0	196	367	47	14	35	0,039	1,2	1,6	72
77	SUB15	TRAF076	46	2227	43	0	8	0	6	412	41	26	37	0,028	1,1	2,4	63
78	SUB16	TRAF077	3	1023	0	0	17	0	8	323	57	6	50	0,004	1,0	1	100
79	SUB15	TRAF078	46	2470	44	0	8	0	12	390	60	5	39	0,020	1,1	1	89

4.4 CONCLUSIONES

Esta sección describe los resultados de las pruebas realizadas a los 78 transformadores de potencia de la población seleccionada, presenta el paso a paso de la calificación y asignación de pesos a cada parámetro y la aplicación de la fórmula con la que se obtienen los índices de salud que se presentan para cada transformador.

5 SALUD DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

5.1 OBJETIVO

Presentar los resultados de la evaluación de la salud de los transformadores de potencia de las subestaciones metropolitanas de EPM ubicadas en el Vallé de Aburrá. Nivel 4 – Analizar

5.2 INTRODUCCIÓN

Este capítulo presenta los resultados y las decisiones resultantes de la aplicación de la metodología de cálculo de los índices de salud a la población de transformadores de potencia de las subestaciones metropolitanas del Valle de Aburrá.

5.3 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN

A partir del índice de salud calculado para cada transformador, y a partir de la siguiente tabla se califica la condición del transformador así:

Tabla 5.1 - Interpretación cualitativa del Índice de Salud

Interpretación del Índice de Salud			
Índice de salud HI	Condición	Descripción	Estimación de vida útil (años)
85-100	Muy buena	Algún envejecimiento o deterioro leve en un número limitado de componentes	Mayor a 15 años
70-85	Buena	Deterioro significativo de algunos componentes	Mayor a 10 años

50-70	Media	Deterioro significativo en un amplio número de componentes o deterioro serio en componentes específicos	Hasta 10 años
30-50	Pobre	Deterioro serio en un amplio número de componentes	Hasta 5 años
0-30	Muy pobre	Deterioro serio generalizado	Final de vida útil

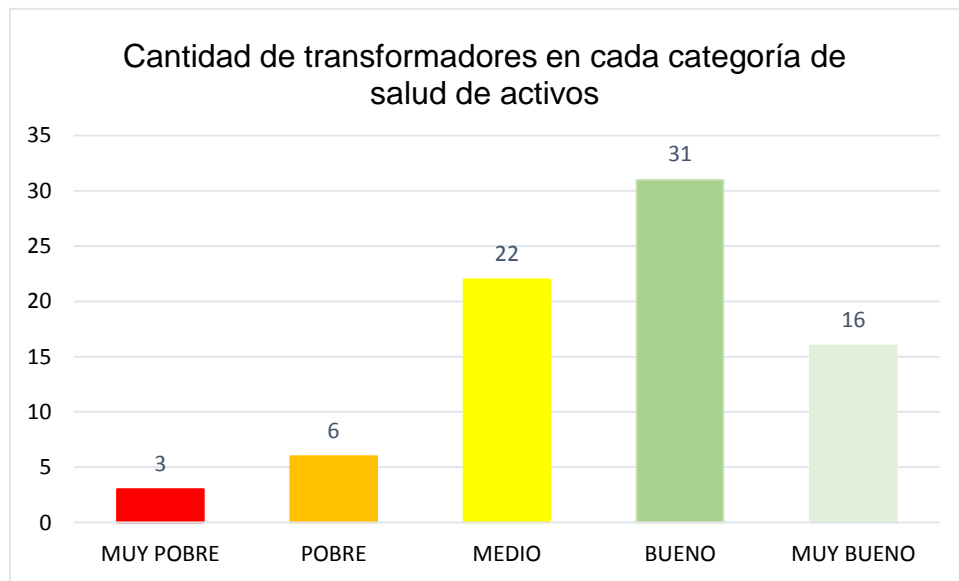
Tabla 5.2 - Interpretación de los Índices de Salud

ITEM	SUBESTACION	TRANSFORMADOR	EDAD (Años)	INDICE DE SALUD TRANSFORMADOR	DESCRIPCION SALUD
22	SUB6	TRAF021	35	16	MUY POBRE
21	SUB6	TRAF020	57	25	MUY POBRE
26	SUB5	TRAF025	57	25	MUY POBRE
19	SUB4	TRAF018	33	36	POBRE
20	SUB6	TRAF019	52	36	POBRE
5	SUB8	TRAF04	55	45	POBRE
28	SUB3	TRAF027	38	47	POBRE
47	SUB20	TRAF046	38	47	POBRE
65	SUB10	TRAF064	32	47	POBRE
24	SUB5	TRAF023	57	51	MEDIO
45	SUB1	TRAF044	31	51	MEDIO
29	SUB20	TRAF028	41	54	MEDIO
6	SUB11	TRAF05	37	55	MEDIO
8	SUB17	TRAF07	26	55	MEDIO
15	SUB4	TRAF014	21	55	MEDIO
27	SUB3	TRAF026	57	55	MEDIO
73	SUB17	TRAF072	20	55	MEDIO
12	SUB4	TRAF011	21	58	MEDIO
16	SUB4	TRAF015	28	58	MEDIO
48	SUB13	TRAF047	27	58	MEDIO
7	SUB15	TRAF06	42	61	MEDIO
9	SUB19	TRAF08	38	62	MEDIO
77	SUB15	TRAF076	46	63	MEDIO
62	SUB10	TRAF061	51	64	MEDIO
69	SUB2	TRAF068	35	64	MEDIO

2	SUB3	TRAF02	57	66	MEDIO
10	SUB4	TRAF09	21	66	MEDIO
11	SUB4	TRAF010	21	66	MEDIO
41	SUB1	TRAF040	21	66	MEDIO
3	SUB5	TRAF03	19	67	MEDIO
23	SUB6	TRAF022	32	68	MEDIO
74	SUB15	TRAF073	46	72	BUENO
76	SUB15	TRAF075	46	72	BUENO
59	SUB10	TRAF058	51	73	BUENO
46	SUB16	TRAF045	3	74	BUENO
55	SUB12	TRAF054	3	74	BUENO
56	SUB12	TRAF055	3	74	BUENO
57	SUB12	TRAF056	3	74	BUENO
36	SUB1	TRAF035	31	75	BUENO
58	SUB10	TRAF057	51	75	BUENO
60	SUB10	TRAF059	51	75	BUENO
1	SUB1	TRAF01	38	77	BUENO
17	SUB4	TRAF016	33	77	BUENO
30	SUB20	TRAF029	32	77	BUENO
31	SUB7	TRAF030	25	77	BUENO
32	SUB7	TRAF031	23	77	BUENO
33	SUB18	TRAF032	37	77	BUENO
35	SUB1	TRAF034	31	77	BUENO
37	SUB1	TRAF036	31	77	BUENO
49	SUB14	TRAF048	25	77	BUENO
50	SUB12	TRAF049	37	77	BUENO
66	SUB10	TRAF065	37	77	BUENO
67	SUB2	TRAF066	35	77	BUENO
70	SUB2	TRAF069	35	77	BUENO
75	SUB15	TRAF074	46	78	BUENO
25	SUB5	TRAF024	46	80	BUENO
52	SUB12	TRAF051	3	83	BUENO
14	SUB4	TRAF013	36	84	BUENO
40	SUB10	TRAF039	20	84	BUENO
61	SUB10	TRAF060	51	84	BUENO
63	SUB10	TRAF062	20	84	BUENO
72	SUB8	TRAF071	35	84	BUENO
51	SUB12	TRAF050	37	86	MUY BUENO
64	SUB10	TRAF063	21	86	MUY BUENO
79	SUB15	TRAF078	46	89	MUY BUENO
13	SUB4	TRAF012	21	95	MUY BUENO

18	SUB4	TRAF017	31	95	MUY BUENO
34	SUB18	TRAF033	32	95	MUY BUENO
38	SUB1	TRAF037	20	95	MUY BUENO
39	SUB1	TRAF038	21	95	MUY BUENO
43	SUB1	TRAF042	38	95	MUY BUENO
44	SUB1	TRAF043	37	95	MUY BUENO
68	SUB2	TRAF067	35	95	MUY BUENO
71	SUB11	TRAF070	21	95	MUY BUENO
42	SUB1	TRAF041	19	100	MUY BUENO
53	SUB12	TRAF052	3	100	MUY BUENO
54	SUB12	TRAF053	3	100	MUY BUENO
78	SUB16	TRAF077	3	100	MUY BUENO

Ilustración 5 - Cantidad de transformadores en cada categoría de salud



Interpretación de los resultados:

Estimado un valor de reposición a nuevo de cada transformador en \$2.918.000.000,00, con base en la cotización más reciente solicitada para compra, la inversión de la organización en reposición de transformadores de potencia para los próximos 15 años es:

Tabla 5.3 - Proyección de inversión en transformadores en los próximos 15 años

Año	Cantidad de transformadores a reponer	Valor individual en Valor Presente Neto VPN (Año 2018) COP			Valor total en Valor Presente Neto VPN (Año 2018)		
		Año 1	3	\$2.918.000.000,00			\$8.754.000.000,00
Año 1 a 5	6	\$2.918.000.000,00			\$17.508.000.000,00		
Año 5 a 10	22	\$2.918.000.000,00			\$64.196.000.000,00		
Año 10 a 15	31	\$2.918.000.000,00			\$90.458.000.000,00		
>15 años	16	\$2.918.000.000,00			\$46.688.000.000,00		
Total					\$227.604.000.000,00		

5.4 PRIORIZACIÓN DE REPOSICIONES EN FUNCIÓN DE LA CRITICIDAD

Cuando el índice de salud se combina con la criticidad del transformador se obtiene la salud global del activo que permite obtener planes de intervención optimizados en función del riesgo para la organización.

Para la población de transformadores evaluada, los resultados de la combinación de la condición y el riesgo se interpretan con la matriz de riesgo mostrada en la tabla 5.4:

Tabla 5.4 -Matriz de Clasificación de Riesgo del Transformador

CRITICIDAD	Muy alta					
	Alta					
	Media					
	Baja					
Matriz de clasificación de riesgo del transformador		Muy pobre	Pobre	Media	Buena	Muy buena
		0%-30%	30%-50%	50%-70%	70%-85%	85%-100%
		ÍNDICE DE SALUD				

De acuerdo con la ubicación de los transformadores en la matriz anterior, las recomendaciones resultantes son:

Tabla 5.5 - Estrategia recomendada de acuerdo con el nivel de riesgo

Estrategia recomendada de acuerdo con el nivel de riesgo			
Riesgo	Categoría de prioridad	Estrategia de Gestión de Activos a emplear	Horizonte de reposición
Muy alto	1	Reposición inmediata	(0-5 años)
Alto	2	Evaluar reacondicionamiento / Iniciar proceso de reposición	(5-10 años)
Medio	3	Evaluar y mejorar condiciones de operación/incrementar frecuencia de mantenimiento e inspección/Reacondicionar	(10-15 años)
Bajo	4	Mantenimiento/Inspección	(>15 años)

De acuerdo con la clasificación anterior, el resultado de salud de los transformadores evaluados se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 5.6 - Prioridad de atención de los transformadores

Ítem	S/E	Trafo	Edad (Años)	Índice de Salud HI	Descripción HI	Criticidad	Prioridad de atención	Recomendación
22	SUB6	TRAFO21	35	16	MUY POBRE	MUY ALTA	1	REPOSICIÓN INMEDIATA (0-5 AÑOS)
21	SUB6	TRAFO20	57	25	MUY POBRE	MUY ALTA	1	REPOSICIÓN INMEDIATA (0-5 AÑOS)
26	SUB5	TRAFO25	57	25	MUY POBRE	MUY ALTA	1	REPOSICIÓN INMEDIATA (0-5 AÑOS)
19	SUB4	TRAFO18	33	36	POBRE	ALTA	1	REPOSICIÓN INMEDIATA (0-5 AÑOS)

20	SUB6	TRAFO19	52	36	POBRE	MUY ALTA	1	REPOSICIÓN INMEDIATA (0-5 AÑOS)
5	SUB8	TRAFO4	55	45	POBRE	MUY ALTA	1	REPOSICIÓN INMEDIATA (0-5 AÑOS)
28	SUB3	TRAFO27	38	47	POBRE	MUY ALTA	1	REPOSICIÓN INMEDIATA (0-5 AÑOS)
65	SUB10	TRAFO64	32	47	POBRE	MUY ALTA	1	REPOSICIÓN INMEDIATA (0-5 AÑOS)
45	SUB1	TRAFO44	31	51	MEDIO	MUY ALTA	1	REPOSICIÓN INMEDIATA (0-5 AÑOS)
24	SUB5	TRAFO23	57	51	MEDIO	MUY ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
29	SUB20	TRAFO28	41	54	MEDIO	MUY ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
6	SUB11	TRAFO5	37	55	MEDIO	MEDIA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
8	SUB17	TRAFO7	26	55	MEDIO	MEDIA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
15	SUB4	TRAFO14	21	55	MEDIO	ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE

								REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
27	SUB3	TRAFO26	57	55	MEDIO	MUY ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
73	SUB17	TRAFO72	20	55	MEDIO	MUY ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
12	SUB4	TRAFO11	21	58	MEDIO	ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
16	SUB4	TRAFO15	28	58	MEDIO	ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
7	SUB15	TRAFO6	42	61	MEDIO	MUY ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
9	SUB19	TRAFO8	38	62	MEDIO	MEDIA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
77	SUB15	TRAFO76	46	63	MEDIO	MUY ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)

69	SUB2	TRAFO68	35	64	MEDIO	MUY ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
10	SUB4	TRAFO9	21	66	MEDIO	ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
11	SUB4	TRAFO10	21	66	MEDIO	ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
41	SUB1	TRAFO40	21	66	MEDIO	MUY ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
3	SUB5	TRAFO3	19	67	MEDIO	MUY ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
23	SUB6	TRAFO22	32	68	MEDIO	MUY ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
55	SUB12	TRAFO54	3	74	BUENO	MUY ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
56	SUB12	TRAFO55	3	74	BUENO	MUY ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE

								REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
57	SUB12	TRAFO56	3	74	BUENO	MUY ALTA	2	EVALUAR REACONDICIONAMIENTO/INICIAR PROCESO DE REPOSICIÓN (5-10 AÑOS)
48	SUB13	TRAFO47	27	58	MEDIO	MEDIA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
62	SUB10	TRAFO61	51	64	MEDIO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
74	SUB15	TRAFO73	46	72	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
76	SUB15	TRAFO75	46	72	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECON

								DICIONAR (10-15 AÑOS)
46	SUB16	TRAFO45	3	74	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
36	SUB1	TRAFO35	31	75	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
1	SUB1	TRAFO1	38	77	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
17	SUB4	TRAFO16	33	77	BUENO	ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
30	SUB20	TRAFO29	32	77	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR

								FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
31	SUB7	TRAFO30	25	77	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
32	SUB7	TRAFO31	23	77	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
33	SUB18	TRAFO32	37	77	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
35	SUB1	TRAFO34	31	77	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
37	SUB1	TRAFO36	31	77	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR

								CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
50	SUB12	TRAFO49	37	77	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
66	SUB10	TRAFO65	37	77	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
67	SUB2	TRAFO66	35	77	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
70	SUB2	TRAFO69	35	77	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECON

								DICIONAR (10-15 AÑOS)
52	SUB12	TRAFO51	3	83	BUENO	MUY ALTA	3	EVALUAR Y MEJORAR CONDICIONES DE OPERACIÓN/INCREMENTAR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO/INSPECCION/RECONDICIONAR (10-15 AÑOS)
47	SUB20	TRAFO46	38	47	POBRE	MEDIA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/INSPECCION (>15 AÑOS)
2	SUB3	TRAFO2	57	66	MEDIO	MEDIA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/INSPECCION (>15 AÑOS)
59	SUB10	TRAFO58	51	73	BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/INSPECCION (>15 AÑOS)
58	SUB10	TRAFO57	51	75	BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/INSPECCION (>15 AÑOS)
60	SUB10	TRAFO59	51	75	BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/INSPECCION (>15 AÑOS)
49	SUB14	TRAFO48	25	77	BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/INSPECCION (>15 AÑOS)
75	SUB15	TRAFO74	46	78	BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/INSPECCION (>15 AÑOS)
25	SUB5	TRAFO24	46	80	BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/INSPECCION (>15 AÑOS)

14	SUB4	TRAFO13	36	84	BUENO	ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
40	SUB10	TRAFO39	20	84	BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
61	SUB10	TRAFO60	51	84	BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
63	SUB10	TRAFO62	20	84	BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
72	SUB8	TRAFO71	35	84	BUENO	ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
51	SUB12	TRAFO50	37	86	MUY BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
64	SUB10	TRAFO63	21	86	MUY BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
79	SUB15	TRAFO78	46	89	MUY BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
13	SUB4	TRAFO12	21	95	MUY BUENO	ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
18	SUB4	TRAFO17	31	95	MUY BUENO	ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
34	SUB18	TRAFO33	32	95	MUY BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN

								SPECCION (>15 AÑOS)
38	SUB1	TRAFO37	20	95	MUY BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
39	SUB1	TRAFO38	21	95	MUY BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
43	SUB1	TRAFO42	38	95	MUY BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
44	SUB1	TRAFO43	37	95	MUY BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
68	SUB2	TRAFO67	35	95	MUY BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
71	SUB11	TRAFO70	21	95	MUY BUENO	MEDIA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
42	SUB1	TRAFO41	19	100	MUY BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
53	SUB12	TRAFO52	3	100	MUY BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
54	SUB12	TRAFO53	3	100	MUY BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)
78	SUB16	TRAFO77	3	100	MUY BUENO	MUY ALTA	4	REALIZAR MANTENIMIENTO/IN SPECCION (>15 AÑOS)

Con base en los resultados obtenidos, el plan de inversión optimizado a 15 años es el siguiente:

Ilustración 6 - Cantidad de transformadores de potencia por categoría de prioridad y horizonte de reposición

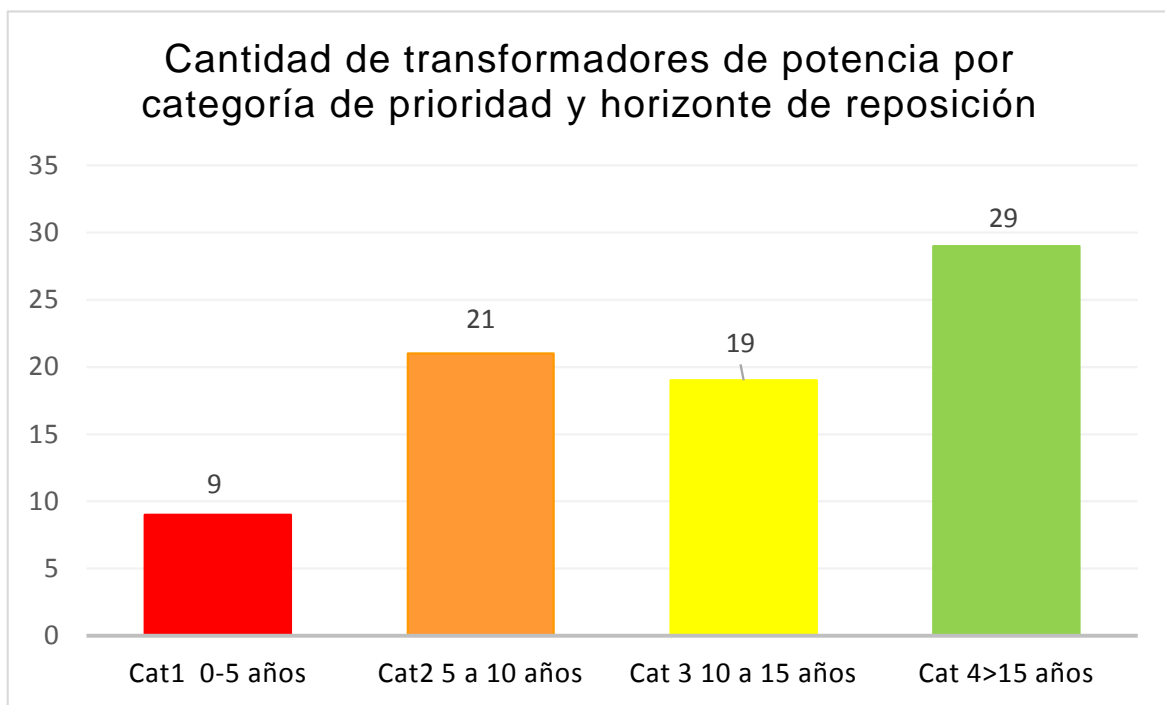


Tabla 5.7 - Plan de inversiones en reposición basado en riesgo

Año	Cantidad de transformadores a reponer	Valor individual en Valor Presente Neto VPN (Año 2018) COP	Valor total en Valor Presente Neto VPN (Año 2018)
0-5 años	9	\$2.918.000.000,00	\$26.262.000.000,00
5 a 10 años	21	\$2.918.000.000,00	\$61.278.000.000,00
10 a 15 años	19	\$2.918.000.000,00	\$55.442.000.000,00
>15 años	29	\$2.918.000.000,00	\$84.622.000.000,00
Total			\$227.604.000.000,00

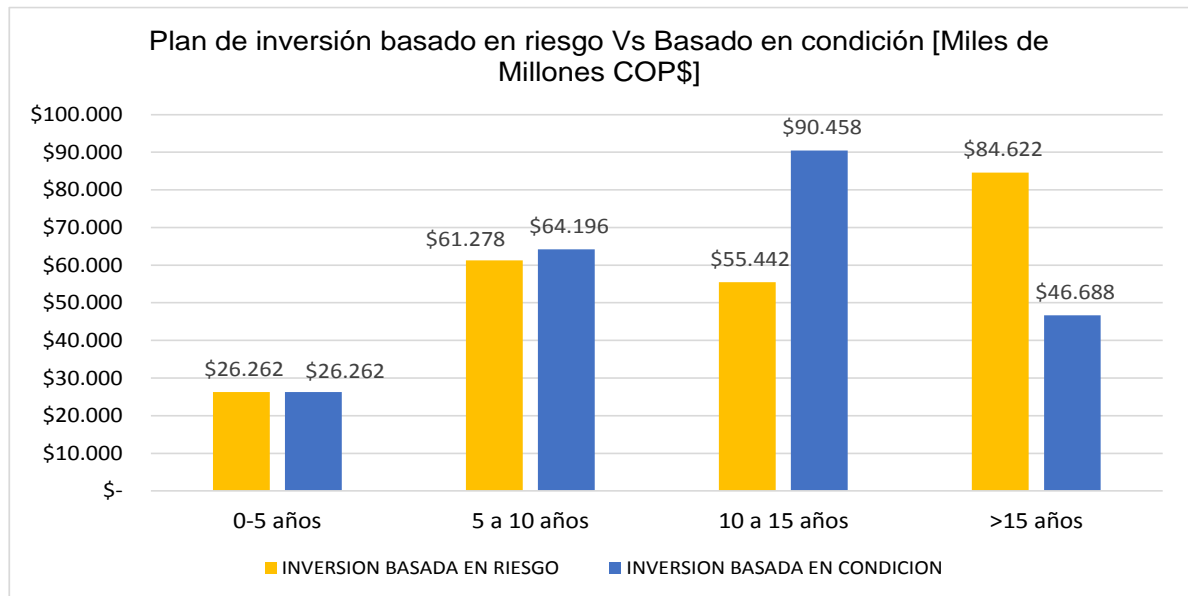
Comparando el plan de inversiones basado en la condición únicamente y el optimizado en función del riesgo se obtiene lo siguiente:

Tabla 5.8 - Comparación plan de inversiones basado en riesgo Vs. basado en condición

Años	Cantidad basada en riesgo	Cantidad basada en condición	Inversión basada en riesgo	Inversión basada en condición	Diferencia (Basada en riesgo-basada en condición)
0-5 años	9	9	\$26.262.000.000	\$26.262.000.000	\$0
5 a 10 años	21	22	\$61.278.000.000	\$64.196.000.000	-\$2.918.000.000
10 a 15 años	19	31	\$55.442.000.000	\$90.458.000.000	-\$35.016.000.000
>15 años	29	16	\$84.622.000.000	\$46.688.000.000	\$37.934.000.000

Valor unitario del transformador COP\$ VPN (2018): \$2.918.000.000

Ilustración 7 - Plan de inversión basado en riesgo Vs. basado en condición-



5.5 CONCLUSIONES

Esta sección describe los resultados de salud de los 78 transformadores de potencia de la población seleccionada y presenta la optimización de las decisiones de inversión, mantenimiento y rehabilitación en el largo plazo en función de la salud de los mismos, ya que incorpora la criticidad como elemento de decisión para optimizar en función del riesgo.

6 CONCLUSIONES INTEGRALES

La recolección de información para formular índices de salud de activos es un costo para la organización, por lo cual ésta debe balancear los requerimientos de datos en función del presupuesto disponible para obtenerlos a partir de la aplicación de métodos de diagnóstico y monitoreo de la condición y de ésta manera disponer de un mayor número de parámetros de evaluación.

La formulación de los índices de salud de los activos requiere de conocimiento profundo acerca de la manera como los tipos específicos de activos se deterioran a partir de los modos de fallas que los afectan.

La incertidumbre en los resultados de las pruebas puede crear inconsistencias en los cálculos que se obtienen para la salud de los activos.

Es importante, que una vez definido un modelo de salud, todos los activos sean evaluados bajo el mismo, con el fin de evitar errores de juicio en la valoración de la salud y por lo tanto en las decisiones que se toman con base en los resultados.

Los resultados de evaluación de salud de activos en transformadores de potencia permiten optimizar las decisiones de inversión, reposición y mantenimiento en el largo plazo, en función del riesgo y no simplemente en función de la condición del activo.

Los índices de salud de activos deben usar características objetivas y medibles de la condición y representar la salud global del activo, en lugar de representar la salud de componentes particulares.

BIBLIOGRAFÍA

- ABB. (03 de 05 de 2004). *Transformers Handbook*. Obtenido de ABB Bussines Unit Transformers: <http://www.abb.com/transformers>
- Abbasi, E., & Malik, O. (2016). Failure rate Estimation of Power Transformers Using Inspection Data. *IEEE*, 965-973.
- Coullon, J. L. (01 de 07 de 2015). *Thinkgrid*. Obtenido de <http://www.thinkgrid.org/asset-analytics>
- Davidenko, I., & Kuzina, T. (2017). Analysis of the Modern Methods of the Power Transformers Health Index Calculation. *IEEE*, 1491-1495.
- Deloitte and Canadian Electricity Association. (2012). *Asset Health Indices a Utility Industry Necessity*. Toronto.
- Endesa. (03 de 05 de 2018). *ENDESAEDUCA*. Obtenido de www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/funcionamiento-de-los-transformadores
- Haema, J., & Phadungthin, R. (2012). Condition Assessment of the Health Index for Power Transformer. *IEEE*, 978-981.
- Hernanda, S., Mulyana, A., Asfani, D., & Daniar Fahmi, N. (2014). Application of Health Index Method for Transformer Condition Assessment. *IEEE*, 475-479.
- Heywood, R. J., & McGrill, T. (2008). Clarifyng the Link between Data, Diagnosis and Asset Health Indices. 1-6.
- Hjartson , T., & Otal, S. (2006). Predicting Future Asset Condition based on Current Health Index and Maintenace Levels. *IEEE Conference Transimission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance*. Albuquerque: IEEE.

- IEEE. (2008). IEEE Std C57.104-2008 - Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers. 90.
- IEEE. (2017). IEEE Std. C57.106 -Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment. *IEEE*, 58.
- ISO . (2016). *ISO 14224 Norma para la Recolección e Intercambio de Información de Confiabilidad y Mantenimiento*. Bruselas: ISO.
- ISO. (2014). *ISO 55001:2014 Asset Management*. Londres: BSI.
- Jahromi, A. N., Piercy, R., Cress, S., & Fan, W. (2009). An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 30-34.
- Malik, H., Azeem, A., & Jarial, R. (2012). Application Research Based on Modern-Technology for Transformer Health Index Estimation. *9th International Multiconference on System, Signals and Devices*. Hamirpur: IEEE.
- Núñez Forestier, J. (2011). *Guía para el Mantenimiento de Transformadores*. Guayaquil.
- Ruiz Giraldo, J., & Mayor Cardona, D. (2013). *Manual de Mantenimiento Industrial para Transformadores en Aceite*. Pereira: UTP.
- Scribd. (03 de 05 de 2018). Obtenido de <http://es.scribd.com/doc/58928393/2/PARTES-CONSTRUCTIVAS-DEL-TRANSFORMADOR>
- Siemens. (2007). Tipos de Envejecimiento en Transformadores. *Energía en Movimiento*, 35-48.
- Silicagel. (03 de 05 de 2013). *Silicagel*. Obtenido de www.silicagel.com.mx/en_transformadores.aspx

- Wang, A., Vandermaar, A., & Srivastava, K. (2002). Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 12-25.
- Wattakapaiboon, W., & Pattanadech, N. (2016). The New Developed Health Index for Transformer Condition Assessment. *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis* (pág. 3235). Xi'an: IEEE.
- Zeinoddinni-Meymand, H., & Vahidi, B. (2016). Health Index Calculation for Power Transformers using Technical and Economical Parameters. *IET Science, Measurement and Technology*, 823-830.