

**MÉTODO PARA EL DIAGNÓSTICO EN TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN BAJO AMBIENTES DE REDES INTELIGENTES DE ENERGÍA**

JEFFERSON ZÚÑIGA BALANTA



**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ÉNFASIS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN ALTA TENSIÓN
SANTIAGO DE CALI
2016**

**MÉTODO PARA EL DIAGNÓSTICO EN TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN BAJO AMBIENTES DE REDES INTELIGENTES DE ENERGÍA**

JEFFERSON ZÚÑIGA BALANTA

**Trabajo de investigación presentado ante el Programa de Posgrado en
Ingeniería Eléctrica y Electrónica como requisito para optar al título de
Magister en Ingeniería**

DIRECTORES:

CARLOS A. LOZANO MONCADA
Profesor, Ingeniero Electricista, Ph. D.
Universidad del Valle, Cali-Colombia

DIEGO F. ECHEVERRY
Profesor, Ingeniero Electricista, Ph. D.
Universidad del Valle, Cali-Colombia

**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ÉNFASIS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN ALTA TENSIÓN
SANTIAGO DE CALI
2016**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del Presidente del Jurado

Firma Jurado 1

Firma Jurado 2

Santiago de Cali _____

A mis padres por formarme con principios y valores
para ser un ciudadano de bien y luchar por mis
objetivos siempre por el camino del bien.

A mis hermanas por ser mi inspiración y el más
grande apoyo en los momentos de dificultad.

A mis sobrinos por brindarme esa alegría día a día
que me motiva a seguir adelante y darles un buen ejemplo

Y por último a mi familia y amigos, quienes siempre
han creído en mí y están ahí con sus palabras de aliento.

A Dios, por regalarme la sabiduría y la fuerza para llegar hasta el final y culminar mi carrera con éxito.

A mi madre Elizabeth Balanta. Por guiarme en el camino de la vida y hacer de mí una buena persona, por todo el apoyo y la confianza que siempre deposita en mí y por la comprensión y acompañamiento en los momentos difíciles

A mi padre Absalón Zúñiga. Por ser un ejemplo de persona y por mirarme con gran admiración llevándome a dar mi mejor esfuerzo para continuar por el buen camino.

A mis hermanas Martha P. Zúñiga B. y Claudia I. Zúñiga B. por ser mi ejemplo a seguir, además de ser un apoyo incondicional de esos que son difíciles de encontrar.

A mis Directores Carlos Arturo Lozano y Diego Fernando Echeverry, por darme la oportunidad de trabajar con ellos, por su tiempo, dedicación y orientación en el desarrollo de mi trabajo.

Al Grupo de Alta Tensión, incluyendo a todos los profesores y estudiantes de posgrado que colaboraron de alguna manera en la realización de este trabajo.

A mis compañeros de posgrado Juan David Mina, Álvaro Bazurto, Andrés Cerón, Andrés Zúñiga, John Zapata, Jorge Celis, etc. Por sus consejos, enseñanzas, amistad y tantos momentos compartidos.

CONTENIDO

	Pág.
LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE TABLAS.....	9
RESUMEN	10
INTRODUCCIÓN	11
1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	12
1.1 Justificación.....	12
1.2 Objetivos	13
1.2.1 General	13
1.2.2 Específicos.....	13
2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN AMBIENTES DE SMART GRIDS.....	14
2.1 Efectos de la generación distribuida y carga de vehículos eléctricos en transformadores de distribución	14
2.2 Reducción y cálculo de vida de los transformadores	17
2.3 Gestión de carga en transformadores de distribución	25
3 GESTIÓN DE ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN.....	29
3.1 Factores que inciden en el diagnóstico de transformadores de distribución	31
3.1.1 Humedad	32
3.1.2 Oxígeno	32
3.1.3 Temperatura	32
3.1.4 Contaminación externa.....	32
3.2 Técnicas de diagnóstico de transformadores	33
3.3 Evaluación de la condición del transformador de distribución	36
4 MODELOS DE GESTIÓN DE ACTIVOS DE TRANSFORMACIÓN.....	42
4.1 Modelos de diagnóstico en línea.	46
4.2 Clasificación de las metodologías	53
4.3 Transformadores inteligentes (Smart Transformers)	56
5 COMUNICACIONES EN SMART GRIDS	58
5.1 Tecnologías de comunicación existentes	59
5.2 Sistema de Medición AMI TWACS	60

5.3	Opciones propuestas de comunicación	62
6	MODELO PROPUESTO PARA LA GESTION DE MANTENIMIENTO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	64
6.1	Índice de salud en transformadores de distribución (DTHI)	64
6.2	Historial de carga	65
6.3	Temperatura	66
6.4	Nivel de aceite	66
6.5	Ruido o zumbido del tanque	67
6.6	Selección de acciones preventivas.....	67
6.7	Modelo económico	68
6.8	Herramienta de aplicación para la metodología escogida.....	72
7	TRABAJOS FUTUROS	75
8	CONCLUSIONES	76
9	BIBLIOGRAFÍA	78
10	ANEXOS	85
10.1	ANEXO 1	85
10.2	ANEXO 2	88
10.2.1	Índice de salud en transformadores de distribución de gran potencia	88
10.2.2	Calculo de ID para DGA	89
10.2.3	Historial de carga	90
10.2.4	Temperatura.....	91
10.2.5	Contenido de Furanos	91
10.2.6	Calidad de aceite.....	91
10.2.7	Otros parámetros	92
10.2.8	Implementación de mantenimiento basado en el índice de salud de los transformadores de distribución.	92

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<i>Figura 2-1 Localización de termocuplas</i>	20
<i>Figura 2-2. Mecanismos físicos de envejecimiento en transformadores</i>	24
<i>Figura 3-1 Lineamientos PAS 55</i>	30
<i>Figura 3-2 Optimización de los tres pilares</i>	31
<i>Figura 4-1. Medición de Capacitancia en los bujes del transformador</i>	47
<i>Figura 4-2. Medición de Tan δ y factor de potencia</i>	49
<i>Figura 4-3. Instalación de sensor para la medición de Tan δ y factor de potencia</i>	50
<i>Figura 4-4. Diagrama de bloque</i>	52
<i>Figura 5-1 Comunicaciones en redes inteligentes de energía</i>	58
<i>Figura 5-2 Medición mediante el sistema TWACS</i>	61
<i>Figura 5-3. Funcionamiento TWACS</i>	62
<i>Figura 6-1. Presentación de la aplicación desarrollada</i>	72
<i>Figura 6-2. Presentación de aplicación alternativa</i>	73
<i>Figura 10-1 Sensor capacitivo</i>	85
<i>Figura 10-2 Circuito equivalente del sistema de medición</i>	86
<i>Figura 10-3 Puntaje dado a criterios de contenido de gases</i>	89
<i>Figura 10-4 Puntaje dado a criterios de contenido de CO y CO₂</i>	90
<i>Figura 10-5. Aplicación mostrando resultado positivo del cálculo del DTHI</i>	93
<i>Figura 10-6. Aplicación mostrando resultado desfavorable del cálculo del DTHI</i> ..	94
<i>Figura 10-7. Notas aclaratorias</i>	94
<i>Figura 10-8. Presentación de la aplicación alternativa 1</i>	95
<i>Figura 10-9. Presentación de la aplicación alternativa 2</i>	95
<i>Figura 10-10. Cálculo de variables independientes</i>	96
<i>Figura 10-11. Notas aclaratorias para ingreso de variables</i>	96
<i>Figura 10-12. Resultado arrojado por la aplicación del índice de salud del transformador</i>	97
<i>Figura 10-13. Código fuente en JAVA</i>	97

LISTA DE TABLAS

	Pág.
<i>Tabla 2-1. Límites de temperatura y corriente aplicables a la carga más allá de su valor de placa en transformadores de distribución.</i>	18
<i>Tabla 3-1. Límites de concentración de gases disueltos.</i>	37
<i>Tabla 3-2. Límites aceptados en el análisis de calidad de aceite para transformadores.</i>	37
<i>Tabla 3-3. Características del estado de deterioro en transformadores.</i>	38
<i>Tabla 3-4. Transformadores monofásicos de 5 kVA a 167,5 kVA</i>	39
<i>Tabla 3-5. Transformadores trifásicos de 15 kVA a 3750 kVA</i>	39
<i>Tabla 3-6. Transformadores trifásicos parcial o totalmente reparados.</i>	40
<i>Tabla 3-7. Defectos típicos en el cambiador de tap bajo carga.</i>	41
<i>Tabla 4-1. Clasificación de resultados.</i>	43
<i>Tabla 4-2. Clasificación del índice de salud en transformadores.</i>	45
<i>Tabla 4-3. Evaluación de la condición en transformadores.</i>	48
<i>Tabla 4-4. Comparación de métodos para la gestión de activos en transformadores.</i>	53
<i>Tabla 4-5. Ventajas y desventajas de los métodos escogidos.</i>	55
<i>Tabla 4-6. Resumen de funciones soportadas por transformadores.</i>	56
<i>Tabla 6-1. Factores de diagnóstico utilizados para el cálculo del índice de salud.</i>	65
<i>Tabla 6-2. Códigos de evaluación del factor de carga.</i>	66
<i>Tabla 6-3. Códigos de evaluación de temperatura.</i>	66
<i>Tabla 6-4. Índice de salud de transformadores.</i>	67
<i>Tabla 6-5. Costo de transformadores en Colombia según CREG.</i>	69
<i>Tabla 6-6. Retorno de inversión</i>	71
<i>Tabla 10-1. Factores de diagnóstico utilizados para el cálculo alternativo del índice de salud.</i>	88
<i>Tabla 10-2. Evaluación de la condición del transformador utilizando F_g.</i>	90
<i>Tabla 10-3. Códigos de evaluación de contenido de Furanos.</i>	91
<i>Tabla 10-4. Parámetros de evaluación de aislamiento en aceite de transformadores.</i>	91
<i>Tabla 10-5. Desviación de reactancia de fuga y relación de transformación.</i>	92
<i>Tabla 10-6. Parámetros de resistencia de devanados.</i>	92

RESUMEN

En este trabajo de investigación se seleccionó una metodología que permite diagnosticar a los transformadores de distribución trabajando en ambientes de smart grids. La metodología está basada en el cálculo del índice de salud de estos importantes activos de distribución con el objetivo de prevenir fallas antes de que ocasionen daños considerables pasando de revisiones o mantenimientos periódicos o correctivos a predictivos.

Se realizó la revisión bibliográfica necesaria para identificar las principales afectaciones a las que pueden estar sometidos los transformadores de distribución, con la implementación de la generación distribuida y las cargas especiales como los vehículos eléctricos. Una vez conocidos los riesgos que estarán presentes con estas implementaciones, se procedió a brindar información sobre la gestión de activos de distribución y las técnicas de diagnóstico existentes para identificar posibles fallas.

Además, se revisó bibliografía sobre las diferentes metodologías de gestión de transformadores, las cuales fueron clasificadas y de acuerdo a los datos de entrada y su complejidad se escogió la que brinda mayor facilidad para su aplicación en redes inteligentes de energía. También, se presentan las tecnologías de comunicación mediante las cuales se puede realizar el transporte de datos para la implementación de la metodología en ambientes de smart grids.

Una vez seleccionada la metodología, se brindan los pasos a seguir para su ejecución, confiando que los resultados de la misma permitan a las empresas del sector eléctrico diagnosticar de una manera óptima los transformadores de distribución, reduciendo costos de mantenimiento. Ésta metodología fue implementada en una aplicación en Java facilitando la labor del jefe de mantenimiento.

Palabras clave: gestión de activos, diagnóstico, transformador de distribución, smart grids, modelos de mantenimiento e índice de salud.

INTRODUCCIÓN

Una red inteligente o “smart grid” es aquella que incorpora las tecnologías de la información en toda la cadena del sector eléctrico, con el fin de minimizar el impacto ambiental, mejorar la eficiencia de los mercados, la confiabilidad, la calidad del servicio, la eficiencia y reducir los costos del sistema [1]. Gracias a ésta, se logra facilitar la administración de recursos de energía mediante tecnologías de medición avanzada, obteniendo información en tiempo real tanto para proveedores como consumidores. Este desarrollo permite realizar gestión del consumo por parte del usuario, incorporar tecnologías de generación distribuida, movilidad eléctrica y almacenamiento de energía.

Un aspecto importante de las redes inteligentes es que facilitan la incorporación de energías renovables y la integración de cargas especiales como el vehículo eléctrico (VE). Sin embargo la incursión de cargas como la de los vehículos puede traer a la red impactos negativos, los cuales requieren ser estudiados con detalle. Se anticipa un gran estrés en los equipos del sistema de distribución de aquellos vecindarios donde existan altos niveles de penetración de tecnologías de movilidad eléctrica [2]. En cuanto a la generación distribuida (GD) como el caso de la generación fotovoltaica, generación eólica, entre otras, que utilizan convertidores electrónicos, se prevé que su incorporación masiva puede generar impactos en el sistema que deben ser consideradas de manera particular [3], [4]. Bajo este escenario, se anticipa un gran estrés en los sistemas de distribución y sobre los elementos que lo componen, siendo uno de ellos el transformador eléctrico [2].

Por lo tanto, mediante este trabajo de investigación se propone adoptar una metodología de diagnóstico para transformadores de distribución trabajando en ambientes de redes inteligentes, aprovechando las comunicaciones que éstas nos ofrecen con el objetivo de monitorear constantemente estos importantes activos de red y prevenir algunas fallas graves.

1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido a los desarrollos tecnológicos a los que estarán sujetas las redes de distribución y la penetración de cargas especiales como la del vehículo eléctrico, se espera que los transformadores de distribución estén sujetos a esfuerzos térmicos, los cuales impactarán su vida útil; lo anterior implica que estos activos podrían presentar un envejecimiento prematuro.

Dadas las razones anteriores es importante conocer los efectos eléctricos, térmicos y operativos de la generación distribuida con fuentes de energía renovables y de los vehículos eléctricos como cargas especiales del sistema, sobre el transformador de distribución, con el objetivo de establecer criterios que permiten definir requerimientos técnicos y operativos bajo estas condiciones específicas de trabajo. Además, es trascendental conocer las tendencias y metodologías de diagnóstico existentes para determinar la gestión de mantenimiento óptima aprovechando las redes inteligentes de energía para optimizar los procesos, logrando mejorar la prestación de servicio de los transformadores de distribución y reducir el envejecimiento prematuro de los mismos, evitando, de esta manera realizar cortes del suministro.

1.1 Justificación

Una vez conocidas las condiciones de operación y fallas a las cuales está sometido el transformador de distribución bajo ambientes de smart grids, es posible calcular su tiempo de vida útil y gestionar de manera adecuada su operación. Esto se logra con el conocimiento de los requerimientos básicos para su óptimo desempeño.

Desde el punto de vista de los prestadores de servicio eléctrico, es muy importante realizar mantenimiento a sus activos de red, debido a la cantidad de elementos que la componen, especialmente si son de distribución. Este mantenimiento se debe realizar muy cuidadosamente, debido al riesgo y costo que implica, además, del rápido crecimiento en el número de sus activos y el gran portafolio de los mismos. La aceleración en el envejecimiento de transformadores, debido a nuevas tecnologías de generación distribuida y a cargas especiales como los vehículos eléctricos, obliga a optimizar el diagnóstico de estos activos, lo que lleva a considerar una mejora en la infraestructura, la cual necesita ser re direccionada y monitoreada para evitar el aumento en las fallas. Esta gestión, se realiza para optimizar los tres pilares de las actividades del ciclo de vida de los activos de red: riesgo, costo y rendimiento; quienes pueden llevarse a cabo dentro de las directrices de la PAS 55 [5].

1.2 Objetivos

1.2.1 General

Seleccionar un método de diagnóstico a transformadores de distribución para su operación eficiente en un sistema eléctrico basado en redes inteligentes.

1.2.2 Específicos

- Elaborar un estado del arte en las metodologías de gestión de carga de transformadores de distribución (ver cap 2.2 y 2.3).
- Identificar y describir los parámetros que inciden en el diagnóstico y la operación del transformador de distribución (ver cap 3).
- Describir y analizar las metodologías empleadas para el cálculo de vida útil de transformadores de distribución inmersos en aceite (ver cap 2.2).
- Identificar las principales tecnologías para la gestión de activos de los transformadores de distribución en ambientes de redes inteligentes (ver cap 3, 4 y 5).
- Proponer una metodología para el diagnóstico a transformadores de distribución trabajando en redes inteligentes de energía (ver cap 6).

2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN AMBIENTES DE SMART GRIDS

Los impactos ambientales y económicos del uso de los combustibles fósiles han llevado a la evolución de distintos sectores industriales, entre ellos, el sector eléctrico. Programas de gobierno encaminados hacia la reducción de emisiones de CO₂, políticas de desarrollo sostenible, y el acelerado avance de nuevas tecnologías (comunicaciones, automatización, electrónica), han propiciado cambios en la red eléctrica, de tal manera que modifica totalmente el esquema de funcionamiento con el cual se trabajó alrededor de un siglo. Esta cadena de suministro de energía eléctrica inicia con la generación o producción de energía en plantas alejadas de los centros de consumo, su posterior transporte a través de redes de transmisión y distribución, y su uso final por parte de los clientes. Hoy día, los avances tecnológicos han permitido hacer más eficiente el transporte de la energía (transmisión y distribución), reduciendo las pérdidas eléctricas. Además, el uso de la generación distribuida, ubicada cerca a los clientes, es una de las prácticas que se está implementando en la red eléctrica.

Los clientes hacen uso del servicio de energía eléctrica en diferentes aplicaciones: motores, iluminación, calefacción, etc. Además, en varios países se usa en los sistemas de transporte (trenes, tranvías, buses) y recientemente, en los vehículos livianos de uso final. Existen varios estudios sobre el impacto de la carga de vehículos eléctricos y generación distribuida en las redes de distribución [6]–[13] . Sin embargo, no todos se enfocan en el impacto que se presenta sobre los transformadores de distribución o sobre otros elementos como los conductores.

2.1 Efectos de la generación distribuida y carga de vehículos eléctricos en transformadores de distribución

En el diseño convencional de los elementos de la red de transmisión y distribución se considera un flujo de potencia unidireccional desde la subestación hasta la carga. En los últimos años, el uso de las redes de distribución ha sufrido cambios debido a la incursión de la generación distribuida (paneles solares, generadores eólicos, micro turbinas, etc.) que puede llegar a inducir un flujo de energía bidireccional (de baja a media tensión y viceversa), además de cambios en el nivel de tensión.

En los sistemas de distribución, uno de los elementos clave que debe estar sujeto a estos flujos de energía es el transformador. En éste se pueden presentar sobretensiones, siendo una de las posibles causas el fenómeno de ferresonancia; ésta, se presenta si la capacitancia de la fuente de generación, filtros de armónicos, inversores y conductores conectados, es igual o mayor que la reactancia de magnetización del transformador [14], lo cual puede presentarse por la inyección de

potencia en los sistemas de distribución. Si este voltaje excede el 10% de la tensión nominal, algunos equipos conectados al transformador pueden sufrir daños y en caso de presentarse sobretensiones súbitas, se puede ver afectado incluso el aislamiento interno de los devanados.

En [3] y [4], los autores plantean las implicaciones que la generación distribuida puede abarcar en la red y en los transformadores de distribución, siendo algunas de gran impacto sobre el sistema de distribución. Algunos impactos negativos mencionados, son la inyección de armónicos al sistema por uso de convertidores electrónicos, variación del factor de potencia, aumento de pérdidas, calentamiento y reducción de vida útil de los transformadores y variaciones de frecuencia.

En la generación distribuida fotovoltaica, también se identifican problemas relacionados con los cambios repentinos de la energía generada. Debido al paso de nubes u otros eventos meteorológicos como lluvias, pueden presentarse caídas o valles en la curva de potencia que entregan los paneles solares, ocasionando cambios en la tensión del sistema. Estos huecos de tensión se pueden evitar con el uso de bancos de condensadores o con cambiadores de tap bajo carga [15].

En [16] se realiza un análisis de los beneficios económicos que se obtienen con la generación distribuida, se combinan modelos de carga y se consideran aspectos atmosféricos para determinar mediante un análisis térmico el tiempo de vida útil del transformador bajo esta condición. Como resultado de esta investigación se presenta una metodología para cuantificar los beneficios económicos reflejados en la extensión de vida útil de los transformadores provocada por el uso de fuentes de generación distribuida.

De acuerdo a [17], las smart grids jugarán un papel importante en la operación de los vehículos eléctricos, ya que la carga podrá ser controlada por los operadores de red, aprovechándolos, por ejemplo, como almacenadores de energía dando soporte al sistema durante las horas de máxima demanda de carga. En [17] se analiza el funcionamiento de la red bajo distintos escenarios de carga del vehículo (lenta, media y rápida) y se muestran los impactos que se pueden presentar, los cuales se identifican como el aumento de pérdidas eléctricas, variaciones de tensión y picos de carga, especialmente en el escenario de carga rápida.

En [18] el autor concluye que las cargas no controladas de vehículos eléctricos producen desbalances, los cuales conllevan a disparos indeseados de las protecciones, sobrecalentamiento del neutro, pérdidas de energía en redes de distribución, calentamiento de equipos, disminución de calidad del servicio, etc.

En [19] el autor realiza estudios de sistemas fotovoltaicos utilizados para alimentar cargas de apartamentos residenciales, teniendo en cuenta la penetración de

vehículos híbridos y eléctricos; adicionalmente, evalúa algunos métodos o estrategias de carga controlada de vehículos para disminuir su impacto sobre la red, encontrando que lo ideal es fomentar la carga lenta durante todo el día, es decir, en las mañanas antes de salir al trabajo, al medio día mientras se almuerza y en la noche al regresar a los hogares, ya que de esta manera, tanto la red como los paneles solares se reparten la carga evitando sobrecargas de transformadores en horas de la noche.

La potencia pico, la carga conectada y la potencia de cortocircuito, son parámetros importantes para determinar cómo se afecta la red debido a la penetración de este tipo de generación [20]. Debido a las altas impedancias presentadas en redes rurales, son detectados mayores problemas en estas zonas. En la investigación presentada en [20], fueron registradas varias magnitudes y parámetros eléctricos como potencia activa y reactiva, factor de potencia, tasa de distorsión armónica de tensión y corriente, además de armónicos individuales. Como resultado se encuentra que al ser baja la potencia generada por estos grupos de paneles solares, no perjudican de manera preocupante a las redes de distribución; sin embargo, la unión de varios grupos de generación solar distorsiona un poco las corrientes entregadas por los mismos. De aumentarse la generación de manera considerable, podría existir el riesgo de salir de los límites establecidos para corrientes armónicas afectando la calidad de energía suministrada.

En [21] se realiza una evaluación del impacto que tiene sobre la red un grupo de generadores fotovoltaicos ubicados en la universidad de Jaén, la cual tiene una potencia instalada de 200 kWp. Se instaló un analizador de calidad de suministro a la salida de este grupo de generadores (Fluke 434). Una de las mayores anomalías registradas en la medición, fue la variación de la amplitud de la tensión; fueron captados tanto huecos de tensión como sobretensiones. Estas, son atribuidas principalmente a la sensibilidad de las protecciones, que al conectar y desconectar los generadores a la red, causan fluctuaciones de tensión. Al modificar la configuración de las protecciones se logró mejorar esa situación.

En este estudio, también fueron evaluados los flickers y al igual que el nivel de armónicos, no representan un problema para la red. En cuanto a la inyección de corriente continua a la red, actualmente el nivel permitido es de 0,5% según IEEE Std 1547-2003 [22]. Aunque el empleo de inversores con tecnología PWM (del inglés Pulse Width Modulation) suministra corriente continua en la parte de alterna, la planta analizada emplea un transformador de aislamiento al lado del inversor, eliminando la posibilidad de inyección de este tipo de corriente. Por otra parte en [23], se concluye que una inyección de potencia cercana a la red cubriendo un porcentaje alrededor del 85% de la potencia instalada ayuda tanto a controlar la tensión de la red como a disminuir las pérdidas del sistema.

Una vez conocidas las condiciones de operación y fallas a las cuales está sometido el transformador de distribución en ambientes de smart grids, es posible calcular como medida de prevención inicial, su tiempo de vida útil, para gestionar de manera adecuada su operación. Esto se logra con el conocimiento de los requerimientos básicos para su óptimo desempeño. Sin embargo, el uso de la generación distribuida presenta efectos positivos y negativos que dependen de las condiciones de operación y las tecnologías utilizadas en la transformación de corriente continua en alterna y el uso adecuado de filtros o transformadores. Cada uno de los autores considera un escenario diferente por lo que es importante contar con diseños adecuados y avalados por un profesional antes de entrar en operación.

2.2 Reducción y cálculo de vida de los transformadores

Los transformadores se encuentran entre los elementos más costosos de las redes de media y baja tensión, por esto, la tasa de envejecimiento del transformador es clave a la hora de evaluar los niveles de penetración de los vehículos eléctricos y la generación distribuida en el sistema. Con la entrada en funcionamiento de estas nuevas tecnologías, se debe realizar un estudio riguroso sobre la implementación de generación distribuida y de recarga de baterías de los automóviles, ya que si ésta última se realiza en horas pico, se puede provocar una sobrecarga indeseada de los transformadores, reduciendo de esta manera el tiempo de vida útil de su aislamiento. La degradación del aislamiento es función de la temperatura de operación del equipo, la cual a su vez, depende del nivel de cargabilidad, por esta razón el tiempo estimado de vida de los transformadores es principalmente una función del envejecimiento del aislamiento [24].

Las pérdidas en los transformadores dependen en parte de la frecuencia de la corriente, haciendo que el tiempo de vida también dependa de los niveles de distorsión armónica, ya que las pérdidas determinan la elevación en la temperatura de los devanados. Para determinar el tiempo de vida útil en los transformadores es necesario tener datos del perfil de carga de corriente, el perfil de armónicos debido a la carga, la temperatura ambiente, elevación de la temperatura del aceite, crecimiento de puntos calientes sobre la temperatura máxima del aceite (HST: Hot Spot Temperature) y las características específicas del transformador [2], [25].

Calculo de tiempo de vida basado en la temperatura según la IEC.

En la IEC 60076-7 [26] Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers se encuentran las especificaciones a tener en cuenta para el cálculo de envejecimiento en transformadores. Debido a que la distribución de la temperatura no es uniforme, en los transformadores de distribución se considera que el lugar donde se opera a la más alta temperatura sufrirá el más alto deterioro (θh). Por esto, las siguientes ecuaciones son referidas al HST. La tasa relativa de

envejecimiento V se define en la ecuación (1) para papel aislante normal y en (2) para papel térmicamente mejorado.

$$V = 2^{(\theta h - 98)/6} \quad (1)$$

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta h + 273}\right)} \quad (2)$$

Una vez obtenida la tasa de envejecimiento, se calcula la pérdida de vida L en un periodo de tiempo (es decir entre t_1 y t_2).

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad (3)$$

Los límites de temperatura y corriente que no deben ser excedidos son presentados en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1. Límites de temperatura y corriente aplicables a la carga más allá de su valor de placa en transformadores de distribución.

TIPOS DE CARGA	Transformadores de distribución
CARGA CICLICA NORMAL	
Corriente (p.u)	1,5
HST y partes metálicas en contacto con material de aislamiento celulósico (°C)	120
Otros HST en partes metálicas en contacto con aceite, papel sintético p fibra de vidrio (°C)	140
Temperatura del aceite superior (°C)	105
CARGA DE EMERGENCIA POR LARGO TIEMPO	
Corriente (p.u)	1,8
HST y partes metálicas en contacto con material de aislamiento celulósico (°C)	140
Otros HST en partes metálicas en contacto con aceite, papel sintético p fibra de vidrio (°C)	160
Temperatura del aceite superior (°C)	115
CARGA DE EMERGENCIA POR CORTO TIEMPO	
Corriente (p.u)	1,8
HST y partes metálicas en contacto con material de aislamiento celulósico (°C)	Ver consideraciones
Otros HST en partes metálicas en contacto con aceite, papel sintético p fibra de vidrio (°C)	Ver consideraciones
Temperatura del aceite superior (°C)	Ver consideraciones

Nota: los límites de corriente y temperatura no son destinadas a ser validas simultáneamente.

Fuente: IEC 60076-7 Power transformers - Part 7 [26].

Consideraciones para transformadores de distribución:

- Otras partes como bujes conexas de cables, cambiadores de taps y conductores, deben restringir su operación cuando la carga este alrededor de 1,5 veces la corriente nominal. También se deben imponer restricciones de expansión y presión del aceite.
- Cuando el activo es de uso interior, se debe realizar la corrección en la temperatura teniendo en cuenta el encierro.
- Para operación en exteriores, el viento, los rayos del sol y la lluvia pueden afectar la capacidad de carga de los transformadores, pero estos factores al ser impredecibles, no se pueden calcular o tener en cuenta.

Calculo de tiempo de vida basado en la temperatura según la IEEE.

Evidencias experimentales indican que el cálculo de vida útil del transformador basado en la temperatura en un tiempo determinado, es calculado por:

$$\text{Tiempo de vida en p.u} = 9,8 \times 10^{-18} e^{\left[\frac{15000}{\theta_H + 273} \right]} \quad (4)$$

Donde θ_H es el HST de los devanados en °C.

La ecuación (4) es la base para el cálculo del factor de aceleración de envejecimiento (FAA: Aging Acceleration Factor) en un periodo de 24 horas. El FAA presenta valores superiores a 1 para un HST mayor al de referencia, es decir mayor a 110°C.

$$FAA = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273} \right]} \quad (5)$$

Para esta norma, el HST es la suma de varios componentes:

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H \quad (6)$$

Donde:

θ_H : Punto caliente de temperatura en los devanados en °C.

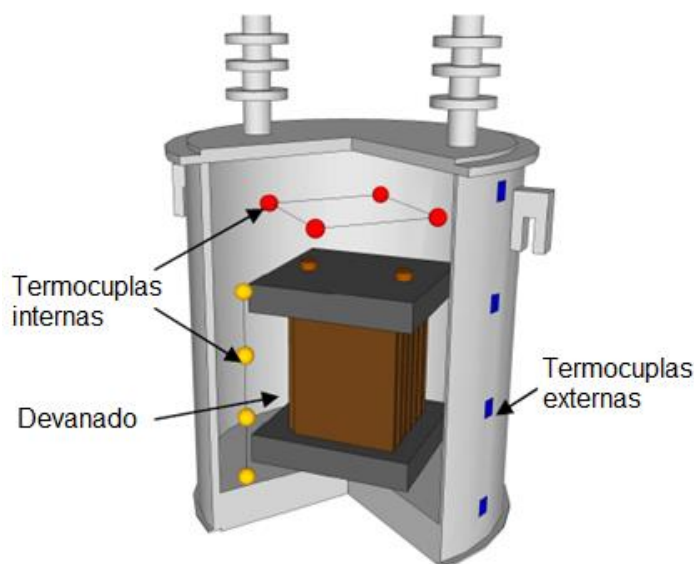
θ_A : Temperatura ambiente promedio durante el ciclo estudiado en °C.

$\Delta\theta_{TO}$: Diferencia entre la temperatura superior del aceite sobre la temperatura ambiente en °C.

$\Delta\theta_H$: Punto caliente de temperatura de los devanados sobre la temperatura ambiente en °C.

En la Figura 2-1 se muestra la ubicación de las termocuplas para realizar la medición de temperatura basados en distintos puntos de medida como lo indica la IEEE Std C57.91 de 2011 [27].

Figura 2-1 Localización de termocuplas



Fuente: Distribution transformer tests for PEV Smart Charging Control [28].

Aunque los modelos presentados por IEC e IEEE son similares, existen ciertas diferencias en algunas constantes térmicas y tasas de envejecimiento. Por ejemplo, el punto caliente de temperatura (HST) se define como 98° C para la IEC mientras para la IEEE es de 110° C, sin embargo si el aislamiento es térmicamente mejorado la IEC permite 110° C. El tiempo de vida promedio de los transformadores es de 30 años para la IEC y 20 para la IEEE. Este tiempo de vida, según la IEC disminuye a 15 años si se tiene un HST de 104° C, mientras que los cálculos de la IEEE son un poco más precisos, basados en una estructura detallada de los transformadores. Aunque en la última actualización de la norma IEC se incluyen anexos con cálculos más detallados para los HST. Tanto en [29] como en [30], se realiza un análisis comparativo entre los métodos de evaluación de envejecimiento por parte de la IEEE y la IEC.

En este documento es considerado que en un futuro cercano, el uso de los vehículos eléctricos y en consecuencia la carga de sus baterías en los hogares, será la principal fuente de sobrecarga y por consiguiente, de aceleración en el envejecimiento de los transformadores de distribución; por eso es importante conocer los métodos existentes de evitar la aceleración del envejecimiento de los activos de transformación.

Dado que la carga de los vehículos eléctricos es principalmente monofásica, es necesario utilizar un modelo desbalanceado de carga para predecir los puntos calientes en los transformadores, ya que la IEEE Std. C57.91-2011 [27] y la IEC 60076-7 [26] asumen cargas balanceadas en el sistema cuando en realidad no son así. En [31] los autores plantean un modelo basado en la pérdida de vida del transformador debido a la temperatura del aislamiento y que se puede realizar con las ecuaciones para el cálculo de HST presentadas en la IEC 60076-7 pero evaluando este factor individualmente para cada fase. Adicionalmente se calcula un promedio cuadrático de las corrientes de carga RMS y luego se divide sobre la corriente nominal para ingresar su valor en p.u. a la ecuación de cálculo de temperatura máxima del aceite. En las smart grids se pueden utilizar los procedimientos de cálculo presentados por las normas IEC e IEEE de manera tradicional.

Estudios realizados en [10], [31] evalúan los efectos de circuitos desbalanceados en presencia de generación distribuida. El primer autor (K. Mahmoud) realiza un análisis del sistema, mientras que el segundo (H. Pezeshki) utiliza como principal estrategia para evitar el envejecimiento acelerado de transformadores de distribución, la corrección de desfases con el sistema D-STATCOM y otras estrategias de corrección de desfases óptimas existentes. Con este balance de cargas, podría presentarse el caso de que alguna fase que estuviera envejeciendo lentamente aumente de temperatura, pero el beneficio se verá reflejado en el transformador como conjunto ya que envejecerá todo al mismo tiempo y con menor velocidad.

En [32], el autor presenta un modelo para evaluar el envejecimiento de los transformadores de distribución debido a la carga de VE híbridos en un periodo de un año, considerando la temperatura ambiente. Se presentan metodologías para el cálculo de temperaturas en devanados y aceite. Se concluye que la temperatura ambiente es un factor importante en la aceleración del envejecimiento de los transformadores ya que al comparar dos ciudades, la mayor reducción de vida útil se presenta donde hay más días calurosos al año.

Según [33] para mitigar la pérdida de vida útil del transformador, debido a la demanda máxima de un consumidor cuando el número total de usuarios tiende a infinito o ADMD (del inglés After Diversity Maximum Demand), se recomienda el uso de generación fotovoltaica para reducir el porcentaje de aceleración de envejecimiento de este activo de la red, aunque esta pueda ocasionar el aumento de la tensión del sistema. Esta reducción se debe a que se complementa la carga del sistema con la inyectada por los paneles evitando el calentamiento por sobrecarga del transformador.

Otros estudios como el presentado en [34], modela circuitos equivalentes del transformador para calcular las pérdidas no sólo en los devanados sino también en el núcleo debido a corrientes de fuga y reactancias de magnetización. Se simulan penetraciones de vehículos entre el 0 y 42% en cada nodo de manera aleatoria. Como resultado de las simulaciones se obtiene un incremento de aproximadamente 300% en las pérdidas del transformador siendo las pérdidas de los devanados las de principal importancia, también se obtienen variaciones de tensión de hasta un 20% lo cual ocasionaría problemas de confiabilidad. Las pérdidas en el núcleo tienen una muy pequeña variación, por lo que es decisión del operador tenerlas o no en cuenta. Si no se cuenta con una red inteligente en un futuro cercano, es necesario redimensionar los transformadores para evitar daños en estos activos de red [12]. La investigación presentada en [35], cuestiona el impacto que tienen los paneles solares y sus inversores sobre el tiempo de vida de los transformadores de distribución debido a la generación de armónicos que se presentan principalmente cuando existe un cambio en la dirección del flujo de potencia. Los autores, realizan el montaje de un circuito que consta de paneles solares, un inversor, un transformador y la medición de parámetros de potencia y temperatura tanto en el lado de alta como en baja. Los resultados muestran que cuando hay inyección de potencia de parte de los paneles solares, el nivel de THD (Total Harmonic Distortion) de corriente aumenta cuando hay baja cargabilidad, mientras el de tensión se mantiene estable, además se realizan varios tipos de conexión del transformador mostrando que aquellos que poseen una conexión en delta reducen el nivel de armónicos. Debido al aumento en el nivel de armónicos, se aprecia un leve incremento en la temperatura del núcleo cuando se trabaja con carga nominal, lo que indica una aceleración en el envejecimiento de este activo de red. Una de las conclusiones del autor es que para no perjudicar el tiempo de vida de los transformadores de distribución se debe evitar la conexión de paneles solares con capacidad de generación similar o mayor a la del transformador.

Moses y otros, [36] presentan un modelo de simulación no lineal de un transformador trifásico asimétrico para condiciones de operación no sinusoidales. Mediante simulaciones se demuestra que para el caso de estudio, las pérdidas aumentan un 6% debido a la presencia de corrientes con contenido de armónicos debido a los cargadores de las baterías de los VE. Esas pérdidas adicionales, aumentan la temperatura del transformador creando puntos calientes en devanados y conductores lo que reduce el tiempo de vida de los mismos.

Cuando los paneles solares no están siendo utilizados por el usuario, inyectan potencia a la red, lo que ocasiona sobre tensiones en el sistema ya que la carga es baja. Por esta razón, los paneles solares deben ser desconectados cuando el nivel de penetración es muy alto para no violar los límites de tensión. Según simulaciones presentadas en [37] y [38], la carga de vehículos combinada con la generación por medio de paneles solares en el escenario adecuado, ayuda a reducir la pérdida de

vida de los transformadores, ya que en horas pico, la generación distribuida aliviana la carga del transformador. Cabe resaltar, que este estudio de [37] se realizó en Australia donde se asumía que la carga empezaba a las 6 p.m. y el ocaso transcurre alrededor de las 8 p.m.

En [39] se estudia el efecto de las sub-tensiones simétricas y asimétricas en los transformadores de distribución trifásicos, las cuales se pueden originar por la variación de potencia suministrada por fuentes de generación distribuida, como el caso de los inversores utilizados en paneles solares. El principal efecto identificado se produce cuando se restablece el nivel de voltaje luego de una sub-tensión, momento en el cual el transformador sufre una saturación ocasionada por una corriente similar a la de magnetización.

Otro efecto identificado y ampliamente estudiado es el alto nivel de distorsión armónica, que se puede presentar con la masificación de tecnologías como la GD y los VE. Los autores en [40] plantean los siguientes efectos como los de mayor impacto en el transformador:

Efecto de corrientes armónicas sobre pérdidas óhmicas

Se produce un incremento en la corriente RMS por causa del alto porcentaje de distorsión armónica, ocasionando un elevado nivel de pérdidas en el conductor debido al concepto del $I^2 * R$.

Efecto de corrientes armónicas sobre pérdidas de Eddy

Estas pérdidas son proporcionales a la expresión $I_c^2 * f$, donde el valor de la corriente depende del nivel de distorsión armónica, y generan calentamiento en el núcleo.

Efecto de corrientes armónicas en las pérdidas adicionales

Estas pérdidas aumentan proporcional a la corriente de carga, sin embargo no lo hacen proporcional a la frecuencia. Se presentan fundamentalmente en el núcleo, elementos de sujeción y demás elementos estructurales del transformador.

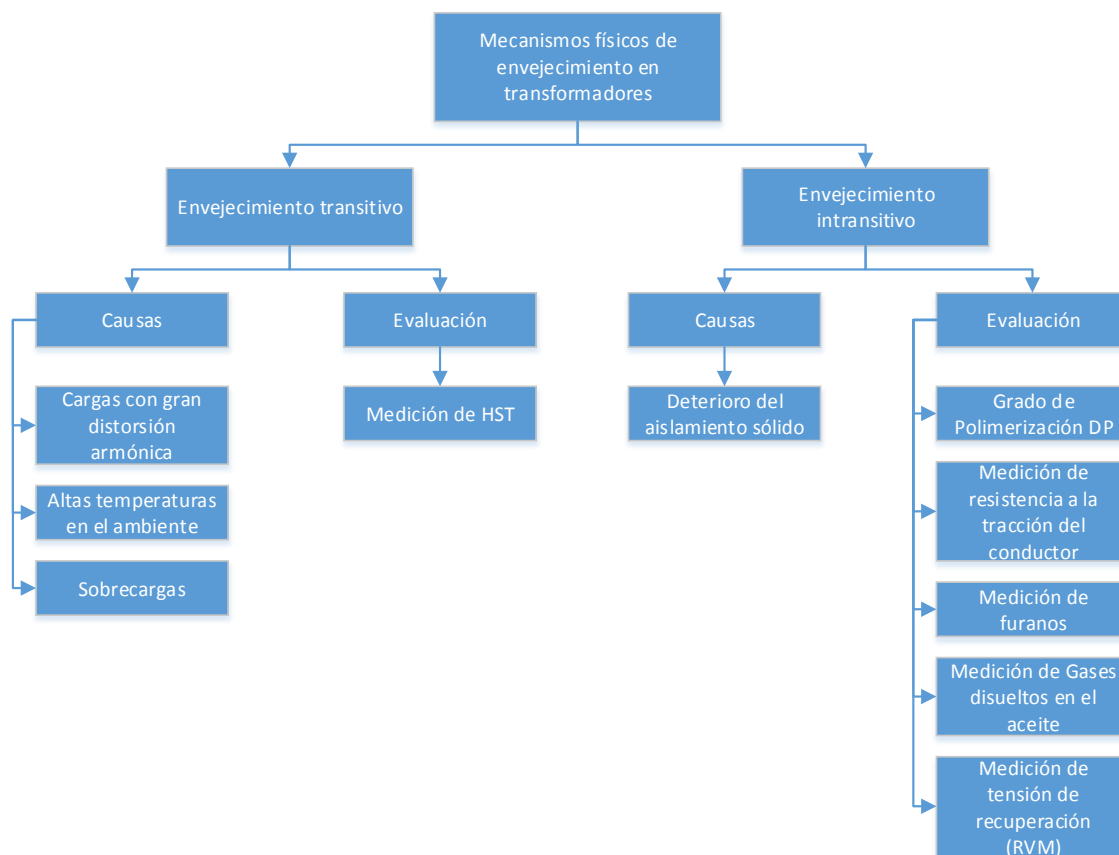
En [41] se realiza un análisis térmico en los transformadores de distribución, debido a sobrecargas ocasionadas por vehículos híbridos (PHEVs) sin tener en cuenta el efecto de armónicos, esta se basa en la IEC 60076-7 [26]. Según el autor, el mecanismo principal de degradación de un transformador, es una elevación en los puntos calientes de temperatura (HST). Se realizan dos análisis para definir los límites de crecimiento de HST y el envejecimiento en transformadores debido a la carga de PHVEs en la red de distribución. Los análisis son realizados a cargas de 3.3 kW y 6.6 kW, donde se determina mediante el método de Montecarlo que al controlar una carga para mantener la temperatura del transformador por debajo de los 98°C, se logra disminuir la aceleración en la degradación de la vida útil de los transformadores.

El factor de envejecimiento del aislamiento en transformadores se desarrolla como una función exponencial de puntos calientes de temperatura, lo que indica que es muy sensible a la temperatura de los devanados.

En [28] se realizaron simulaciones a transformadores con cargabilidad del 26, 52, 60 y 78% y se encontró que la temperatura de estado estable se alcanza cerca de los 800 minutos en este caso de estudio. Las simulaciones realizadas fueron compradas con el modelo térmico presentado en la norma de la IEEE, encontrando que el error es muy pequeño, por lo tanto las formulas presentadas son bastante acertadas, aunque se debe validar para otros rangos de cargabilidad.

Los mecanismos físicos de envejecimiento en transformadores se pueden distribuir en dos grupos: el envejecimiento transitivo que puede ser reversible y se puede controlar con la evaluación de puntos calientes dentro del transformador y el envejecimiento intransitivo el cual requiere de un cambio considerable para tratar sus efectos, este se identifica mediante pruebas químicas. En el siguiente diagrama (ver Figura 2-2) se presentan las causas de envejecimiento de los transformadores y los métodos de evaluación para detectar su deterioro.

Figura 2-2. Mecanismos físicos de envejecimiento en transformadores



Fuente: Asset management techniques for transformers [42].

2.3 Gestión de carga en transformadores de distribución

Para tratar los desafíos energéticos claves como el cambio climático, la seguridad energética y la competitividad diferentes gobiernos se acogieron al “Plan 20-20-20”, elaborado en el 2008 por la comisión europea, cuyos objetivos al año 2020 son: 20% de reducción de gases de efecto invernadero por debajo de los niveles de 1990; 20% de reducción de consumo en energía primaria comparado con los niveles tendenciales y abastecer el consumo energético final con un 20% de fuentes renovables. La gestión de la demanda cumple un papel de vital importancia, ya que habría una reducción en los picos de consumo reduciendo la necesidad del uso de fuentes de generación a través de combustibles fósiles, logrando reducir la generación de contaminantes para el ambiente.

Las smart grids jugarán un papel importante en la operación de los vehículos eléctricos, debido a que la recarga de sus baterías podrá ser controlada por los operadores de red, aprovechándolos por ejemplo como almacenadores de energía dando soporte al sistema durante las horas de máxima demanda de carga. Es por eso, que en este documento se enfatiza en la gestión de carga de vehículos eléctricos, debido a que en el futuro próximo, esta carga será la más importante que se encuentre conectada a los transformadores de distribución, partiendo de que el consumo promedio mensual de sus baterías equivale al de una vivienda estrato 3.

En [17] se analiza el funcionamiento de la red bajo distintos escenarios de carga del vehículo (lenta, media y rápida) y se muestran los impactos que se pueden presentar, los cuales se identifican como el aumento de pérdidas eléctricas, variaciones de tensión y picos de carga, especialmente en el escenario de carga rápida.

Q. Gong [43] estudia un método de carga óptimo de vehículos eléctricos para reducir el impacto en los transformadores de distribución, el cual es una predicción de la carga utilizando el modelo ARMA (del inglés Auto regressive Moving Average) ya que éste considera la temperatura ambiente y permite introducir datos de carga reales. La estrategia consta de dos pasos, el primero es obtener el total de la carga que se debe suministrar y luego distribuir la potencia a cada vehículo. Los autores presentan tres estrategias de carga de vehículos, la primera se realiza por medio de un algoritmo el cual escoge los vehículos a ser cargados, la segunda estrategia es una carga promedio entre vehículos, pero esta no realiza una carga óptima para todos los usuarios; y por último una carga promedio del transformador, la cual sugiere mantener el transformador en su carga nominal conectando y desconectando vehículos. Según los datos arrojados por la simulación, las mejores estrategias son la realizada con el algoritmo y el promedio de carga del transformador, aunque desde el punto de vista económico implementar un algoritmo es mucho más costoso debido a la gran necesidad computacional e ingeniería. En

este artículo el autor concluye que una recarga inteligente consiste en comparar la carga necesaria de los vehículos con la función de pérdida de vida del transformador para minimizar el daño ocasionado.

Una propuesta de construir estaciones de alquiler y carga de baterías es presentada en [44], con las cuales se lograría tener un mayor control del proceso de recargas de las mismas, consiguiendo una reducción en los impactos sobre la red y al mismo tiempo un mejor precio en baterías. Además, en las estaciones de alquiler y carga se implementaría el modelo V2G (del inglés Vehicle to Grid) con el que se puede inyectar energía a la red en caso de ser necesario, esto con el fin de repartir la carga y evitar una sobrecarga para el transformador lo que implicaría reducir los puntos calientes del mismo y en consecuencia no acelerar su envejecimiento.

En [45] se presenta una simulación de V2G donde se demuestra que al tener un control del proceso de recarga de las baterías de los vehículos eléctricos se logra reducir las pérdidas y mejorar el control de tensión en la red, manteniendo estos cambios en un rango menor al 5%. Con este control de carga también se puede ayudar a regular la frecuencia del sistema eléctrico, ya que las baterías de los vehículos permiten tener una reserva rodante la cual puede actuar ante eventos de estabilidad del sistema o se puede emplear para aplanar la curva de demanda.

En [8] los autores realizan una extensa recopilación de información sobre los impactos en la red y en sus componentes debido a la utilización de tecnologías V2G. Las tecnologías V2G pueden permitir soporte de potencia reactiva, regulación de potencia activa, filtración de armónicos de corriente [46], balance de cargas, suavizado de picos en la curva de demanda, entre otros, sin embargo estos impactos positivos no aplican para todos los casos, ya que para que se obtengan todos estos beneficios es necesario contar con un moderno sistema de control y utilizar filtros de armónicos lo cual resulta costoso. En cuanto a los problemas de la implementación del V2G, el autor menciona el deterioro de las baterías por el aumento en los ciclos de carga y descarga, los costos de la implementación de esta tecnología (infraestructura) y aspectos políticos, técnicos y culturales. En [45] y [47] se simulan sistemas V2G donde se puede controlar los límites de tensión y al mismo tiempo reducir las pérdidas al utilizar los vehículos como potencia rodante disponiendo de su carga cuando sea necesario para mantener al sistema dentro de límites de tensión y potencia estables. Otros autores como en [48] presentan un estado del arte de VE's y GD, mencionan las ventajas de las redes inteligentes de energía y se presentan algunos medidores utilizados recientemente. Se realizan varios casos de simulación de carga y se propone el método V2G como alternativa para aplanar la curva de demanda.

En [49] se utiliza una estrategia de control en tiempo real para el manejo de la carga de vehículos eléctricos con el objetivo de evaluar el impacto de la carga de baterías

en los transformadores de distribución así como en las pérdidas y el perfil de tensión de la red. La simulación muestra como una gran penetración de PEV aumenta las pérdidas de la red y produce caídas de tensión que pueden acarrear problemas de estabilidad y confiabilidad. Al utilizar el control de carga, que consiste en un algoritmo encargado de clasificar la carga durante las horas valle o de poco consumo energético, utilizando límites de tensión y potencia, se logra tener dentro del límite permitido ($\pm 10\%$) a la tensión de la red. Pia Grahn [32] también evalúa varios escenarios de carga de vehículos donde se miden los puntos calientes del transformador, encontrando que el mejor escenario (menor cantidad de puntos calientes) se logra controlando el inicio de la recarga de las baterías cuando haya valles en la curva de demanda.

En [50] se realiza un análisis del impacto de la carga de vehículos eléctricos en una red de distribución para un área urbana en Portugal. Se consideró que cada vehículo realizaba un recorrido diario aproximado de 35 km y que la autonomía de los mismos es de 200Wh/km, por lo que se necesita una carga de energía de 3kW para la recarga de las baterías cuya capacidad total es de 18kWh. Se presenta un algoritmo el cual se basa en las diferentes tarifas de la energía y la carga total del sistema para realizar la carga del vehículo, realizando una evaluación periódica cada 15 minutos y manteniendo la potencia entregada por debajo de un límite establecido. En el artículo no es claro si los vehículos alcanzan a ser completamente cargados o no. Pero si se deja establecido que para realizar este control se debe contar con una moderna red de comunicaciones.

Mora [51], propone un método de carga de vehículos que consiste en realizar un predicción de la potencia requerida para el día siguiente, después, se realiza una validación por el operador de red donde se identifican los transformadores que tendrán sobrecarga en horas pico, finalmente, se envía una señal a los administradores de puntos de carga (CPM) para llevar a cabo una optimización e imponer límites de carga evitando de esta manera, sobrecargar transformadores.

En [52], Hilshey propone un algoritmo para evitar la sobre carga en transformadores, el cual requiere de dos entradas, el estado de pérdida de vida del transformador, tomado de la medición de puntos calientes de temperatura propuesta por la IEEE en [27] y el número de vehículos a ser cargados, con información de los medidores inteligentes instalados en los hogares. Como respuesta de este algoritmo se adquiere el número de vehículos que pueden ser cargados al mismo tiempo. Adicionalmente se presentan dos métodos de carga. En el primero, cuando un vehículo requiera ser cargado, envía una señal al transformador, si este tiene una cargabilidad baja, permitirá iniciar el proceso, de lo contrario será denegado y tendrá que enviar esta señal constantemente hasta que haya disponibilidad. El segundo método es parecido al anterior, adicionando que el cliente envía una señal de urgencia y asume un costo mayor por lo que se le brinda prioridad. Como resultado

se obtiene que ambos métodos mantienen por debajo de la carga nominal al transformador, pero el método 2 es más eficiente debido a que realiza una carga del 89% de la carga total, mientras que el método 1 obtiene una carga promedio de 69%, indicando una mayor cantidad de clientes insatisfechos.

RESUMEN DEL CAPÍTULO

- El transformador de distribución como elemento clave para la prestación de energía eléctrica en las redes de distribución.
- Fenómenos asociados a la participación de las fuentes de energía renovables (generación distribuida) y su impacto en los transformadores de distribución: vida útil, entre otras cosas
- Concepto de vida útil de los transformadores de distribución
- Métodos o estrategias utilizadas para aumentar la vida útil de los transformadores de distribución en redes inteligentes y con penetración de FER.

3 GESTIÓN DE ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN

Desde el punto de vista de los prestadores de servicio eléctrico, el mantenimiento eficiente de sus activos de red es muy importante debido a la cantidad de elementos que la componen, especialmente si es de distribución, debido al riesgo y costo que implica el mantenimiento de estos activos. Hoy en día los grupos de mantenimiento de activos se enfrentan a nuevos retos con el rápido crecimiento y el gran portafolio de los mismos. El rápido envejecimiento de los equipos debido a nuevas tecnologías de generación distribuida y a cargas especiales como los vehículos eléctricos, obliga a una mejora en la gestión, lo que exige considerar una mejora en la infraestructura la cual necesita ser re-direccionada y monitoreada para evitar el aumento en las fallas.

La gestión de activos se realiza para optimizar los tres pilares de las actividades del ciclo de vida de los elementos de red: riesgo, costo y rendimiento. Esto puede llevarse a cabo dentro de las directrices de la PAS 55 [5], según la cual los activos físicos representan tan solo una de las 5 grandes partes que conforman los activos de la red.

Con el paso de los años, las infraestructuras y aparatos de la red, tienden a envejecer; cuando esto ocurre, la actividad regular es reemplazarlo. Pero al tomar esta la decisión, se puede caer en uno de los dos extremos: reemplazarlo muy tempranamente, lo que incurre en costos extra por la no utilización de un activo, o reemplazarlo muy tarde, tropezándose con fallas y reparaciones que pueden resultar costosas. Cada compañía debe contar con el dato del umbral adecuado entre estos dos puntos para tomar una decisión ante los activos del sistema. Para decidir dónde ubicar este punto, es necesario poseer información confiable de la utilización de sus elementos, los mantenimientos previos, historial de fallas, historial de su condición y otros datos relevantes para la economía de cada organización.

Existen diversos factores para perfilar un mantenimiento, por ejemplo, si son a corto o largo plazo, planeados o no planeados, equipos sencillos o que requieren de sistemas complejos, etc. Todos estos cuestionamientos y los lineamientos de que hacer para un adecuado manejo de activos son presentados en la PAS 55. Un análisis DOFA es necesario para saber a qué activos darle más importancia. Aunque para este último se debe considerar si realizarlo desde el punto de vista del activo (concepto de ciclo de vida) o desde el punto de vista del servicio (estabilidad del servicio y costo beneficio). Hoy en día se presta más importancia al punto de vista del servicio por cuestiones de calidad del servicio, interrupción a los clientes y tiempos de reparación de fallas.

Una efectiva implementación paso a paso de los mantenimientos sugeridos por la PAS 55 es ilustrada en la *Figura 3-1*.

Figura 3-1 Lineamientos PAS 55



Fuente: Best Practices of Distribution Networks Asset Management in view of PAS55 Framework [5].

La primera etapa es de planeación de estrategias y objetivos del proyecto, además de rutinas y acciones de contingencia. La segunda fase es para realizar estructuras, actividades de subcontratación, entrenamientos, consultorías, documentación, manejo de información y riesgo, requerimientos legales, etc. Luego, en la etapa de revisión, se monitorean condiciones y rendimiento, se examinan investigaciones sobre fallas de activos, inconformidades, registros y acciones de mejora. Por último, se procede con las labores que sean necesarias.

El monitoreo de condiciones aplica al activo físico es decir deterioro, defectos o fallas. Para cualquier organización es importante identificar los riesgos y evaluarlos de acuerdo a sus objetivos económicos. Después de esto las compañías podrán implementar metodologías para abordarlas.

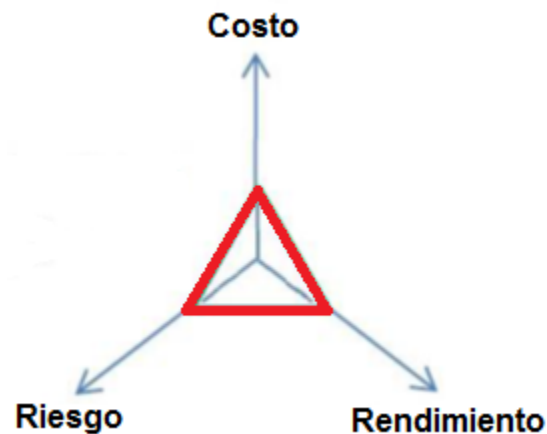
Después de una etapa de evaluación se debe lograr identificar:

- Fallas físicas (envejecimiento, fallas, actos terroristas, etc.)
- Riesgos operacionales (nivel de control, acciones humanas, seguridad, etc.)
- Riesgos medioambientales (tormentas, terremotos, inundaciones, etc.)
- Requisitos y necesidades (regulación)
- Riesgos de ciclo de vida (decisiones de mantenimiento vs reemplazo)
- Escases de suministros (repuestos).

Con todo esto se logra tener un plan de contingencia y se logra definir los pasos a seguir ante diferentes escenarios de crisis para llegar a una efectiva mitigación y control de las consecuencias.

Es importante realizar el análisis de las causas que conllevan a daños, esto se logra basándose en un buen juzgamiento de datos recogidos en el lugar de la falla, secuencia de eventos del sistema o datos de las protecciones para evitar futuros accidentes. Según [5] el check list de la PAS 55 es importante, ya que pueden ocurrir daños por una falta de mantenimiento o por la falta del monitoreo de un activo del sistema, lo que implica que un adecuado diagnóstico es parte esencial de una compañía. Se debe tener una relación perfecta entre el costo, el riesgo y el rendimiento como se ilustra en la *Figura 3-2*.

Figura 3-2 Optimización de los tres pilares



Fuente: Best Practices of Distribution Networks Asset Management in view of PAS55 Framework [5].

Una completa guía sobre gestión de activos de red, beneficios, principios y estándares es presentada en [53], donde también hay casos de estudio y ejemplos de aplicación de modelos.

3.1 Factores que inciden en el diagnóstico de transformadores de distribución

Los transformadores son máquinas eléctricas compuestas por varios componentes (núcleo, devanados, radiadores, etc.), pero dentro de estos, el de mayor importancia es el sistema de aislamiento (aceite y papel) a el cual se le debe brindar mayor importancia. Según la literatura, existen cuatro (4) factores que afectan al sistema de aislamiento, los cuales nos brindan pautas para diagnosticar estos activos: la humedad, el oxígeno, la temperatura y la contaminación externa [54].

3.1.1 Humedad

La humedad puede ingresar al transformador cuando es construido, durante una inspección, debido a alguna fuga o por la presencia de empaques o sellos defectuosos. Tan solo una pequeña cantidad de agua en forma de emulsión (agua/aceite), puede reducir la rigidez dieléctrica del aceite. La presencia excesiva de humedad en transformadores puede causar la aceleración del envejecimiento del aislamiento, aumento del riesgo de formación de burbujas, disminución de la resistencia mecánica a la tracción, deterioro de las propiedades dieléctricas del aislamiento principal. Además, con un porcentaje de humedad del 3.3%, el papel empezara a liberar fibras al aceite.

3.1.2 Oxígeno

El oxígeno proviene de la atmosfera o es liberado por la celulosa como resultado de aumentos de temperatura. Este, reacciona con el aceite, formando ácidos orgánicos, agua y lodo. La oxidación comienza cuando el oxígeno presente en el transformador se combina con las impurezas de los hidrocarburos inestables existentes en el aceite bajo el efecto catalítico de los otros materiales presentes en estos activos. Estas sustancias que se forman con la oxidación pueden ocasionar puntos calientes debido a la reducción en la circulación del aceite, descargas parciales y fallas internas en los devanados.

3.1.3 Temperatura

El 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico. La degradación térmica del aislamiento es función de que tan seco está el aislamiento, además del tiempo y de la temperatura. Las temperaturas elevadas reducen la rigidez mecánica y eléctrica de la celulosa, acelerando su envejecimiento y dañando el papel, ayudan a la generación de agua, materiales ácidos y gases. La temperatura es uno de los mayores indicadores de que existen problemas dentro de los transformadores, siendo pieza clave para la gestión de mantenimiento.

3.1.4 Contaminación externa

Puede presentarse en forma de polvo o partículas provenientes del proceso de manufactura del transformador. Pueden encontrarse dentro de la cuba, debido a un mal proceso de llenado del aceite o por partículas desprendidas de la celulosa durante su operación. Estas partículas pueden ser causales de descargas parciales en el aceite.

Una vez conocidos los principales factores que pueden afectar la vida útil de los transformadores de distribución, es importante conocer las técnicas de diagnóstico

utilizadas para identificar los posibles riesgos y de esta manera conocer los niveles permisibles para realizar una adecuada gestión de mantenimiento.

3.2 Técnicas de diagnóstico de transformadores

Hay ciertas características de diseño de los transformadores que pueden influir en los procedimientos de diagnóstico, a continuación se listaran algunas de ellas [54]:

- La presencia de un dieléctrico resistente al agua (por ejemplo, resina sintética, papel pegado o cilindro de resina fundido) en el espacio de barrera de aceite evita la estimación de contenido de agua en las barreras de cartón prensado a través de medición de las características dieléctricas.
- La conexión interna de los devanados extremos terciarios y neutrales en estrella, impide la evaluación de la condición del aislamiento entre fases y la comparación entre las fases.
- La presencia de un mal aislamiento en el tap o en el electrodo de tierra evita la evaluación del estado del aceite y de la condición de la superficie del núcleo con el buje a través de la medición de las características dieléctricas.

Para realizar el diagnóstico de los transformadores de distribución se deben realizar mediciones específicas que ayuden a determinar anomalías en su funcionamiento. Esto con el fin de conocer los parámetros que determinarían cuando realizar el mantenimiento a los transformadores. A continuación se describen recomendaciones para la evaluación de condiciones en los subsistemas del transformador en general [55].

Análisis de gases disueltos (DGA):

Existen distintos tipos de falla dentro de los transformadores, encargadas de producir diferentes gases. El uso de la cromatografía es una herramienta útil para el análisis de fallas, sin embargo, la interpretación individual de los gases cuando existen varias fallas se convierte en una tarea compleja. La descomposición del aceite mineral a bajas temperaturas produce grandes cantidades de hidrógeno (H_2), metano (CH_4) y bajas cantidades de etileno (C_2H_4) y etano (C_2H_6). A temperaturas medias, la concentración de hidrógeno excede a la de metano, mientras la de etileno aumenta pero sigue siendo menor que el etano. En el límite superior del rango de falla por temperatura, las cantidades de etileno e hidrógeno incrementan y aparecen pocas cantidades de acetileno (C_2H_2). La degradación del aislamiento sólido se realiza a menores temperaturas que la del aceite, la degradación del papel aislante se puede detectar mediante el ratio de CO_2/CO disuelto en el aceite. Este representa la resistencia a la tensión del aislamiento de papel. El análisis de gases disueltos en el aceite (DGA) es uno de los estudios en tiempo real más importantes, en caso de descargas parciales, sobrecalentamiento o falla dentro del transformador. Existen dos clases de sensores disponibles comercialmente, uno

compuesto por semiconductores, que solo detecta H_2 y sus composiciones y otro, que detecta todo tipo de gases basado en tecnología infrarroja o cromatografía de gases. La medición de estos gases se interpreta con los límites establecidos en la IEEE Std C57.104 [56] y la IEC 60599 [57]. También existen técnicas para esta medición como lo son el triángulo de Duval, el método de Doernenberg, el método de Rogers y de Key Gas [58].

Prueba rigidez dieléctrica del aceite:

Es una de las pruebas más frecuentes. Se utiliza para conocer la tensión de ruptura del aceite. Revela cualitativamente la resistencia momentánea de la muestra de aceite al paso de la corriente. Consiste en tomar una muestra del aceite e introducirlo en un recipiente con dos electrodos, luego, se eleva gradualmente la tensión hasta llegar a la ruptura del aislamiento.

Análisis de Calidad de Aceite (OQA):

Se toman muestras de aceite y se realizan pruebas de tensión de ruptura, contenido de agua, de ácidos y factor de potencia. Esta prueba se encuentra en las pruebas de rutina básica para aceite mineral de la IEC 60422:2013 [59] e indican la condición del aislamiento característica del aceite. La medición del contenido de humedad indica una posible ruptura o falla del sellante del tanque del transformador, incrementando la conductividad del aceite y acelerando el envejecimiento del aislamiento. Se realiza utilizando un sensor de cerámica porosa junto con electrodos encargados de medir corrientes de fuga [60].

Inspección de condiciones físicas y rendimiento operativo:

Factores como el daño mecánico, la corrosión y fugas de aceite también representan un peligro para la reducción del tiempo de vida de los transformadores. Es importante realizar inspecciones visuales además de tomar un registro de mantenimientos realizados al activo y de los cambios de derivación realizados durante su operación.

Análisis de Furanos o Furfural (FFA):

Ya que no es práctico obtener una muestra de papel del transformador, es posible calcular su grado de deterioro mediante la medición y cantidad de Furanos encontrados en una muestra de aceite, esta prueba presenta un alto grado de confiabilidad.

Medición de resistencia de devanados:

Es una prueba que se realiza con corriente continua. Se prueban los devanados en cada una de las posiciones del tap con el objetivo de detectar conexiones sueltas, conductores averiados o malos contactos en el cambiador de derivaciones. Los resultados son comparados con los de las otras fases o con datos encontrados en el protocolo del transformador.

Termografía:

Un escaneo con una cámara infrarroja sobre el tanque, los bujes, el radiador o el sistema de refrigeración, es una técnica que brinda una primera indicación de que existen problemas térmicos debido a calentamientos de conductores o malos contactos en los transformadores.

También existe el análisis térmico al interior del transformador, encargado de suministrar información de condiciones de operación con la cual se puede detectar el comienzo de una falla. La mayor parte de los daños o fallas causan un cambio en el comportamiento térmico de los transformadores. La condición anormal más conocida por la medición de los puntos calientes de temperatura o HST (del inglés: Hot Spot Temperature) es la sobrecarga [42]. Existen dos técnicas para prevenir los HST, la inteligencia artificial donde se puede hacer uso de las redes neuronales (ANN) y el modelo térmico [42]. Para la medición de los HTS son utilizados sensores de fibra óptica los cuales se instalan en los devanados cuando el transformador es construido. Estos pueden ser ubicados en un solo punto o a lo largo de los devanados para una mejor calidad de información.

Medición de relación de transformación:

Esta medición se realiza en cada fase para cada posición del cambiador de taps para calcular los valores indicados en la placa del transformador. Al encontrarse desviaciones en las lecturas respecto a sus referencias pueden existir espiras en cortocircuito, o circuitos abiertos tanto en el devanado principal como en los devanados del cambiador de tap.

Medición de corriente de excitación:

La corriente de excitación es aquella que fluye en cualquier devanado y es usada para excitar al transformador cuando los demás devanados se encuentran en circuito abierto. La medición se lleva a cabo generalmente en el circuito de baja tensión ya que facilita la medición de la corriente en vacío. Su propósito es detectar espiras en corto circuito, problemas del núcleo y devanados, además de malos contactos en el cambiador de derivaciones.

Medición del factor de disipación dieléctrico o tangente delta:

La tangente del ángulo de pérdida dieléctrica del aislamiento se mide entre los devanados primario y secundario, primario y tierra, secundario y tierra, a diferentes tensiones de prueba en función de las tensiones de servicio de devanado. Con este se puede detectar la degradación del papel impregnado en aceite.

Resistencia de aislamiento y grado de polimerización (PI):

Se utiliza para determinar degradación o falla del aislamiento, además del contenido de contaminación. Ya que el aislamiento varía inversamente con la temperatura en casi todos los materiales el PI se utiliza para evaluar la condición del aislamiento.

Medición de descargas parciales (PD):

Algunas fallas dentro del transformador son precedidas por descargas parciales, estas son relacionadas con la humedad en el aislamiento, partículas metálicas, burbujas de aire o cavidades en aislamientos sólidos. Un pequeño aumento en las PD es un indicador de una falla inminente. Las descargas parciales (PD) pueden ser detectadas y medidas usando sensores piezoeléctricos, sensores de fibra óptica y sensores de ultra alta frecuencia (UHF). Estas mediciones son altamente afectadas por las ondas electromagnéticas que aportan ruido a las señales, por esto es muy importante realizar un filtrado mediante la transformada Wavelet o la medición directa. Existen dos métodos para la detección de las descargas parciales, uno se realiza a través de un transformador de corriente de alta frecuencia conectado al transformador monitoreado o mediante un acoplador de tensión capacitivo. Estos se encargan de detectar y diferenciar los impulsos producidos por las descargas parciales. El otro método es mediante una señal acústica de ultrasonido detectada por un dispositivo ubicado por fuera de la cuba del transformador.

Análisis de respuesta en frecuencia (FRA):

Al pasar grandes cantidades de corriente de falla a través de los devanados, estos se pueden desplazar debido al estrés mecánico que se produce. Se pueden presentar fallas en la sujeción o distorsión en la geometría del bobinado. Las deformaciones resultan en cambios de la inductancia y capacitancia interna del transformador, las cuales se pueden detectar externamente mediante métodos como la medición de capacitancia en devanados, respuesta en frecuencia (FRA), impulsos de baja frecuencia, medición de reactancia e impedancia de fuga, entre otras. Para esto se debe contar con las huellas dactilares (curvas de FRA) del transformador o de un transformador de similares características, para evaluar los cambios producidos en estas curvas.

3.3 Evaluación de la condición del transformador de distribución

Al momento de aplicar las técnicas de diagnóstico mencionadas anteriormente, hay que conocer cuáles son los niveles de alarma para tomar una adecuada acción correctiva a los transformadores de distribución. En este subcapítulo se presentan algunas recomendaciones indicadas en las normas y la literatura.

Evaluación de la condición del transformador utilizando concentraciones individuales y concentraciones totales de gases disueltos (TDCG)

Según la IEEE C57.104-2008 [56] existen cuatro criterios para clasificar el riesgo en los transformadores sumergidos en aceite. Se presentan dos metodologías, la primera indica el nivel de cada uno de los gases por separado, y otra para la concentración total de gases combustibles.

Criterio 1: un TDCG por debajo de este nivel, indica que el transformador está operando en condiciones normales.

Criterio 2: un TDCG dentro de este rango, indica un nivel de gases combustibles mayor de lo normal. Se debería tomar alguna acción correctiva. Se pueden presentar algunas fallas.

Criterio 3: un TDCG dentro de este rango, indica un alto nivel de descomposición. Se debe establecer una acción correctiva inmediatamente. Existen altas probabilidades de falla.

Criterio 4: un TDCG que sobrepase esta condición representa una descomposición excesiva. Se debe proceder inmediatamente ya que la continuidad de operación puede resultar en una falla grave para el transformador.

El nivel de gases para los transformadores de distribución es un poco mayor al mostrado en la Tabla 3-1, debido a que hay mayores pérdidas, pero no existe un registro oficial para este tipo de activos.

Tabla 3-1. Límites de concentración de gases disueltos.

Estado	Límites de concentración de gases disueltos (ppm)							TDCG
	Hidrógeno (H ₂)	Metano (CH ₄)	Acetileno (C ₂ H ₂)	Etileno (C ₂ H ₄)	Etano (C ₂ H ₆)	Monóxido de carbón (CO)	Dióxido de carbón (CO ₂)	
Criterio 1	100	120	1	50	65	350	2500	720
Criterio 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Criterio 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Criterio 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Fuente: IEEE C57.104-2008

Evaluación de la condición del transformador utilizando análisis de Calidad de Aceite

Acciones remediales como el cambio de aceite se deben realizar cuando este se deteriora a un grado inaceptable que amenace la operación segura del transformador. Con el fin de asistir al operador del monitoreo se han suministrado algunos límites como los presentados en la IEC 60422 [59] e IEEE C57.106 [61], aunque estas normas presentan datos para transformadores a altas tensiones, en [62] se utilizan como valores aceptables para transformadores de distribución. A continuación, la Tabla 3-2 nos presenta los valores recomendados por la literatura.

Tabla 3-2. Límites aceptados en el análisis de calidad de aceite para transformadores.

Propiedad	IEC			IEEE
	Bueno	Aceptable	Malo	Límite de uso continuo
Acidez (mg KOH/g)	<0,15	0,15-0,30	>0,30	0,15

Humedad (ppm, a 20°C)	<5	5-15	>15	25
Tensión de ruptura (kV/mm)	>40	30-40	<40	35

Fuente: Operational Condition Assessment of In-Service Distribution Transformers [63].

Evaluación de la condición del transformador basado en las características de estado de deterioro

En este se pueden sugerir dos condiciones, i) La primera, donde la posible reducción del aislamiento se encuentra alrededor del 10% y ii) la posible ocurrencia de una descarga parcial. La siguiente Tabla muestra las características de estas condiciones:

Tabla 3-3. Características del estado de deterioro en transformadores.

Niveles de Precaución	Niveles de Alarma
Un incremento mayor al 20% en la saturación a temperatura de operación en presencia de partículas (contenido de agua > 2.5%)	Un incremento mayor al 40% en la saturación a temperatura de operación en presencia de partículas (contenido de agua > 6.5%)
Humedad en el aislamiento que puede resultar en agua en el aceite a altas temperaturas y un incremento en la saturación del aceite mayor al 40% a temperatura de operación mínima. Contenido de agua en barreras 2%	Humedad en el aislamiento que puede resultar en agua en el aceite a altas temperaturas y un incremento en la saturación del aceite mayor al 50% a temperatura de operación mínima. Contenido de agua en barreras 3-4%
Posible generación de carbón en un calentamiento del aceite alrededor de 500° C	Presencia visible de carbón
Posible generación burbujas en un calentamiento del aceite alrededor de 800° C	Agua en el aislamiento de los conductores del bobinado resultando en la presencia de burbujas durante una sobre carga.
Envejecimiento del aceite que al ser sometido a campos eléctricos puede generar lodos	Envejecimiento del aceite resultando en la generación de lodos, afectando el aislamiento.

Fuente: Guidelines for Life Management Techniques for Power Transformers [54].

Evaluación de la condición del transformador utilizando datos de cargabilidad

En la NTC 818 [64] y NTC 819 [65] se establecen los valores máximos admisibles de corriente sin carga (I_0), pérdidas sin carga (P_0), pérdidas con carga (P_c) y tensión de cortocircuito referida a 85°C (U_z), para transformadores monofásicos y trifásicos respectivamente, sumergidos en líquido refrigerante. La Tabla 3-4 muestra los

límites establecidos para transformadores monofásicos desde 5 kVA hasta 167,5 kVA con tensión menor o igual a 15 kV, la Tabla 3-5 ilustra los límites para transformadores trifásicos desde 15 kVA hasta 3750 kVA con tensión menor o igual a 15kV y la Tabla 3-6 muestra los límites para transformadores monofásicos reparados o reconstruidos de 5 kVA a 333 kVA presentados en la norma NTC 1954 [66]. Estas pruebas son realizadas a transformadores nuevos de distribución como rutina. También, es posible comparar datos de la potencia de entrada y salida bajo carga realizando el monitoreo en línea de estos activos de red.

Tabla 3-4. Transformadores monofásicos de 5 kVA a 167,5 kVA

Valores máximos permisibles de corriente sin carga (I_o), pérdidas sin carga (P_o), pérdidas con carga a 85°C (P_c) y tensión de cortocircuito a 85°C (U_z)				
Potencia nominal [Kva]	I_o % de I_n	P_o [W]	P_c [W]	U_z [%]
5	2,5	30	90	3,0
10	2,5	50	140	3,0
15	2,4	70	195	3,0
25	2,0	100	290	3,0
37,5	2,0	135	405	3,0
50	1,9	160	510	3,0
75	1,7	210	710	3,0
100	1,6	260	900	3,0
167,5	1,5	375	1365	3,0

Fuente: NTC 818

Tabla 3-5. Transformadores trifásicos de 15 kVA a 3750 kVA

Valores máximos permisibles de corriente sin carga (I_o), pérdidas sin carga (P_o), pérdidas con carga (P_c) y tensión de cortocircuito a 85°C (U_z)				
Potencia nominal kVA	I_o % de I_n	P_o [W]	P_c [W]	U_z [%]
15	4,4	80	310	3,0
30	3,6	135	515	3,0
45	3,5	180	710	3,0
75	3,0	265	1090	3,5
112,5	2,6	365	1540	3,5
150	2,4	450	1960	4,0
225	2,1	615	2890	4,0
300	2,0	765	3575	4,5

400	1,9	930	4730	4,5
500	1,7	1090	5780	5,0
630	1,6	1285	7140	5,0
750	1,6	1450	8380	5,0
800	1,6	1520	8900	5,0
1000	1,6	1780	11100	5,0
1250	1,5	2090	13500	6,0
1600	1,5	2520	16700	6,0
2000	1,5	3010	20400	6,0
2500	1,5	3620	25000	6,0
3000	1,5	4230	29700	6,0
3750	1,5	5160	36600	6,0

Fuente: NTC 819

Tabla 3-6. Transformadores trifásicos parcial o totalmente reparados.

Valores máximos permisibles de corriente sin carga (I_0), pérdidas sin carga (P_0), pérdidas con carga a 85°C (P_c) y tensión de cortocircuito a 85°C (U_z)				
Potencia nominal kVA	I_0 % de I_n	P_0 [W]	P_c [W]	U_z [%]
15	110	385	5,9	3,3
30	185	620	4,7	3,3
45	245	860	4,7	3,3
75	355,0	1330	4	3,8
112,5	490,0	1920	3,7	3,8
150	600	2500	3,5	4,4
225	815	3680	2,9	4,4
300	975	4860	2,7	5,0
400	1190	6000	2,3	5,0
500	1395	7500	2,3	5,5
630	1630	9000	2,3	5,5
750	1780	11000	2,3	5,5
800	1930	11500	2,3	5,5
1000	2265	14000	2,3	5,5
1250	2645	16800	1,7	6,6

Fuente: NTC 1954

Evaluación de la condición del transformador basado en defectos típicos del cambiador de taps bajo carga

Los transformadores de distribución actuales, no poseen cargadores de tap bajo carga; sin embargo, debido a la demanda ocasionada por los vehículos eléctricos,

se ha propuesto su uso para regular los cambios de tensión a los que estarían sometidos. A continuación se mencionan los defectos que se pueden presentar en estos mecanismos.

Tabla 3-7. Defectos típicos en el cambiador de tap bajo carga.

Componentes del sistema	Defecto	Falla
Aislamiento: -A tierra -Entre taps -Entre Fases	-Contaminación excesiva de agua en el aceite -Descargas parciales -Sobrecalentamiento -Conexiones incorrectas -Fallas en el núcleo	-Ruptura -Desajuste continuo -Calentamiento localizado
Eléctrica: -Resistores -Contactos principales -Contactos de arco	-Sobrecalentamiento -Circuitos abiertos -Desgaste -Desalineación -Mal contacto -Daño en conductores	-Desgaste extra -Gasificación -Alto contenido de carbón -Arco -Gasificación -Sobrecalentamiento
Mecánica: -Barras de operación -Ejes -Mecanismo de funcionamiento	-Operaciones lentas -Fallo en el eje del motor -Tiempos incorrectos	-Operación incorrecta -Operación incompleta del interruptor -No opera el interruptor -Flameo

Fuente: Guidelines for Life Management Techniques for Power Transformers [54].

Existe una técnica relativamente nueva, la cual consiste en ubicar sensores de vibración en las paredes del transformador, con la función de detectar movimientos en los devanados o en los cambiadores de tap, los cuales se refieren al aceite y son monitoreados en la cuba del transformador, indicando el mal funcionamiento de alguno de estos elementos.

RESUMEN DEL CAPÍTULO

- Se introduce a la gestión de activos de distribución
- Se describen los factores que inciden en el diagnóstico a transformadores de distribución
- Se describen las técnicas de diagnóstico a transformadores
- Se indican los niveles normativos para la evaluación de la condición de transformadores de distribución

4 MODELOS DE GESTIÓN DE ACTIVOS DE TRANSFORMACIÓN

Décadas atrás, las empresas prestadoras de servicios de electricidad, no le daban la importancia adecuada a los transformadores de distribución (TD) y se dedicaban a sobredimensionar sus activos para reemplazarlos una vez fallaran, ya que los equipos de medición tenían un alto costo y el desarrollo de las tecnologías de transmisión de datos era muy reciente e ineficiente.

En la actualidad, se da mayor relevancia a los TD debido a que el número de estos ha ido en aumento y por el elevado coste de los materiales. Adicionalmente, son el elemento más cercano a los usuarios finales y de su operación depende la confiabilidad de la energía entregada. En Cali, las empresas que brindan el servicio eléctrico realizan mantenimientos basados en el tiempo o tienden a esperar a que el activo falle para aplicar una acción correctiva, de mantenimiento o su reemplazo. Por lo tanto, no se rigen estrictamente a un protocolo ya que es mucho más económico esperar que alguno falle para realizarle pruebas o reemplazarlo. Pero con las implicaciones generadas por la llegada de cargas importantes y la GD esto tiende a cambiar, ya que estos activos estarán sujetos a los comportamientos descritos en los capítulos iniciales y es importante monitorear y diagnosticar los transformadores de distribución para preservar la vida de los activos existentes y garantizar la calidad del servicio a los usuarios.

Algunas distribuidoras de energía son conscientes del cambio que se aproxima en las redes de distribución y se encuentran implementando proyectos de medición remota y venta de energía prepago para mitigar el impacto. Para realizar la gestión de un transformador es importante tener en cuenta la disposición final del activo y la contaminación que generan sus partes al medio ambiente.

A continuación se describen algunos modelos de gestión y diagnóstico a transformadores de distribución encontrados en la literatura:

Modelo D. PANGARIBUAN y otros [67]

En este modelo se implementa un programa de evaluación de condiciones de activos dirigido a transformadores de distribución con el objetivo de disminuir fallas. Las actividades incluyen la captura y recolección de datos en subestaciones y redes de distribución, el diagnóstico de las condiciones finales de los equipos, el mejoramiento en las metodologías de mantenimiento y la implementación del programa de mantenimiento integrado basado en la condición (CBM: Conditional based maintenance). Es importante que la compañía que supe la electricidad conozca muy bien su demanda. El adecuado monitoreo del sistema y el correcto diagnóstico de los transformadores de distribución tienen una buena influencia en la continuidad del servicio a los clientes.

En orden de mejorar los mantenimientos se implementó el proyecto de Mejora del Rendimiento Operativo (OPI) con el que se busca alcanzar tres perspectivas de mejora: (1) sistemas técnicos, (2) gestión de infraestructura, (3) motivación para el recurso humano.

Se realizó una inspección de los transformadores. Quienes realizaron la inspección fueron equipados con cámaras termográficas, multímetros, telurómetro, megóhmetro, micrómetro y un BDV (Breakdown Dielectric Voltage). A demás de sus equipos de seguridad.

La inspección se realizó de la siguiente manera:

1. Revisión visual a partes físicas como cuba y bujes (rupturas).
2. Revisión visual a la limpieza y temperatura del área.
3. Revisión térmica en busca de exceso de temperatura por sobrecarga o desconexión.
4. Medidas eléctricas bajo carga (V, I, f.p.)

También se realizaron chequeos con los transformadores desconectados:

5. Medición de resistencia de tierra.
6. Medida de resistencia de aislamiento.
7. Medida de rigidez dieléctrica del aceite.

Los datos fueron analizados y clasificados dentro de cuatro categorías de acuerdo a la urgencia en tomar una medida preventiva como muestra la Tabla 4-1:

Tabla 4-1. Clasificación de resultados.

Categoría	Tiempo máximo para actuar	Observación
Urgente	Dos Semanas	BDV < 15kV / 2,5 mm Acidez > 0,3 mg KOH / g aceite Color de aceite negro oscuro / gris Desbalance > 25 % Aterrizamiento > 1,73 OHM Sobrecarga > 100%
Peligroso	Un mes	BDV 15 - 30 kV / 2,5 mm Acidez 0,2 - 0,3 mg KOH / g aceite Sobrecarga 80 - 100%
Malo	Tres Meses	BDV 30 - 40 kV / 2,5 mm Acidez 0,1 - 0,2 mg KOH / g aceite Desbalance 25 %

Bueno	-	BDV > 40 kV / 2,5 mm Acidez < 0,1 mg KOH / g aceite Desbalance < 25 % Aterrizamiento < 1,73 OHM
--------------	---	--

Fuente: Asset management improvement in distribution station [67].

El siguiente paso es la identificación de las causas de las fallas. La causa raíz de las fallas se debe comparar con los datos estadísticos. Luego es indispensable identificar todos los riesgos de falla realizando la matriz de riesgo.

Después de realizar la inspección a 1000 transformadores, se encontró que el 10% encajaban entre el grupo de reparaciones urgentes. Hubo cuatro principales preocupaciones:

1. Calentamiento excesivo en la cuba de los transformadores: causado por exceso de carga, ausencia de ventilación o disminución del nivel de aceite. Se corrigió mejorando la ventilación, redistribuyendo cargas a subestaciones de distribución cercanas y completando el nivel de aceite cuando fue necesario.
2. Altas temperaturas en las uniones y conexiones: se reemplazaron conectores y ajustaron conexiones.
3. Mala acidez y rigidez dieléctrica del aceite: si la prueba muestra que el aceite es demasiado ácido o altas cantidades de monóxido de carbono o metano y etileno el transformador se reemplaza por uno nuevo.
4. Fugas de aceite: si se presentan fugas de aceite el transformador se reemplaza por uno nuevo y el cambiado es reparado para un próximo uso.

Una vez terminadas las inspecciones y realizado las correcciones, la atención se centraliza en la actualización de la información. Otra actividad importante a realizar, es cambiar la mentalidad de los empleados para que tomen conciencia de la importancia de mantener los datos actualizados. Tomar las medidas antes nombradas tuvo como resultado una disminución considerable en las fallas en transformadores de distribución.

Modelo Y. YANG, M. TALIB y otros [55]

Consiste en tres diferentes niveles. El primer nivel se basa en la detención de síntomas, mediante diagnóstico en línea realizando la evaluación del aislamiento del aceite y el rendimiento físico, térmico y operativo. El segundo nivel consiste en realizar un diagnóstico a un número de transformadores seleccionados sin carga utilizando técnicas básicas de medida. El tercer nivel es mucho más complicado; consiste en realizar pruebas de respuesta en frecuencia y evaluación de descargas parciales. Los resultados de las condiciones de cada transformador se evalúan y se crea un índice de salud del mismo, para brindar soluciones de ingeniería y una dirección a la gestión de activos de la red.

La combinación de diagnósticos químicos y eléctricos puede proporcionar una mejor evaluación de las condiciones del transformador. Cualquier falla en el núcleo, devanados o cambiador de derivaciones del transformador puede ser diagnosticado por mediciones en la corriente de excitación, resistencia de devanados, relación de transformación y resistencia de aislamiento. Las Descargas Parciales (PD) en el devanado, núcleo y otras partes activas del transformador son detectadas directamente por la medición en línea de descargas parciales ya sea por la detección de señales acústicas o por la medida de señales eléctricas. La estructura mecánica es revisada mediante el Análisis de Respuesta en Frecuencia (FRA). Los problemas en el aislamiento son detectados mediante el factor de disipación dieléctrica, tangente delta, o por técnicas de Medida de la Recuperación de Tensión (RVM) y por Espectroscopia Dieléctrica de Frecuencia (FDS). Finalmente, condiciones térmicas como bloqueos del sistema de refrigeración, desconexiones eléctricas, desbalance de cargas y puntos calientes de temperatura son detectados mediante pruebas de infrarrojos o cámaras térmicas. En la Tabla 4-2 se muestra la clasificación para el Índice de Salud del Transformador (THI) utilizado.

Tabla 4-2. Clasificación del índice de salud en transformadores.

THI	Indicador	Acción recomendada
$85 \leq \text{THI} \leq 100$	Bueno	Continuar con el mantenimiento normal
$55 \leq \text{THI} < 85$	Favorable	Realizar mantenimientos con intervalos de 6 meses o según sea recomendado por un experto
$10 \leq \text{THI} < 55$	Malo	Realizar evaluaciones de segundo nivel
$\text{THI} < 10$	Muy malo	Realizar evaluaciones de tercer nivel

Fuente: TNB experience in condition assessment and life management of distribution power transformers

De los 707 transformadores evaluados, 63 pasaron a la segunda etapa y de ellos 50 pasaron a la tercera. Se encontró que los transformadores con más años de uso presentaban mayor deterioro del aislamiento, aunque algunas unidades de menos de cinco años de uso también presentaban problemas. Basados en las condiciones de los transformadores se recomendaron acciones correctivas como: reemplazar o re-manufacturar transformadores, el aceite o incluir monitores de gases disueltos. Este modelo representa un gasto considerable en algunas de sus pruebas por lo que solamente es viable para transformadores de gran potencia (algunos transformadores de distribución entrarían en este rango).

4.1 Modelos de diagnóstico en línea.

Gracias a la evolución de los sistemas de monitoreo, los encargados de la operación y diagnóstico de la red pueden concentrarse en otras tareas ayudando de esta manera a reducir costos a las compañías.

El objetivo del monitoreo en tiempo real, es proveer información focalizada sobre el diagnóstico de los transformadores para poder realizar labores de mantenimiento antes de que ocurra alguna falla. Aquí las señales análogas son digitalizadas y transmitidas a un servidor. Las mediciones se realizan en el orden de los milisegundos. Algunos de los valores computarizados son: tasa de envejecimiento, sobre carga, cambio en la capacitancia de los bujes, etc.

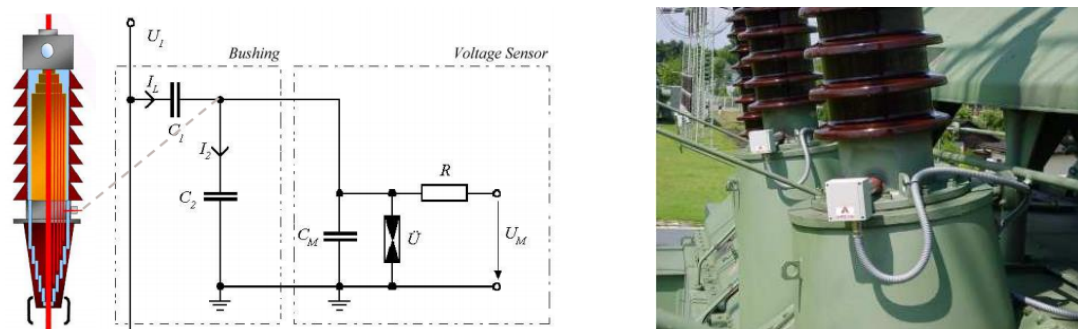
Los beneficios de un diagnóstico en línea son:

- Mejora con respecto al mantenimiento periódico (tiempo y dinero)
- No se corta el suministro (servicio continuo)
- Mantenimiento en servicio (se pueden tomar datos en tiempo real)
- Minimizar acciones de reparación

Modelo T. STIRL y otros [68]

Este modelo se basa en el monitoreo en línea de los bujes del transformador, ya que estos, mantienen sometidos a un gran estrés mecánico, térmico y eléctrico, se utiliza para identificar cambios en su capacitancia y de esta manera anteponerse a fallas mediante el mantenimiento predictivo. Un pequeño cambio en su aislamiento podría ocasionar alteraciones en el estado de operación del sistema. Se presentan valores típicos de la capacitancia y tangente delta ($\tan \delta$) en transformadores. La medición se realiza a través de un sensor de tensión, el cual se instala en los bujes del transformador sin afectar su funcionamiento y al no poseer componentes electrónicos, no es sensible a las emisiones electromagnéticas. Se utiliza principalmente en transformadores de potencia pero algunos transformadores de distribución de gran potencia poseen estos sensores.

Figura 4-1. Medición de Capacitancia en los bujes del transformador



Fuente: On-line Condition Monitoring and Diagnosis for Power Transformers their Bushings, Tap Changer and Insulation System [68].

Para medir el cambio en la capacitancia de los bujes se realiza una medición de la tensión trifásica, donde cada tensión es comparada con las otras dos (ver Figura 4-1). Con este método se logró prevenir una falla en campo al mostrar un cambio de 3,6% en la capacitancia en comparación con una referencia. En cuanto a la medición de $\tan \delta$, debe realizarse con alta resolución, ya que un pequeño cambio de 0,1% representa un desfase de $0,057^\circ$. Adicionalmente, la medición debe tener intervalos de tiempo de $10\mu s$ para poder detectar todos los pases por cero de la tensión AC.

Modelo CIGRÉ [54]

El objetivo principal es identificar defectos en una etapa temprana, antes de que se presente un daño significativo, lo que impide que se presenten consecuencias costosas. El conocimiento de la ubicación de una falla permite evaluar la viabilidad, los costos y el riesgo de su reparación. Un aspecto importante del monitoreo en línea es que se tienen datos más precisos y se reduce la posibilidad de errores humanos de cálculo. Este modelo se basa en los siguientes datos:

1. Medición de puntos calientes
2. Análisis de gases disueltos
3. Monitoreo de descargas parciales (Acústico o eléctrico)
4. Medición tangente delta y capacitancia en bujes
5. Monitoreo de sistema de refrigeración
6. Humedad en el aceite
7. Fuerza de sujeción
8. Monitoreo de cambiador de tap bajo carga (tiempo de acción, temperatura del aceite, posición).

La metodología sugerida sigue el mismo proceso que una persona que se siente enferma: Hay un síntoma, se realiza un diagnóstico y se busca una cura. Es importante realizar una evaluación de las condiciones del transformador, la Tabla 4-3 es un ejemplo de cómo se debería realizar esta evaluación:

Tabla 4-3. Evaluación de la condición en transformadores.

Condición	Definición
Normal	No presenta problemas ni evidencia de degradación. No se justifica una acción remedial.
Envejecido	Aceptable pero no implica que esté libre de defectos
Defectuoso	No hay un impacto significativo a corto tiempo, pero el tiempo de vida se va a ver reducido si no se toman acciones al respecto.
Imperfecto	Puede continuar en servicio, pero su confiabilidad no es la mejor. Se podría o no mejorar mediante acciones correctivas
Falla	No puede seguir en servicio. Requiere una acción de reparación (puede que sea más económico reemplazarlo).

Fuente: Guidelines for Life Management Techniques for Power Transformers [54].

En la primera etapa, se debe descifrar si el comportamiento es normal o no, para ello se puede utilizar el proceso de monitoreo DGA (Análisis de gases disueltos) o una prueba del factor de potencia. Una vez identificado el problema se debe saber si es grave para tomar acciones correctivas inmediatas o si se puede programar un futuro mantenimiento. Luego se evalúan las condiciones en los subsistemas. Estos sub-sistemas son: corriente nominal, estructura mecánica, bujes, circuito electromagnético, sistema dieléctrico, sistema de refrigeración, cambiador de tap bajo carga, protecciones y sistema de preservación y expansión del aceite. Por último se establece el estado final del transformador con la ayuda de herramientas computacionales como sistemas basados en estadística, algoritmos o sistemas expertos. La mayoría de estos métodos se basa en una referencia, una vez la referencia cambie se interpreta como una falla en el equipo. El principal problema, es que no siempre es posible distinguir entre una falla o un resultado inusual o si la falla es lo suficientemente peligrosa o no.

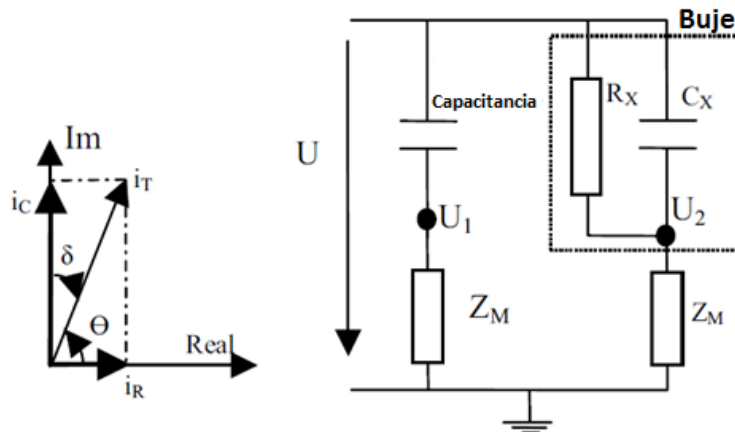
El transformador es un conjunto de subsistemas como se mencionó anteriormente, por esto es importante reconocer que cada subsistema tiene sus propios modos de falla para los cuales se debe identificar el método con el cual se debe proceder para realizar su reparación. Debido a que algunas de las pruebas implementadas en este modelo no son viables respecto al costo beneficio de transformadores de distribución pequeños, solo se aplica a los de mayor potencia.

Modelo A. SETAYESHMEHR y otros [69]

La mayoría de los bujes son tan viejos como el transformador, por esta razón el monitoreo de los bujes es una buena técnica para determinar el estado del transformador. El factor de potencia y la capacitancia, son los mejores indicadores de las condiciones de los bujes y el puente de Schering es el método más famoso para realizar estas mediciones. Al aplicar una corriente alterna en un aislante se genera una pérdida dieléctrica, sin importar las condiciones del aislamiento, estas pérdidas son mayores en aislamientos con fallas o que llevan mucho tiempo en uso. Estas pérdidas son medidas mediante el factor de potencia o factor de disipación,

más conocido como $\tan \delta$. Al aplicar una tensión de AC en el aislamiento se genera una corriente con dos componentes, uno resistivo y otro capacitivo. El factor de disipación ($\tan \delta$) es la relación de la corriente resistiva a la corriente capacitiva, y el factor de potencia es la relación de la corriente resistiva a la corriente total.

Figura 4-2. Medición de $\tan \delta$ y factor de potencia



Fuente: On-line Monitoring and Diagnoses of Power Transformer Bushings [69].

Como se aprecia en la Figura 4-2, el buje del transformador es conectado a tierra mediante la impedancia de medición adecuada Z_M . Una variación en el ángulo y amplitud de la tensión de referencia U_2 indicara un cambio en las pérdidas del aislamiento. El voltaje de referencia se puede obtener mediante tres métodos: la suma de tensión entre los tres bujes, la tensión del punto neutro del lado de alta del transformador y el tercer método es tomar la tensión de referencia U_1 de la capacitancia formada por el espacio de aire del sensor conductivo. Luego al comparar las tensiones U_1 y U_2 se pueden conocer algunos indicadores de un cambio en las condiciones de los bujes.

Para realizar la medición del factor de potencia y $\tan \delta$ de un transformador de distribución, se puede utilizar un Sensor Capacitivo No Invasivo (NICS: Non-invasive Capacitive Sensor). NICS es una lámina conductiva delgada instalada sobre la superficie de porcelana de los bujes, cerca del potencial de tierra. Adicionalmente, es necesario utilizar un sensor capacitivo con espacio de aire (AGCS: Air Gap Capacitive Sensor), el cual debe estar aislado del punto de tierra y posicionado verticalmente con respecto a la superficie de porcelana (ver Figura 4-3). Con este sensor y un cable de alta tensión se crea un capacitor con espacio de aire el cual proporciona una señal de tensión de referencia. Esta señal de referencia no varía considerablemente con cambios de tensión en la red, pero si cuando existe una falla dentro del transformador (ver ANEXO 1).

Figura 4-3. Instalación de sensor para la medición de $\tan \delta$ y factor de potencia



Fuente: On-line Monitoring and Diagnoses of Power Transformer Bushings [69].

En [69] se realizó el monitoreo en línea a varios transformadores, y se encontró que la utilización de este método cuando se utiliza el punto neutro como referencia encuentra fallas en los bujes pero se dificulta la medición del factor de potencia y la capacitancia ($\tan \delta$).

A la hora de realizar el monitoreo en línea de los bujes del transformador, es importante tener la medición inicial de la capacitancia de los mismos para poder detectar cualquier anomalía. En el caso en que no se posea el dato de la capacitancia cuando el transformador estaba nuevo y se requiera hacer mediciones, es recomendable, desconectar el transformador y realizar las mediciones correspondientes para tener una medición más precisa y luego proceder con el monitoreo en línea; con ello se garantiza que se utilicen valores de referencia correctos [70]. Esta metodología es similar a la presentada por Stirl [68] pero gracias a su sencillo sensor es posible aplicarlo transformadores de distribución.

Modelo B. FLYNN [71]

Además de los modelos de mantenimiento anteriormente conocidos, este presenta un grupo de sub-modelos que al usarlos conjuntamente se logra un adecuado mantenimiento.

Sub-modelo de corriente de carga, se encarga de realizar mediciones cada segundo de la corriente máxima y promedio de los devanados, brindando alarmas en caso de que haya una anomalía en el transformador monitoreado.

Sub-modelo de potencia aparente, calcula la potencia aparente promedio mediante mediciones de corriente y tensión. Genera una alarma cada vez que alguno de los límites es alcanzado.

Sub-modelo de temperatura de devanados, es basado en las guías IEEE C57.91-2011 - IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers [27] and Step-

Voltage Regulators Sección 7.2.5, Ecuaciones 16, 17, 18,19 e IEC 60076-7:2005 Loading guide for oil-immersed power transformers. De acuerdo con estas guías, el modelo calcula los puntos calientes de temperatura en los devanados, generando alarmas de ser necesario. Si solo se cuenta con un punto de medición de temperatura se daría una alarma en caso de pasar el HST.

Sub-modelo de envejecimiento del aislamiento, se basa en las guías de la IEEE para calcular los datos de envejecimiento de los transformadores (IEEE C57.91-2011 sección 5.2) para dos métodos diferentes (diarios y acumulativos).

El modelo general propone varios casos de estudio, donde se realizan diagnósticos on-line y off line utilizando la información suministrada por los sub-modelos existentes, SCADA y un sistema inteligente para entregar una respuesta al comportamiento de los transformadores de una subestación. De esta manera demuestra que hay diversas maneras de realizar las comunicaciones y monitoreo de los principales elementos de los transformadores de una subestación.

Modelo P. HYLAND [72]

Se propone un método de modelado de carga en transformadores de distribución, basado en mediciones de temperatura combinadas con la interpretación de las facturas de servicios públicos, de esta manera se evalúa el peligro de una sobrecarga en transformadores ya que se conoce el consumo de cada usuario conectado al transformador y su temperatura promedio.

Modelo A. G. LEAL y otros [73]

Se presenta un sistema de gestión de transformadores de distribución, el cual mediante su curva de carga y mediciones remotas, indica que transformadores están subcargados y cuales con sobrecarga, a la vez que realiza el cálculo de la perdida de vida de los mismos, generando alarmas cada vez que un transformador este subcargado o cuando se aproxime el tiempo de sustituirlo o reemplazarlo por uno de mayor carga.

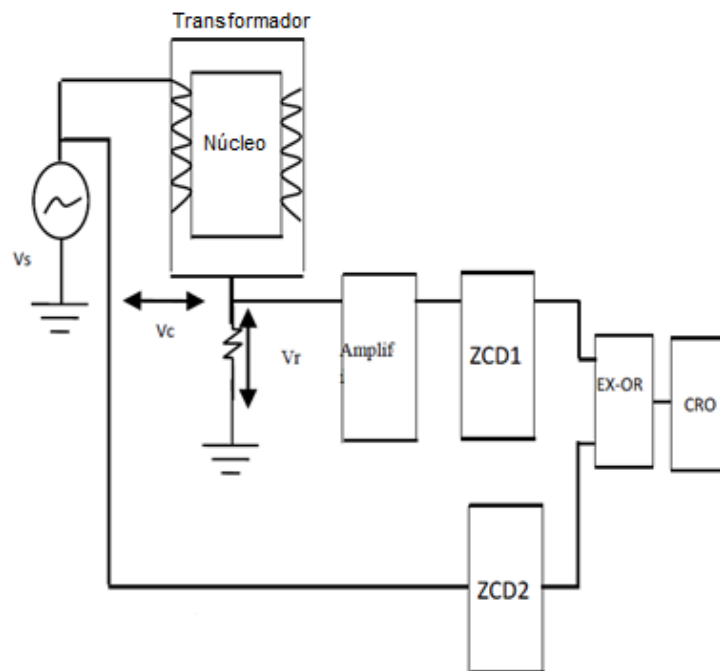
Modelo P. KASARI y otros [74]

Según los autores, cuando se desea realizar el monitoreo en línea de un activo de red se deben tener las siguientes consideraciones:

1. El sensor debe ser no invasivo.
2. El sistema de sensores e instrumentación debe ser fiable.
3. El diagnóstico debe ser fiable.
4. La gravedad del problema debe ser calificada
5. Se debe estimar el tiempo de vida restante.
6. Realizar una predicción de las causas fundamentales de la falla a través de la información en línea suministrada por los sensores, etc.

Se propone el esquema de la Figura 4-4 para realizar la medición de $\tan \delta$ en el transformador.

Figura 4-4. Diagrama de bloque



Fuente: Transformer winding insulation measurement using phase difference technique [74].

El amplificador sirve para aumentar la magnitud de la señal y las corrientes de DC presentes en la misma, los Detectores de Paso por Cero o ZCD (del inglés Zero Crossing Detectors) se encargan de identificar los ruidos para no ser tenidos en consideración, la compuerta X-OR compara las señales y encuentra la diferencia de fase entre las dos señales, finalmente, el optoacoplador CRO es el encargado de prohibir el paso de señales de la salida hacia la entrada, en otras palabras aísla las zonas de alta y baja tensión. V_s es la tensión de la fuente y V_c es la tensión a través del condensador, además se conecta una gran resistencia para obtener la tensión V_r en términos de micro o nano Amperes. Se realizó una prueba de calentamiento de los devanados donde se obtiene la gráfica de la capacitancia de los mismos, la cual decae con el aumento de la temperatura, demostrando que las altas temperaturas afectan de manera considerable la vida del aislamiento y en consecuencia la vida útil de los transformadores, además se encuentra que la medición de la capacitancia en los devanados es de gran importancia para el monitoreo en línea.

Modelo G. JAISWAL y otros [75]

Este método consiste en la lectura de tres (3) variables del transformador de distribución: nivel de aceite, tensión y corriente. A cada uno de los parámetros monitoreados se les distribuye en sub-grupos; es decir, la tensión se divide en alta media y baja al igual que los otros parámetros. Gracias a esta clasificación, se calcula un índice de salud basado en reglas lógicas con la ayuda del algoritmo fuzzy. Este índice de salud (HI) se clasifica dentro de tres (3) rangos: bueno, si está por

encima del 75%, una condición de operación justa entre el 25% y el 80% y una condición pobre, debajo del 35%. Cuando el HI se encuentre entre los límites de una condición u otra, el algoritmo ayuda a dar el veredicto final. Gracias al HI el jefe de mantenimiento decide cuando realizar adecuaciones a los transformadores de distribución.

Modelo G. SINGH y S. AGGARWAL [76]

Los autores proponen un sistema de monitoreo a transformadores de distribución utilizando un dispositivo que integra varios sensores y cuenta con módulos de comunicación inalámbrica compatible con smart grids. Se recolecta información en tiempo real de parámetros como temperatura, nivel de aceite, luz infrarroja (humedad) y un medidor de energía, adicionalmente para la comunicación se utiliza radios de baja potencia y módulos GPRS. Los datos obtenidos gracias al monitoreo son: tensión, corriente, nivel de armónicos, nivel de aceite, temperatura, etc. Con el sensor infrarrojo se identifica el color del gel de sílice que poseen algunos transformadores para determinar el nivel de humedad del activo. Toda esta información es recolectada para un grupo de transformadores dispuestos en un radio cercano, estos envían la información a un módulo principal desde el cual se envía la información al centro de control. Gracias a este proceso, se cuenta con datos importantes para la toma de decisiones sobre el próximo mantenimiento de cada activo de red.

4.2 Clasificación de las metodologías

Según las diferentes metodologías encontradas y presentadas para la gestión de activos a transformadores, la Tabla 4-4 realiza una comparación entre los datos de entrada requeridos por cada una de ellas:

Tabla 4-4. Comparación de métodos para la gestión de activos en transformadores.

Autor	Datos de entrada								
	Pruebas físico químicas	Pruebas eléctricas	Análisis de gases disueltos	Revisión térmica	FRA	Tan δ	Historial de fallas o eventos	Inspección Visual	Recolección de datos en línea
D. PANGARIBUAN	✓	✓	✓	✓	□	□	✓	✓	□
Y. YANG	✓	✓	□	✓	✓	✓	✓	✓	✓
T. STIRL	□	✓	□	✓	✓	✓	□	□	✓
CIGRÉ	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	□	✓
A. SETAYESHMEHR	□	✓	□	□	✓	✓	✓	□	✓
B. FLYNN	✓	✓	□	✓	□	□	□	□	✓
P. HYLAND	□	□	□	✓	□	□	✓	□	✓

A. G. LEAL	☐	☐	☐	☐	☐	☐	✓	☐	✓
P. KASARI	☐	✓	☐	✓	☐	✓	✓	☐	✓
G. JAISWAL	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	☐	✓
G. SINGH	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	☐	✓

Fuente: Propia.

Para seleccionar una metodología, se debe considerar que datos de entrada son asequibles y la existencia o no, de los instrumentos adecuados para la toma de los mismos, además, como se pretende realizar el diagnóstico bajo redes inteligentes de energía, se propone que la metodología cuente con toma de datos en línea. Según [77], las principales empresas del sector eléctrico vallecaucano cuentan con infraestructura y tecnología para la toma de pruebas fisicoquímicas, eléctricas y de contenido de Gases Disueltos en el Aceite (GDA). Sin embargo algunas de estas pruebas son muy costosas si las comparamos con el precio de un transformador de distribución. Por estas razones y tratando de escoger un método que brinde la mayor información posible, de una manera económica y sencilla, se continúa con las metodologías:

- ✓ Modelo de G. JAISWAL
- ✓ Modelo de G. SINGH

Ahora se procede a mostrar las ventajas y desventajas que presenta cada una de ellas (ver Tabla 4-5):

Tabla 4-5. Ventajas y desventajas de los métodos escogidos.

Método	Ventajas	Desventajas
G. JAISWAL	- Clasifica los estados del transformador. - Brinda una respuesta del estado actual del transformador. - Realiza monitoreo de las diferentes variables en línea. - Realiza medición de todos los parámetros eléctricos y térmicos.	- Se cuenta con pocos datos para tomar una decisión acertada. - El índice de salud tiene pocas recomendaciones respecto a la acción correctiva.
G. SINGH	- Posee una clasificación sencilla del estado del transformador. - Realiza medición de todos los parámetros eléctricos y térmicos. - Presenta una metodología sencilla para hallar el índice de salud del transformador. - Agrupa transformadores para ahorrar recursos en el envío de datos. - Realiza monitoreo de las diferentes variables en línea.	- Se utiliza principalmente en transformadores con tanque de sílice. - Se deben seguir una serie de pasos para llegar a una conclusión final sobre el estado del activo.

Fuente: Propia.

Al presentar un índice del estado del transformador y una medición de gran parte de los parámetros requeridos para realizar un diagnóstico de manera más sencilla y económica, el método G. SINGH nos brinda mayor facilidad de aplicación en el sector eléctrico vallecaucano, principalmente debido a la facilidad de las mediciones ya que solo se utilizan cuatro datos para evaluar el estado del transformador de distribución. También es importante el hecho de que se pueden formar grupos de transformadores para enviar la información en conjunto, reduciendo gastos en transferencia de datos. En esta investigación se sugiere la implementación del índice de salud al método escogido ya que arroja un resultado del estado del activo y brinda la posibilidad de realizar un mantenimiento antes de que ocurra una falla ofreciendo confiabilidad, uno de los pilares de las redes inteligentes de energía. En cuanto a su implementación, se sugiere revisar alguna de las opciones de comunicación brindadas en el capítulo 5 para tener una medición aplicable a

transformadores pequeños de distribución y una mayor velocidad en la obtención de la información.

4.3 Transformadores inteligentes (Smart Transformers)

Como una solución alternativa para realizar monitoreo online y para corregir problemas de armónicos y sobretensiones ocasionadas por la carga de vehículos eléctricos y el uso de fuentes de generación distribuida, se han desarrollado los transformadores de estado sólido o transformadores inteligentes. Estos se encargan de transformar la corriente alterna en corriente continua, para nuevamente convertirla en corriente alterna, controlando mediante pulsos la onda de tensión y al mismo tiempo filtrando los armónicos provenientes de algunos convertidores.

Actualmente existen en el mercado algunos transformadores inteligentes como el presentado en [78] o instrumentos para la gestión de mantenimiento encargados de monitorear y enviar datos a un servidor para realizar la gestión de activos de transformación. A pesar de su eficiencia y su tecnología, los ST no son populares debido a su alto costo en comparación con los transformadores de distribución convencionales. Actualmente se realizan pruebas con nuevos materiales con el objetivo de reducir su costo de producción.

En [79] se presenta una tabla donde se comparan los transformadores de distribución con y sin cambiador de taps y los transformadores inteligentes (ST: del inglés Smart Transformers). En esta se pueden evidenciar las grandes ventajas que tienen los ST sobre los transformadores convencionales (ver Tabla 4-6).

Tabla 4-6. Resumen de funciones soportadas por transformadores.

Característica	Transformador convencional	Transformador convencional con cambiador de taps bajo carga	Smart Transformer
Reducción de pérdidas de la red	Parcialmente	Si	Si
Mejora en capacidad acoger VE y Paneles solares	Parcialmente	Parcialmente	Si
Elimina armónicos de tensión	No	No	Si
Reduce desbalances de tensión	Parcialmente	Parcialmente	Si
Mitigación de Flicker	No	No	Si
Mitigación de fluctuación de tensión mayor a un minuto	No	Parcialmente	Si
Aislamiento de Fallas	No	No	Si
Confiabilidad en el suministro	No	No	Si

Fuente: Improving Photovoltaic and Electric Vehicle Penetration in Distribution Grids with Smart Transformer [79].

Además, los autores realizaron una simulación en Matlab™ de dos escenarios, uno donde se conectan vehículos eléctricos (VE) a la red y el segundo escenario comprende la conexión de VEs y generadores fotovoltaicos (PV). Se concluye que es mejor una acción combinada de VEs y PVs para que las caídas de tensión no salgan de los límites, además se encontró que la regulación de la tensión del sistema se realiza mejor con un ST que con un transformador con cambiador de taps bajo carga, gracias a su rápida velocidad de respuesta.

En [80], se presenta un ejemplo de diseño de un transformador de modulación por ancho de pulso (PWM) AC-AC 480/120 V de 5kVA capaz de controlar el 50% de los sags y swells a los que está sometido, presentando ventajas sobre los transformadores convencionales y con un menor grado de distorsión armónica. Aunque a su entrada haya señales distorsionadas debido a las cargas no lineales, con este dispositivo se logra corregir la forma de la onda seno a la salida del mismo.

Gouda y otros [81], estudian las características de cargas no lineales para determinar un Factor de Pérdidas por Armónicos (FHL: Harmonics Loss Factor) de los transformadores diferente de 1 (valor estándar), para de esta manera, soportar mayores niveles de armónicos. Según la definición de la IEEE Std. C57.110-2008 [82], este factor es la “puntuación aplicada opcionalmente a un transformador que indica su idoneidad para el uso con cargas que contienen corrientes no sinusoidales”. Como resultado de las mediciones donde se encuentran grandes contenidos de armónicos, los autores concluyen que lo mejor es reemplazar los transformadores existentes por otros que soporten mayores niveles de pérdida de armónicos siendo los ST una buena alternativa.

RESUMEN DEL CAPÍTULO

- Se presentan los modelos de diagnóstico con y sin carga en transformadores.
- Se presentan los modelos que necesitan comunicaciones brindadas por las redes inteligentes de energía.
- Se realiza la clasificación de los modelos de acuerdo a las pruebas realizadas en cada uno.
- Se selecciona el modelo que presenta los mejores resultados y que puede ser aplicable en smart grids.
- Finalmente se presenta una alternativa, que consiste en los transformadores de estado sólido o transformadores inteligentes.

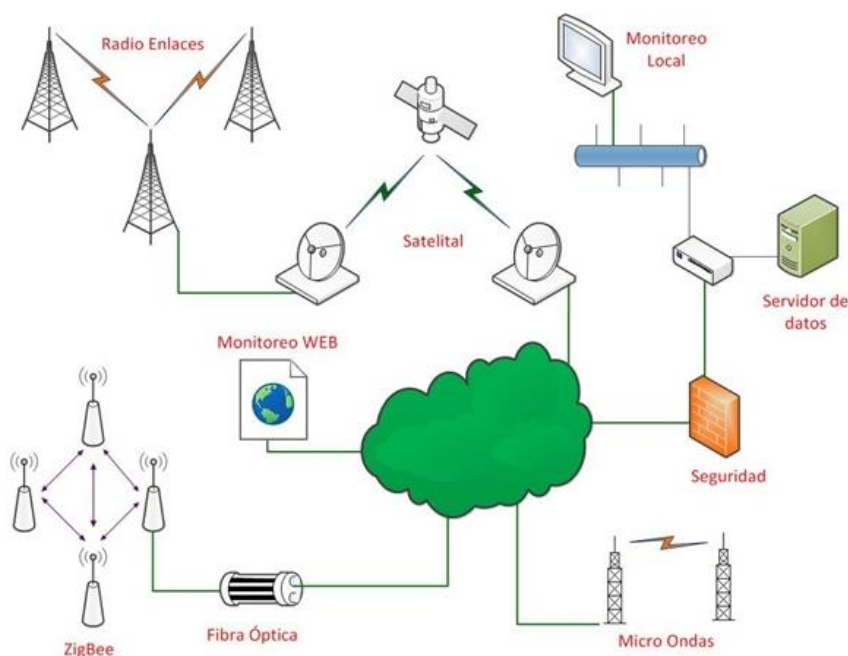
5 COMUNICACIONES EN SMART GRIDS

Una vez conocidas las variables a monitorear y los métodos propuestos para llevar a cabo un diagnóstico eficiente a transformadores de distribución, es importante conocer los medios existentes para el transporte de los datos utilizados actualmente en las redes inteligentes de energía.

Gracias a las smart grids, los diferentes equipos que componen una red de distribución se pueden comunicar entre ellos en tiempo real (en el orden de los milisegundos), logrando de esta manera obtener grandes cantidades de información, la cual manejada de una manera correcta, se puede utilizar para realizar una adecuada gestión de activos de red. Adicionalmente, la instalación de medidores inteligentes, permitirá el intercambio de información entre usuarios y empresas prestadoras del servicio, brindando mayor información sobre consumos y ofreciendo servicios de desconexión remota de electrodomésticos.

En décadas pasadas, los transformadores de potencia eran los únicos que se gestionaban de manera inalámbrica, aprovechando las comunicaciones instaladas en las subestaciones. Actualmente, gracias a las distintas tecnologías de comunicación, se hace mucho más fácil gestionar los transformadores de distribución. En la Figura 5-1 se observan algunas de estas tecnologías de comunicación como lo son la fibra óptica, GSM, PLC, GSM, entre otras.

Figura 5-1 Comunicaciones en redes inteligentes de energía.



Fuente: <http://www.telemetry.com.mx/sector-eleacutectrico.html>

5.1 Tecnologías de comunicación existentes

Fibra Óptica

Es el medio de transmisión de comunicaciones más utilizado, debido a que por un solo hilo de fibra óptica se pueden enviar millones de bits por segundo. Está compuesta de varios filamentos de vidrio o plástico, los cuales llevan información mediante haces de luz haciéndolos inmunes a los campos electromagnéticos. Permite llevar señales a distancias 10 veces mayores que los cables coaxiales y posee capacidad de transmisión 1000 veces mayor a la satelital con tiempos de retardo del orden de 100 ms en comparación con los 500 ms de las transmisiones satelitales [83].

PLC (Power Line Communications)

Utiliza las líneas de energía como transporte de comunicaciones a altas frecuencias. Su principal inconveniente es que la señal de alta frecuencia se perdería al pasar por los transformadores de distribución, es por eso que se deben utilizar repetidores para poder llegar hasta los usuarios finales. Su velocidad se encuentra en el orden de los Mega Herz. Es necesario utilizar algoritmos de cifrado de seguridad para evitar inconvenientes, debido a que estas señales pueden ser leídas fácilmente desde distintos puntos de la red [Salvador Sánchez, G. 2009. Medición del ruido en la línea de transmisión eléctrica generado por electrodomésticos, para aplicaciones de PLC [84].

GSM (Global System for Mobile)

Es uno de los estándares digitales inalámbricos 2G más importantes del mundo. El GSM está presente en más de 160 países y según la asociación GSM, tienen el 70 por ciento del total del mercado móvil digital. Con esta tecnología se puede enviar audio, datos, mensajes de texto, videos, entre otros. Actualmente en Colombia existen las tecnologías 3G y 4G con las cuales se puede enviar una mayor cantidad de datos en un menor tiempo.

Radio Enlace

Son sistemas de comunicaciones entre puntos fijos situados sobre la superficie terrestre, que proporcionan una capacidad de información con determinadas características de calidad y disponibilidad. Su rango de trabajo es entre los 800MHz y 42Ghz. Para su adecuado funcionamiento, es necesario contar con antenas que transmitan la información sin obstáculos entre ellas.

ZigBee

Es una tecnología inalámbrica de corto alcance y bajo consumo basada en el estándar 802.15.4 de redes inalámbricas de área personal. Puede alcanzar una tasa de transferencia de datos de 20 a 250 kbps en un rango de 10 a 75 metros. En una red ZigBee pueden haber hasta 254 nodos, por lo que se pueden crear hasta 255

grupos de nodos con lo cual se puede llegar a tener 64770 nodos para lo que existe la posibilidad de utilizar varias topologías de red: en estrella, en malla o en grupos de árboles.

Adicionalmente a las tecnologías antes descritas, en [85] se presenta el modelo para el monitoreo en línea para transformadores de subestaciones mencionado en la IEC 61850. En él, se indican diferentes posibilidades para la comunicación tanto interna al dispositivo que digitaliza las señales como externa. La implementación del monitoreo en línea a las protecciones se puede realizar de distintas maneras. Basada en la transferencia de las señales de corriente análoga y los contactos de tensión al sistema de protección, mediante distintos protocolos como el Modbus, IEC 60870-5-104 [86], IEC 60870-5-101 [87], entre otros o como es utilizado actualmente, basándose en la IEC 61850 [88], la cual utiliza TCP/IP con una velocidad de 100 Mbs en Ethernet. En conclusión, el protocolo de comunicación de la IEC brinda una operación confiable, segura y de manera optimizada de los transformadores.

Cuando se realiza comunicación por las líneas de potencia, existe la posibilidad de encontrar armónicos que impiden realizar una buena lectura de la información, en [89] se presentan algunos métodos de detección de señales que incluyan armónicos con los cuales se puede separar la información de los armónicos logrando una adecuada comprensión de los datos. En [90] se describen los beneficios de realizar la comunicación de los sensores para monitoreo en línea por medio de la tecnología WI-fi.

Dado que la prueba de FRA es un barrido de frecuencia que arroja un diagrama de bode donde el eje de la x es frecuencia y el eje y es magnitud. Al realizar esta prueba en línea, las capacitancias de los bujes pueden interferir con el comportamiento de la frecuencia de los devanados [91]. De acuerdo a esto, se debe saber diferenciar la interferencia que esto pueda causar. Después de realizarse la medición en línea de varios tipos de capacitancia en bujes se determinó que los bujes con mayor capacitancia tienen menor influencia en la prueba de FRA, especialmente en bajos rangos de frecuencia.

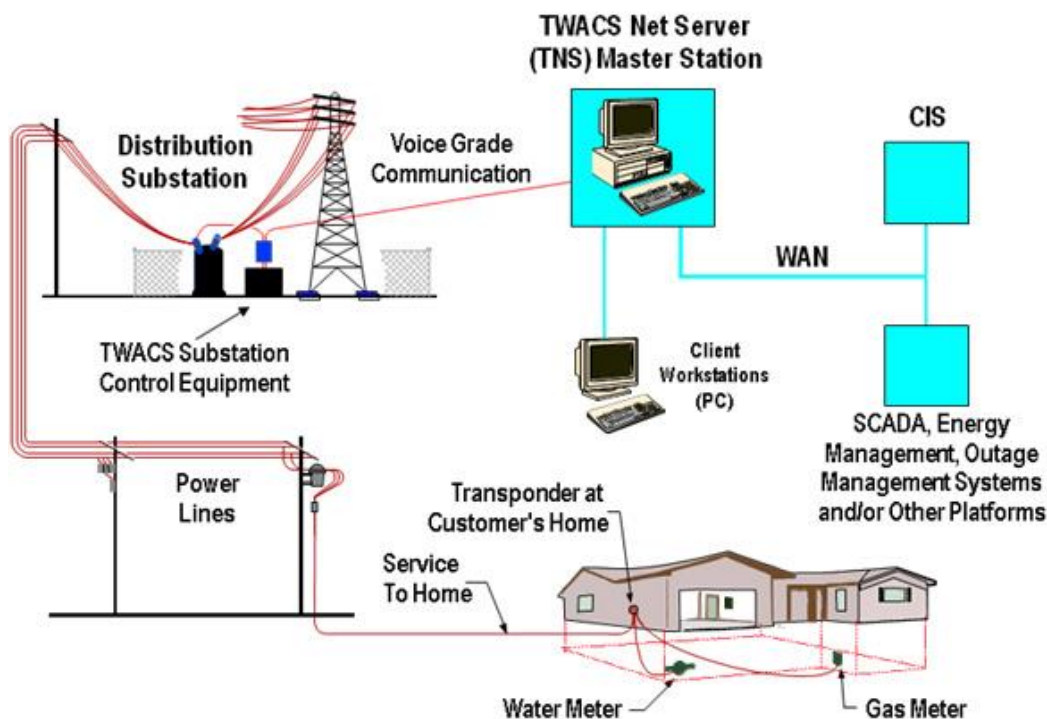
5.2 Sistema de Medición AMI TWACS

El principal problema de las comunicaciones a través de PLC es que se hace necesario el uso de repetidores en los transformadores para no perder la comunicación, ya que estos están diseñados para el paso de señales de 50Hz o 60Hz evitando el paso de otro tipo de frecuencias más altas. Para resolver este inconveniente, la empresa estadounidense ACLARA diseñó el sistema de comunicación TWACS, el cual es bidireccional y utiliza las líneas eléctricas para transportar datos de AMI (Advances Metering Infrastructure). Esta información

puede viajar a través de la tecnología PLC sin necesidad de utilizar repetidores en los transformadores (ver Figura 5-2).

Este sistema de medición avanzada se compone de una estación principal de información TWACS Net Server, equipos de control en las subestaciones y medidores inteligentes.

Figura 5-2 Medición mediante el sistema TWACS



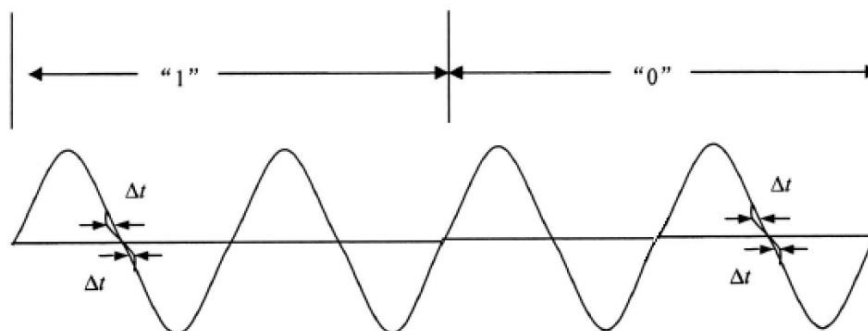
Fuente: ACLARA (www.aclara.com)

La tecnología TWACS puede tomar datos en intervalos hasta de 15 minutos de medidores eléctricos, de agua, de gas y facilita servicios adicionales tales como el control de carga y la respuesta a la demanda además de otros datos del sistema.

El sistema de comunicación automático de dos vías o por sus siglas en inglés TWACS está basado en la comunicación a través de las redes de potencia. Posee ciertas ventajas en comparación con otras tecnologías de comunicación por líneas eléctricas como el bajo costo, transmisión de datos a grandes distancias y gran capacidad de soportar disturbios. Este sistema puede ser utilizado en la medición de datos de acueducto y energía, control y estudio de cargas, monitoreo de demanda, conmutación de bancos de condensadores, registro de salidas o cortes de energía, detención de manipulaciones por extraños, tarifa horaria, energía pre-pago, monitoreo remoto del voltaje de línea, monitoreo de condición de los transformadores, entre otras. Utiliza el cruce por cero de la onda de tensión para

enviar una señal, los períodos de cuatro medios ciclos consecutivos se miden para definir un solo bit, como se muestra en la Figura 5-3.

Figura 5-3. Funcionamiento TWACS



Fuente: Study of time-frequency analysis methods of TWACS outbound signal [92].

En [92] se mencionan tres métodos para analizar estas señales ya que algunas veces se filtran ruidos o interferencias. Estos son: la transformada de Fourier de corto tiempo (STFT), la distribución de Wigner (WD) y el análisis complejo Wavelet. El análisis de Fourier presenta ciertas desventajas, ya que necesita una gran capacidad computacional, se le dificulta realizar un seguimiento de los cambios de frecuencia de la señal analizada y de información valiosa a señales que contienen una fuerte interferencia. En cuanto WD funciona mejor que la STFT para detectar la modulación, pero se le dificulta describir que tipo de información lleva, es por esto que el mejor análisis es el realizado mediante la transformada compleja Wavelet ya que además de poseer la mayor velocidad de respuesta puede extraer e interpretar que tipo de señal modulada viaja por las líneas.

Es importante realizar la gestión remota de los transformadores, ya que actualmente solo se tiene información de cuantos clientes hay conectados a la red, pero no existen datos de carga real y si estos activos trabajan eficientemente, sobrecargados, sobredimensionados o en desbalance. La información obtenida mediante TWACS no es suficiente para realizar la gestión de los transformadores de distribución, es por ello que es necesario unificar la información recibida por TWACS con una base de datos existente y una herramienta computacional para de esta manera obtener una respuesta a las anomalías por medio de alertas de mantenimiento.

5.3 Opciones propuestas de comunicación

Raspberry Pi

Es un pequeño ordenador de bajo costo desarrollado en Reino Unido por la Fundación Raspberry Pi, con el objetivo de estimular la enseñanza de ciencias de la computación en las escuelas. Este tiene muchas de las funciones de un computador convencional por lo que podremos usarlo para tomar medidas de los

sensores instalados en el transformador y enviarlos vía LAN, Ethernet o GSM al centro de control donde se monitorean los activos de transformación.

Este dispositivo puede ser controlado a través de Matlab™ con el objetivo de recolectar información o realizar acciones gracias a sus cuarenta (40) pines entrada/salida de propósito general [93].

Arduino

Es una placa sencilla de bajo costo con entradas y salidas analógicas y digitales la cual posee un hardware de código abierto fácil de programar. Con este dispositivo al igual que con el Raspberry Pi se pueden adquirir datos y enviarlos al centro de control, ya que cuenta con pines de recolección de datos, además se pueden adaptar directamente sensores de temperatura, humedad, gases, etc. [94]. Posee o se pueden adaptar puertos de comunicación como Bluetooth, GSM/GPRS, Ethernet, WiFi, etc.

RESUMEN DEL CAPÍTULO

- Se identifican las tecnologías de comunicación existentes.
- Se enfatiza en la comunicación por AMI TWACS
- Se presentan alternativas modernas para realizar las mediciones y comunicaciones.

6 MODELO PROPUESTO PARA LA GESTION DE MANTENIMIENTO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

En la actualidad, una de las principales razones para escoger a un proveedor de energía es la calidad del suministro. Ésta, es evaluada con conceptos como: calidad de la onda, atención comercial y continuidad del suministro, refiriéndose al número y duración de las interrupciones [95]. Esas interrupciones acarrearán pérdidas para usuarios domésticos, comerciales e industriales. Por ello, la regulación eléctrica establece unos incentivos y penalizaciones para que las empresas de distribución mejoren la continuidad del suministro. En este documento se propone utilizar centros de transformación inteligentes los cuales mediante un monitoreo constante de los transformadores de distribución prevén fallas, para evitar un corte en el suministro de energía ya que se aproxima una amplia penetración generación distribuida y de cargas importantes como lo son los vehículos eléctricos; incluso se puede aprovechar toda la infraestructura de comunicaciones que nos brindan las redes inteligentes de energía para una implementación a costo razonable. Además, se pretende que el operador de red envíe una cuadrilla a inspeccionar el activo solo si es necesario con el objetivo de prevenir fallas. Este monitoreo inteligente puede mejorar los índices de calidad en suministro, pero se debe evaluar el impacto económico ya que en algunas redes la mejora no justifica la inversión.

Para llevar a cabo esta metodología se propone utilizar el índice de salud en transformadores de distribución para evaluar la condición del activo y realizar el mantenimiento de acuerdo al resultado del mismo.

La implementación del método requiere un dispositivo de adquisición de datos, esto se puede realizar según lo propuesto en el capítulo 5 mediante un Arduino o un Raspberry los cuales poseen varios puertos de entrada y salida por donde se pueden recibir los datos necesarios para el cálculo del índice de salud. A este dispositivo se puede incorporar un módulo de radio frecuencia con un rango de operación de aproximadamente 4km posibilitando compartir información entre transformadores ubicados dentro de un radio cercano. Uno de los transformadores poseerá un modem GPRS o 3G con el objetivo de enviar la información recolecta por un grupo de transformadores de distribución al centro de control para poder evaluar cada uno de los parámetros y generar un pronóstico para la gestión de mantenimiento.

6.1 Índice de salud en transformadores de distribución (DTHI)

Con el fin de evaluar las condiciones en que se encuentra un transformador, se desarrolló el término índice de salud (HI) [96]. Este índice es una medida calculada a partir de los límites aceptados para diferentes pruebas de diagnóstico presentadas

anteriormente que brinda una medida cuantitativa, la cual suministra información sobre el estado de salud de estos activos. Al igual que lo propuesto en [96], [97] se propone el siguiente cálculo para este índice:

$$DTHI = \frac{\sum_{i=1}^n C_i * ID_i}{\sum_{i=1}^n 4C_i} \quad (7)$$

Donde C_i es la clasificación correspondiente a cada criterio de condición (ver Tabla 6-1). ID_i es el valor del índice de diagnóstico y n representa valores entre 1 y 4 correspondientes a criterio de diagnóstico en el transformador. Todo esto se comprende mejor en la Tabla 6-1 la cual es ajustada para transformadores de distribución. Para un cálculo acertado del índice de salud, se debe contar con todos los datos de la tabla, de lo contrario el resultado aumenta su grado de error con la ausencia de datos. El índice de salud es tan solo una variable que nos ilustra un panorama aproximado de cómo se encuentra el transformador de distribución. Es necesario realizar prototipos reales para aumentar su grado de confiabilidad.

Tabla 6-1. Factores de diagnóstico utilizados para el cálculo del índice de salud.

#	Criterio de condición del transformador	Ci	ID
1	Historial de carga	10	4,3,2,1,0
2	Temperatura	10	4,3,2,1,0
3	Nivel del aceite	9	4,3,2,1,0
4	Ruido o zumbido	9	4,3,2,1,0

Fuente: Calculation of power transformers health indexes [96].

Es importante conocer el cálculo del índice de diagnóstico (ID) para cada uno de los criterios de la anterior tabla. A continuación, se ilustra el procedimiento para realizar esta evaluación.

6.2 Historial de carga

La recolección de datos sobre picos de carga, puede ser utilizada para el cálculo del índice de salud. El historial de carga es categorizado de acuerdo a los cinco grupos listados a continuación:

0. S_i/S_b es menor a 0,6.
1. S_i/S_b está entre 0,6 y 1.
2. S_i/S_b está entre 1 y 1,3.
3. S_i/S_b está entre 1,3 y 1,5.

4. S_i/S_b es mayor que 1,5.

Donde S_i es el pico de carga mensual y S_b es la potencia de placa del transformador. Para calcular el índice de diagnóstico, se propone la ecuación (8) con la cual se calcula el factor de carga (FC). De acuerdo a su resultado, la Tabla 6-2 expresa el índice de salud a utilizar. N_i es la cantidad de transformadores que hay en cada grupo.

$$FC = \frac{\sum_{i=0}^4 (4-i) \times N_i}{\sum_{i=0}^4 N_i} \quad (8)$$

Tabla 6-2. Códigos de evaluación del factor de carga.

ID	Descripción
4	$FC > 3,5$
3	$2,5 \leq FC < 3,5$
2	$1,5 \leq FC < 2,5$
1	$0,5 \leq FC < 1,5$
0	$FC \leq 0,5$

Fuente: Calculation of power transformers health indexes.

6.3 Temperatura

De acuerdo a la temperatura del aceite superior de la Tabla 2-1 la puntuación para el cálculo del HID se realiza con el ID de la Tabla 6-3.

Tabla 6-3. Códigos de evaluación de temperatura.

ID	Temperatura [°C]
4	<100
3	100-105
2	105-115
1	115-120
0	>120

Fuente: IEC 60076-7 Power transformers - Part 7 [26].

6.4 Nivel de aceite

El cambio de aceite en transformadores, es una operación importante para la extensión de su tiempo de vida útil. Por esta razón, el monitoreo del nivel de aceite es clave para la evaluación de su condición. Este se mide utilizando un sensor a base de flotador el cual sube o baja dependiendo del nivel al interior del transformador, en la salida arroja una tensión dependiendo del nivel medido, algo similar al sensor de temperatura. De acuerdo al nivel, este es clasificado entre el

cero (0) y el cuatro (4), donde cero es bajo y 4 es alto para realizar la evaluación del índice de salud.

6.5 Ruido o zumbido del tanque

El zumbido es monitoreado gracias a un micrófono adaptado al tanque del transformador. El sistema de procesamiento de datos puede realizar directamente la grabación por un tiempo de 8 segundos en formato “.wav” el cual requiere de poca memoria en comparación con otros formatos [98]. El análisis de ruido se puede evaluar por dos métodos, mediante su nivel en decibels (dB) o por el espectro de frecuencia. Este, al igual que el nivel de aceite se clasifica entre el cero (0) y el cuatro (4). Cuando las vibraciones del núcleo son mayores, la magnitud de los componentes de frecuencia correspondientes aumenta. Siempre que hay desbalances en las fuerzas mecánicas, habrá cambios significantes en el espectro de frecuencia del ruido monitoreado.

6.6 Selección de acciones preventivas

Una vez evaluadas todas las condiciones antes mencionadas se obtiene el puntaje de índice de salud. Con este puntaje, la Tabla 6-4 indica un requerimiento para el proceso de mantenimiento o acciones preventivas. Esta recomendación es algo muy general y es importante evaluar individualmente los puntos más graves para encontrar un diagnóstico acertado. Sin embargo, es de gran ayuda para la programación adecuada del mantenimiento en compañías propietarias de grandes cantidades de activos de transformación.

Tabla 6-4. Índice de salud de transformadores.

HI	Condición	Tiempo de vida esperado	Requerimiento
85-100	Muy bien	> 15 años	Mantenimiento normal
70-85	Buena	> 10 años	Mantenimiento normal
50-70	Aceptable	Entre 3 y 10 años	Realizar pruebas de diagnóstico. Posiblemente se requiera una reparación o reemplazo de alguna pieza.
30-50	Mala	< 3 años	Comenzar el proceso para su reemplazo o re manufacturación. Considerar alto riesgo de falla.

0-30	Muy mala	Cerca al fin de vida útil	Riesgo inminente. Reemplazar o re manufacturar basado en la condición.
------	----------	---------------------------	--

Fuente: An approach to determine the health index of power transformers.

Este modelo fue desarrollado como una aplicación mediante la plataforma JAVA donde se introducen manualmente cada uno de los parámetros requeridos y se obtiene como resultado los indicadores de la anterior tabla (ver ANEXO 2).

6.7 Modelo económico

El modelo económico del envejecimiento de un activo de red consiste en un valor inicial, el cual decrece con el paso de los años hasta llegar a ser cero cuando el activo no tiene ningún valor para la compañía prestadora del servicio. La depreciación del activo basada en el tiempo se divide en dos tipos principales, el método de la depreciación en línea recta y el método de la depreciación acelerada [42].

Depreciación en línea recta: es la técnica más simple y de mayor aplicación actualmente. En este se asume que el activo se deprecia anualmente una cantidad de dinero igual durante un tiempo de vida estimado.

Depreciación acelerada: asume que el activo pierde un gran valor en los años iniciales y una cantidad menor en sus últimos años.

Para el monitoreo en línea, es necesaria la implementación de medidores inteligentes, capaces de enviar las señales requeridas y así tomar decisiones sobre los transformadores de distribución. En este documento se utiliza la depreciación en línea recta para el costo de los medidores.

Desde el punto de vista de las compañías distribuidoras de energía, es importante calcular los beneficios de las nuevas técnicas antes de su implementación, ya que existen lugares donde el nivel de riesgo es tan bajo que no es necesario hacer cambios, por esto, es importante evaluar el tiempo de retorno de inversión.

En Colombia existe la regulación 097 de 2008 de la CREG donde se especifica que el valor reconocido para cada transformador, depende de su cargabilidad. De esta manera, si el equipo se encuentra cargado en un 40% o más, este se reconoce con el valor descrito en la Tabla 6-5. Si su cargabilidad es menor, se registrará el valor del transformador con capacidad menor, que cumpla con una cargabilidad mínima del 40% para atender dicha demanda.

Tabla 6-5. Costo de transformadores en Colombia según CREG.

N. FASES	CAPACIDAD [kVA]	TIPO	COSTO
Monofásico	5	Aéreo	\$ 1.185.005
Monofásico	7,5	Aéreo	\$ 1.350.225
Monofásico	10	Aéreo	\$ 1.515.440
Monofásico	15	Aéreo	\$ 1.845.880
Monofásico	25	Aéreo	\$ 2.506.755
Monofásico	37,5	Aéreo	\$ 3.332.850
Monofásico	50	Aéreo	\$ 4.158.945
Monofásico	75	Aéreo	\$ 5.811.135
Trifásico	15	Aéreo	\$ 2.808.440
Trifásico	20	Aéreo	\$ 3.110.230
Trifásico	30	Aéreo	\$ 3.713.805
Trifásico	45	Aéreo	\$ 4.619.170
Trifásico	50	Aéreo	\$ 4.920.960
Trifásico	75	Aéreo	\$ 6.429.900
Trifásico	112,5	Aéreo	\$ 8.693.315
Trifásico	150	Aéreo	\$ 10.956.730
Trifásico	45	Pedestal	\$ 7.078.565
Trifásico	75	Pedestal	\$ 8.051.515
Trifásico	112,5	Pedestal	\$ 9.267.705

Fuente: CREG 097 de 2008

Los costos de mantenimiento consisten en costos de monitoreo, inspección y reparación. Al evaluar los ahorros, se debe considerar que con el monitoreo en línea se reducen los costos de inspección. Las inspecciones que se realizan actualmente de manera anualizada, pueden pasar a ser cada 3 o 4 años. Esto ya que solo se realiza la inspección cuando se detecta alguna anomalía, logrando reducir costos hasta en un 67%. En términos monetarios, una inspección cuesta alrededor de 700.000 COP, se hablaría de un ahorro de 469.000 COP por inspección (costos aproximados de un día de cuadrilla con herramientas). En este caso se asume que el 50% de las fallas pueden prevenirse con el método de monitoreo. En caso de ocurrir una falla, las consecuencias causarían la interrupción de una gran cantidad de clientes. El costo de una interrupción al fallar un transformador residencial, que entrega una potencia de 250kW en el momento de la falla, con potencia de placa de 315kVA y donde se requiere reemplazar la unidad en un tiempo aproximado de 6 horas es de [30]:

$$C_{caso\ 1} = 250kW * 3,5 \text{ COP}/kW + (250kW * 350 \text{ COP}/kWh * 6h) = \$525.875.00$$

Estos costos se suponen con el precio de la regulación para el año 2016 y la energía requerida durante el tiempo de falla es la misma.

Los costos de implementación del método consisten en la compra de medidores, costos de lectura y sistemas de comunicación (200 para este caso de estudio). Cuando se puedan utilizar medios de comunicación existentes, los únicos costos presentes serán por transferencia y almacenamiento de datos. El medidor de energía, el Arduino o Raspberry y los módulos con sensores necesarios están alrededor de 2'000.000 COP cada uno pero al contar con una red inteligente donde ya se monitorean parámetros eléctricos como es el caso de la corriente y la tensión, este costo se puede reducir a 1'000.000 COP, la medida cuesta alrededor de 100.000 COP/año y el almacenamiento 100.000 COP/año. Además de esto, se debe considerar el costo de la implementación de las aplicaciones necesarias. El desarrollo se evalúa en unos 80'000.000 COP con unos costos anuales de operación y transporte de datos de 36'000.000. El costo anual de reparaciones y materiales se estima en unos 180'000.000, si se realiza el trabajo en horas laborables, este se puede reducir hasta en 45'000.000 COP; pero si se utiliza este método podemos hablar de costos alrededor de 35'500.000 COP por año. En este estudio no se consideran sobrecostos por fallas provocadas por fenómenos ambientales.

Al evaluar un caso de negocio, se debe considerar el tiempo de retorno de la inversión como el presentado en la Tabla 6-6. La inversión se realiza en el año cero (0) y la operación normal inicia en el primer año.

Como se muestra en la Tabla 6-6, la inversión puede ser recuperada en aproximadamente 4,5 años donde se puede observar los beneficios económicos del monitoreo on-line.

Aunque el modelo es bastante simple, brinda una visión general de cómo se pueden realizar los cálculos. Adicionalmente, las tecnologías de comunicación pueden evolucionar y algunos costos pueden disminuir, lo que haría el proyecto aún más rentable.

Se utilizó un WACC de 8% para proyectos innovadores, lo que nos da un VPN positivo y una TIR del 17.18% indicando que el proyecto es viable.

Tabla 6-6. Retorno de inversión

Año			0	1	2	3	4	5
AHORROS								
Ahorro por Inspección	COP			\$ 93.800.000	\$ 93.800.000	\$ 93.800.000	\$ 93.800.000	\$ 93.800.000
Ahorro por costo de reparaciones	COP			\$ 32.500.000	\$ 32.500.000	\$ 32.500.000	\$ 32.500.000	\$ 32.500.000
Ahorro por fallas y regulación	COP			\$ 34.000.000	\$ 34.000.000	\$ 34.000.000	\$ 34.000.000	\$ 34.000.000
Ahorro	\$/año			160.300.000	160.300.000	160.300.000	160.300.000	160.300.000
GG + GAOM	\$/año							
Inversión de medidores	\$/año		-\$ 200.000.000					
Costo de lectura y almacenamiento de datos	\$/año			40.000.000	40.000.000	40.000.000	40.000.000	40.000.000
Desarrollo de Software	\$/año		-\$ 80.000.000					
Operación y transporte de Datos	\$/año			36.000.000	36.000.000	36.000.000	36.000.000	36.000.000
Total gastos				76.000.000	76.000.000	76.000.000	76.000.000	76.000.000
Depreciación	\$/año			16.000.000	16.000.000	16.000.000	16.000.000	16.000.000
INGRESOS - (GG + GA) - D	\$/año			68.300.000	68.300.000	68.300.000	68.300.000	68.300.000
ImpoRenta	\$/año	33%		22.539.000	22.539.000	22.539.000	22.539.000	22.539.000
Drenta	\$/año			0	0	0	0	0
UDI	\$/año			45.761.000	45.761.000	45.761.000	45.761.000	45.761.000
Depreciación	\$/año			16.000.000	16.000.000	16.000.000	16.000.000	16.000.000
Flujo de caja	\$/año	100%	-280.000.000	61.761.000	61.761.000	61.761.000	61.761.000	61.761.000
Flujo de caja acumulado	\$/año		-280.000.000	-218.239.000	-156.478.000	-94.717.000	-32.956.000	28.805.000
WACC		8,00%						
VPN	\$		379.284.852					
FC			-280.000.000	61.761.000	61.761.000	61.761.000	61.761.000	61.761.000
TIR EN TÉRMINOS CONSTANTES	anual	21,90%						
TIR EN TÉRMINOS CORRIENTES:	anual	27,39%						
Inflación	anual	4,50%						

Fuente: Reliability analysis for distribution networks combined with transformer condition assessment.

6.8 Herramienta de aplicación para la metodología escogida

Gracias a los pasos descritos para calcular el índice de salud, se desarrolla una aplicación en JAVA (ver Figura 6-1). Ésta aplicación utiliza las ecuaciones descritas en este capítulo para el cálculo de cada una de las variables a monitorear, teniendo como dato de salida el índice de salud y una recomendación a seguir para la realización del mantenimiento de los transformadores de distribución. Con esta herramienta se facilita la interpretación de los datos y al mismo tiempo brinda de manera ágil el resultado necesario para tomar una decisión sobre los activos por parte del departamento de mantenimiento (ver ANEXO 2).

Figura 6-1. Presentación de la aplicación desarrollada.

The screenshot shows a Java application window titled 'Cargabilidad' (Loadability). The interface is organized into several sections:

- Cargabilidad (Loadability):** Contains input fields for 'Potencia nominal' (Nominal Power) and 'Cargabilidad' (Loadability). A button labeled 'Calcular ID - Car' (Calculate ID - Car) is positioned between them. To the right, there is a field for 'Resultado ID-Car' (ID-Car Result).
- Temperatura (Temperature):** Contains an input field for 'Temp aceite superior' (Top oil temperature). A button labeled 'Calcular ID - Tem' (Calculate ID - Tem) is next to it. To the right, there is a field for 'Resultado ID-Tem' (ID-Tem Result).
- Ruido (Zumbido) (Noise (Humming)):** Contains a dropdown menu labeled 'Seleccione nivel de ruido' (Select noise level) with the value '0' selected.
- Nivel de aceite (Oil level):** Contains a vertical slider labeled 'Seleccione el nivel de aceite' (Select oil level). The slider has a scale from 0 to 4, with the current level set at 4.
- Calcular Índice de Salud (Calculate Health Index):** A button labeled 'Calcular Índice de Salud' (Calculate Health Index) is located above a large empty text area.
- Output Fields:** Below the 'Calcular Índice de Salud' button, there are three input fields labeled 'Rango HI' (HI Range), 'Condición' (Condition), and 'Tiempo de vida estimado' (Estimated life time).
- Requerimiento (Requirement):** A large empty text area at the bottom of the window.

Fuente: Propia.

Adicionalmente se realizó otra aplicación con pruebas un poco más rigurosas, aplicable para transformadores de distribución de gran potencia (ver ANEXO 2). Este incluye pruebas como DGA, Furanos, relación de transformación, etc. (ver Figura 6-2).

Figura 6-2. Presentación de aplicación alternativa.

Fuente: Propia.

RESUMEN DEL CALPÍTULO

- Se propone un modelo para diagnóstico de transformadores basado en el índice de salud.
- Se nombran los principales parámetros a monitorear y se explica el cálculo del peso de cada variable.
- Basado en el resultado de DTHI, se recomienda que tipo de procedimiento efectuar.

- Se realiza un modelo económico de la inversión en el proyecto y el tiempo estimado de recuperación del dinero.
- Se desarrolla una aplicación en Java que facilita la aplicación del método del índice de salud.

7 TRABAJOS FUTUROS

Se espera que la red del futuro se pueda reconfigurar, autocorregir fallas y capaz de manejar cargas variables en tiempo real. “La red inteligente es el sistema de potencia capaz de evaluar su salud en tiempo real, predecir y anticipar su comportamiento, adaptarse a nuevos entornos, manejar los recursos distribuidos, la demanda estocástica, y respuesta óptima a los aparatos inteligentes” [99].

Por esta razón y con la información brindada en esta investigación, se propone realizar una implementación en campo de un sistema de monitoreo a transformadores de distribución, los cuales se pueden someter a diferentes factores como sobre cargas, sobre tensiones, inyección de armónicos, etc. Para evaluar el método del índice de salud y realizar la comunicación ayudándose de alguna de las tecnologías de comunicación propuestas.

También se considera importante, el desarrollo de un medidor que pueda tomar todos los parámetros requeridos para evitar utilizar distintos medidores al tiempo y ahorrar costos.

Se propone realizar una aplicación que tome directamente las mediciones de cada una de las variables y entregue el resultando cada determinado tiempo para evitar tener a un operador ingresando los datos cada vez que se quiera conocer su índice de salud.

8 CONCLUSIONES

Las redes inteligentes plantean un nuevo esquema de gestión de activos. Los elementos que la componen estarán dotados de sensores que podrán enviar información casi en tiempo real a los centros de control. Con base en esta información los operadores podrán tomar decisiones operativas y/o predictivas para hacer un uso eficiente de los equipos de red. Dentro de los elementos, el transformador de distribución será clave para mejorar el comportamiento de la red.

El transformador de distribución en una red inteligente, tendrá sensores que envíen información a un centro de control, lo cual permitirá realizar una mejor gestión del mismo.

El estudio de la penetración de vehículos eléctricos y el uso de la generación distribuida es de gran importancia para determinar el papel que estos desempeñan en el envejecimiento de los transformadores de distribución. El aislamiento de estos activos de red se degrada en función de la temperatura de operación del equipo, siendo la cargabilidad una de las principales razones para determinar el tiempo estimado de vida de los transformadores.

Según los estudios mencionados, la generación distribuida puede acelerar como disminuir el proceso de envejecimiento de los transformadores, por esta razón es importante conocer la forma correcta de hacer uso de estas tecnologías.

Gracias al gran desarrollo de las comunicaciones, es posible enviar datos desde los transformadores hasta los centros de control a través de las diferentes tecnologías presentadas en el capítulo 5.

Se revisaron las metodologías de mantenimiento ligadas a las redes inteligentes de energía y se concluye que el índice de salud es la más acertada.

Una vez conocidos los principales mecanismos para evaluar las condiciones de los transformadores de distribución, se puede utilizar el método del índice de salud para determinar si es necesario o no realizar un mantenimiento. Esto se logra gracias a los parámetros que se pueden monitorear en línea. Gracias al resultado de este método se pueden ahorrar costos de enviar cuadrillas periódicamente a realizar los mantenimientos ya que este nos indicará cuando es necesario tomar acciones predictivas.

A demás de utilizar el método del índice de salud como un indicador para determinar cuándo se debe tomar una acción preventiva, con éste, a través de sus mediciones de parámetros individuales, se pueden determinar las posibles causas del deterioro dentro del activo, lo que nos brinda un panorama más claro sobre qué acciones se deben aplicar.

En este documento se obtiene una guía de que parámetros son determinantes para evaluar las condiciones del transformador de distribución, cómo evaluar cada uno de ellos y cómo interpretarlos para realizar un adecuado mantenimiento.

Se desarrolló una aplicación para calcular el índice de salud de los transformadores de distribución, la cual muestra un panorama estimado del estado real del activo de transformación.

9 BIBLIOGRAFÍA

- [1] EPRI: Electric Power Research Institute, "Smart Grid Resource Center," 2011. .
- [2] R. Moghe, F. Kreikebaum, J. E. Hernandez, R. P. Kandula, and D. Divan, "Mitigating distribution transformer lifetime degradation caused by grid-enabled vehicle (GEV) charging," *2011 IEEE Energy Convers. Congr. Expo.*, pp. 835–842, Sep. 2011.
- [3] P. P. Barker and R. W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. Part I. Radial distribution systems," *2000 Power Eng. Soc. Summer Meet. (Cat. No.00CH37134)*, vol. 3, pp. 1645–1656, 2000.
- [4] T. E. McDermott and R. C. Dugan, "Distributed generation impact on reliability and power quality indices," *2002 Rural Electr. Power Conf. Pap. Present. 46th Annu. Conf. (Cat. No. 02CH37360)*, pp. 0–7, 2002.
- [5] A.-B. Sharif M and A.-M. Matar S, "Best Practices of Distribution Networks Asset Management in view of PAS55 Framework," *IEEE Power Energy Mag.*, pp. 1–7, 2014.
- [6] M. ElNozahy and M. Salama, "A Comprehensive Study of the Impacts of PHEVs on Residential Distribution Networks," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 332–342, 2014.
- [7] H. Kagan, M. A. Pelegrini, S. Inovação, J. Paulo, and N. Silva, "Evaluation of the impact of electric vehicles on distribution systems combining deterministic and probabilistic approaches," *22nd Int. Conf. Electr. Distrib.*, no. 861, pp. 10–13, 2013.
- [8] M. Yilmaz and P. T. Krein, "Review of the Impact of Vehicle-to-Grid Technologies on Distribution Systems and Utility Interfaces," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 12, pp. 5673–5689, Dec. 2013.
- [9] T. Bevis, B. Hacker, C. S. Edrington, and S. Azongha, "A review of PHEV grid impacts," in *41st North American Power Symposium, NAPS 2009*, 2009.
- [10] K. Mahmoud and M. Abdel-Akher, "Analysis of hybrid photovoltaic and wind energies connected to unbalanced distribution systems," *2010 IEEE Int. Conf. Power Energy*, pp. 79–84, Nov. 2010.
- [11] H. Turker, S. Bacha, D. Chatroux, and A. Hably, "Aging rate of low voltage transformer for a high penetration of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs)," *Innov. Smart Grid Technol.*, pp. 1–8, 2012.
- [12] P. S. Moses, S. Member, M. A. S. Masoum, S. Member, and S. Hajforoosh, "Overloading of Distribution Transformers in Smart Grid Due to Uncoordinated Charging of Plug-In Electric Vehicles," *Innov. Smart Grid Technol.*, pp. 1–6, 2011.
- [13] M. Masoum, "Distribution transformer stress in smart grid with coordinated charging of Plug-In Electric Vehicles," *Innov. Smart Grid Technol. Asia*, pp. 1–8, 2012.
- [14] M. Esmaeili, M. Rostami, and G. B. Gharehpetian, "The effect of various types of DG interconnection transformer on ferroresonance," *2013 21st Iran. Conf. Electr. Eng.*, pp. 1–6, May 2013.

- [15] K. Clement-nyns, E. Haesen, S. Member, and J. Driesen, "The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 371–380, 2010.
- [16] S. M. M. Agah, H. A. Abyaneh, and S. Member, "Quantification of the Distribution Transformer Life Extension Value of Distributed Generation," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 3, pp. 1820–1828, 2011.
- [17] A. S. Masoum, S. Deilami, P. S. Moses, and A. Abu-Siada, "Impacts of battery charging rates of plug-in electric vehicle on smart grid distribution systems," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT Eur.*, pp. 1–6, 2010.
- [18] F. Uriarte and R. Hebner, "Impact of Residential Photovoltaic Generation and Electric Vehicles on Distribution Transformers," 2013.
- [19] R. Salenbien, J. Büscher, J. Driesen, and S. Member, "Apartment Building Electricity System Impact of Operational Electric Vehicle Charging Strategies," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 264–272, 2014.
- [20] P. González-castrillo, E. Romero-cadaval, E. González-romera, F. Barrero-gonzález, and M. a Guerrero-martínez, "Influencia de una Instalación Fotovoltaica de una Red de Distribución," *Power Electr. Electron. Syst.*, 2007.
- [21] J. Hernández and A. Medina, "Conexión de Sistemas Fotovoltaicos a la red eléctrica: calidad de suministro," *Rev. Estud. sobre Sierra Mágina*, vol. 23, pp. 33–44, 2006.
- [22] IEEE Standards Association, "IEEE Std 1547™-2003 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," 2003.
- [23] E. K. Bawan, "Distributed Generation Impact on Power System Case study : Losses and Voltage Profile," *Power Eng. Soc. Summer Meet. 2000. IEEE*, vol. 3, pp. 1645–1656, 2000.
- [24] A. Hilshey and P. Hines, "Estimating the impact of electric vehicle smart charging on distribution transformer aging," *Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 4, no. 2, pp. 905–913, 2013.
- [25] Q. Gong, S. Member, S. Midlam-mohler, V. Marano, and G. Rizzoni, "Study of PEV Charging on Residential Distribution Transformer Life," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 404–412, 2012.
- [26] IEC, *IEC 60076-7 Loading guide for oil-immersed power transformers*. 2005.
- [27] IEEE Standards Association, *IEEE Std C57.91 - 2011 Guide for Loading Mineral- Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*, vol. 2011, no. March. 2012.
- [28] Q. Gong, S. Midlam-Mohler, E. Serra, V. Marano, and G. Rizzoni, "Distribution transformer tests for PEV smart charging control," *2012 IEEE Energytech, Energytech 2012*, pp. 1–6, 2012.
- [29] O. Samuelsson, "A study of life time management of Power Transformers at E . ON ' s Öresundsverket , Malmö Supervisors :," 2011.
- [30] J. Pylvanainen, *Reliability Analysis for Distribution Networks Combined with Transformer Condition Assessment*. 2010.
- [31] H. Pezeshki, P. J. Wolfs, and G. Ledwich, "Impact of High PV Penetration on Distribution Transformer Insulation Life," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 3, pp. 1–9, 2013.

- [32] P. Grahn, J. Rosenlind, P. Hilber, K. Alvehag, and L. Soder, "A method for evaluating the impact of electric vehicle charging on transformer hotspot temperature," *Innov. Smart Grid Technol. 2011 2nd IEEE PES Int. Conf. Exhib.*, pp. 1–8, 2011.
- [33] S. M. Islam and T. Giles, "Distribution transformer life optimisation in a smart feeder embedded with photovoltaic power generation," *2012 7th Int. Conf. Electr. Comput. Eng. ICECE 2012*, pp. 953–957, 2012.
- [34] M. A. S. Masoum, P. S. Moses, and K. M. Smedley, "Distribution transformer losses and performance in smart grids with residential plug-in electric vehicles," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT Eur.*, pp. 1–7, 2011.
- [35] M. Awadallah, T. Xu, B. Venkatesh, and B. Singh, "On the Effects of Solar Panels on Distribution Transformers," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2015.
- [36] P. S. Moses, M. A. S. Masoum, and K. M. Smedley, "Harmonic losses and stresses of nonlinear three-phase distribution transformers serving plug-in electric vehicle charging stations," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT Eur.*, pp. 1–6, 2011.
- [37] S. M. Islam and T. Giles, "Distribution transformer life optimisation in a smart feeder embedded with photovoltaic power generation," *2012 7th Int. Conf. Electr. Comput. Eng.*, pp. 953–957, Dec. 2012.
- [38] T. J. Geiles and S. Islam, "Impact of PEV charging and rooftop PV penetration on distribution transformer life," *2013 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–5, Jul. 2013.
- [39] L. Sainz, F. Corcoles, J. Pedra, L. Guasch, and S. Herraiz, "Study of voltage sag effects on three-phase transformers," *2004 11th Int. Conf. Harmon. Qual. Power (IEEE Cat. No.04EX951)*, vol. 20, no. 2, pp. 1683–1691, 2004.
- [40] D. M. Said and K. M. Nor, "Effects of harmonics on distribution transformers," *2008 Australas. Univ. Power Eng. Conf.*, pp. 1–5, 2008.
- [41] M. Kuss, T. Markel, and W. Kramer, "Application of Distribution Transformer Thermal Life Models to Electrified Vehicle Charging Loads Using Monte-Carlo Method," *25th World Batter. Hybrid Fuel Cell Electr. Veh. Symp. Exhib.*, no. January, p. 11, 2011.
- [42] A. E. B. Abu-Elanien and M. M. A. Salama, "Asset management techniques for transformers," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 4, pp. 456–464, 2010.
- [43] Q. Gong, S. Midlam-Mohler, V. Marano, and G. Rizzoni, "Distribution of PEV charging resources to balance transformer life and customer satisfaction," *2012 IEEE Int. Electr. Veh. Conf.*, pp. 1–7, Mar. 2012.
- [44] Y. Zheng, S. Member, Z. Y. Dong, S. Member, and Y. Xu, "Electric Vehicle Battery Charging / Swap Stations in Distribution Systems : Comparison Study and Optimal Planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 221–229, 2014.
- [45] Hui Wang, Qi Song, Liyan Zhang, Fushuan Wen, and Jiansheng Huang, "Load characteristics of electric vehicles in charging and discharging states and impacts on distribution systems," in *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN 2012)*, 2012, pp.

- 144–144.
- [46] S. De Breucker, P. Jacqmaer, K. De Brabandere, J. Driesen, and R. Belmans, "Grid power quality improvements using grid-coupled hybrid electric vehicles PEMD 2006," *3rd IET Int. Conf. Power Electron. Mach. Drives (PEMD 2006)*, vol. 2006, pp. 505–509, 2006.
 - [47] S. Sarabi and L. Kefsi, "Electric vehicle charging strategy based on a dynamic programming algorithm," *2014 IEEE Int. Conf. Intell. Energy Power Syst.*, pp. 1–5, 2014.
 - [48] J. Moreno, "Impacto del vehículo eléctrico sobre las redes de distribución," 2013.
 - [49] A. Masoum, "Impact of uncoordinated and coordinated charging of plug-in electric vehicles on substation transformer in smart grid with charging stations," *Innov. Smart Grid Technol. Asia*, 2011.
 - [50] L. Trovao and H. M. Jorge, "Power demand impacts of the charging of Electric Vehicles on the power distribution network in a residential area," *Proc. 2011 3rd Int. Youth Conf. Energ.*, pp. 1–6, 2011.
 - [51] R. Mora, J. Oyarzabal, M. Cruz-Zambrano, a. Gonzalez, and J. Corera, "E-car and economic impact: enhancing the smart grids," *CIREN 2012 Work. Integr. Renewables into Distrib. Grid*, no. May, pp. 333–333, 2012.
 - [52] A. D. Hilshey, P. Rezaei, P. D. H. Hines, and J. Frolik, "Electric vehicle charging: Transformer impacts and smart, decentralized solutions," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, no. Section II, pp. 1–8, 2012.
 - [53] I. copper Association, *Introduction to Network Asset Management Guidebook*. 2014.
 - [54] CIGRE Working Group 12.18, "Guidelines for Life Management Techniques for Power Transformers," 2002.
 - [55] Y. Zaidey, Y. Ghazali, and H. A. Rosli, "Tnb Experience in Condition Assessment and Life Management of Distribution Power Transformers," *20th Int. Conf. Electr. Distrib.*, no. 686, pp. 8–11, 2009.
 - [56] T. Committee of the IEEE Power Engineering Society, *IEEE Std C57.104™-2008, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*, no. February. 2009.
 - [57] IEC 60599, *Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*. 2015.
 - [58] M. Makky, "Review of Transformer On-Line Condition Monitoring," 2012.
 - [59] IEC, *IEC 60422: Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance*. 2013.
 - [60] P. K. Sen, S. Pansuwan, K. Malmedal, O. Martinoo, and M. G. Simoes, "Transformer Overloading and Assessment of Loss-of-Life for Liquid-Filled Transformers," *Power Syst. Eng. Res. Cent.*, p. 121, 2011.
 - [61] I. Power and E. Society, *IEEE Std C57.106™-2015 Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment*, no. June. 2015.
 - [62] N. Azis, D. Zhou, Z. D. Wang, D. Jones, B. Wells, and G. M. Wallwork, "Operational condition assessment of in-service distribution transformers," *Proc. 2012 IEEE Int. Conf. Cond. Monit. Diagnosis, C*. 2012, no. September,

- pp. 1156–1159, 2012.
- [63] N. Azis, D. Zhou, Z. D. Wang, D. Jones, B. Wells, and G. M. Wallwork, "Operational condition assessment of in-service distribution transformers," in *Proceedings of 2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, CMD 2012*, 2012, no. September, pp. 1156–1159.
 - [64] Instituto Colombiano De Normas Técnicas Y Certificación, "NTC 818: TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS AUTORREFRIGERADOS Y SUMERGIDOS EN LÍQUIDO," 1995.
 - [65] Instituto Colombiano De Normas Técnicas Y Certificación, "NTC 819. Transformadores trifásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito," p. 9, 1995.
 - [66] Instituto Colombiano De Normas Técnicas Y Certificación, *NTC 1954: TRANSFORMADORES RECONSTRUIDOS Y REPARADOS*. 1996.
 - [67] D. Pangaribuan, B. Saril, and I. Rendroyoko, "Asset management improvement in Distribution station," *21st Int. Conf. Electr. Distrib.*, no. 178, pp. 6–9, 2011.
 - [68] T. Stirl, R. Skrzypek, S. Tenbohlen, and R. Vilaithong, "On-line Condition Monitoring and Diagnosis for Power Transformers their Bushings , Tap Changer and Insulation System," *Power*, 2014.
 - [69] A. Setayeshmehr, A. Akbari, H. Borsi, and E. Gockenbach, "On-line monitoring and diagnoses of power transformer bushings," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 13, no. 3, pp. 608–615, 2006.
 - [70] M. Alves and M. Melo, "Experiencia con monitoreo on-line de capacitancia y tangente delta de bushings Condensivos," *Tretech*, 2013.
 - [71] B. Flynn, "Case Studies regarding the integration of monitoring & diagnostic equipment on aging transformers with communications for SCADA and maintenance," *DistribuTECH*, 2008.
 - [72] P. Hyland, "Distribution Transformer Load Management," 2010.
 - [73] A. G. Leal, J. A. Jardini, L. C. Magrini, S. U. Ahn, and D. Battani, "Management System of Distribution Transformer Loading," *Proc. Transm. Distrib.*, 2002.
 - [74] P. R. Kasari, P. Saha, A. Chakrabarti, and B. Das, "Transformer Winding Insulation Measurement Using Phase Difference Technique," *Int. J. Recent Technol. Eng.*, vol. 1, no. 6, pp. 76–80, 2013.
 - [75] G. C. Jaiswal and M. Sudhakar, "Health Index Based Condition Monitoring of Distribution Transformer," *Power Electron. Drives Energy Syst.*, 2016.
 - [76] J. Singh and S. Aggarwal, "Distribution Transformer Monitoring for Smart Grid in India," *Power Electron. Intell. Control Energy Syst.*, 2016.
 - [77] A. F. Cerón Piamba, "Desarrollo de una metodología para calcular el índice de riesgo técnico de los transformadores de potencia.," 2014.
 - [78] I. Solteiro, "Smart Transformers," *Technology days South africa*, p. 24, 2013.
 - [79] S. Huang and J. Pillai, "Improving photovoltaic and electric vehicle penetration in distribution grids with smart transformer," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Eur. (ISGT Eur.)*, pp. 1–5, 2013.
 - [80] E. C. Aeloiza, P. N. Enjeti, and L. Palma, "A power quality transformer for feeding critical loads," *2003 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Expo. (IEEE Cat. No.03CH37495)*, vol. 1, pp. 1–5, 2003.

- [81] O.E.Gouda and M. a. Taher, "Improving transformer characteristics under harmonics," *Elev. Int. middle east power Syst. Conf.*, pp. 412–415, 2006.
- [82] *IEEE C57.110-2008: Recommended Practice for Establishin Liquid-Filled and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents*, vol. 2008, no. August. 2008.
- [83] MINTIC, "ABC de la Fibra Óptica," 2016. [Online]. Available: <http://www.mintic.gov.co/portal/vivedigital/612/w3-article-5342.html>.
- [84] G. S. Sánchez, "Medición del ruido en la línea de transmisión eléctrica generado por electrodomésticos, para aplicaciones de PLC," Universidad de las Américas Puebla, 2009.
- [85] B. Dolata, "On-Line Condition Monitoring and Expert System for Power Transformers - Integration Into Protection and Control System By Using of IEC 61850," *21st Int. Conf. Electr. Distrib.*, no. 457, pp. 6–9, 2011.
- [86] IEC, *IEC 60870-5-104:2006 Telecontrol equipment and systems - Part 5-104: Transmission protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles*. 2006.
- [87] IEC, *IEC 60870-5-101 Telecontrol equipment and systems - Part 5-101: Transmission protocols - Companion standard for basic telecontrol tasks*. 2015.
- [88] *IEC/TR 61850-1-2013 Communication networks and systems for power utility automation*. 2013.
- [89] G. B. Gharehpetian and S. H. Hosseinian, "Performance of Power-Line-Signaling Based Detection Algorithms for Islanding Protection of Distributed Generators in Interharmonic Polluted Systems," *Int. Conf. Renew. Energies Power Qual.*, 2012.
- [90] R. Narayanan and P. Balamuralidhar, "NETCBM - CONDITION BASED MONITORING OF POWER DISTRIBUTION NETWORKS," *22nd Int. Conf. Electr. Distrib.*, no. 668, pp. 10–13, 2013.
- [91] M. Bagheri, M. S. Naderi, T. Blackburn, and B. T. Phung, "Bushing characteristic impacts on on-line Frequency Response Analysis of transformer winding," *PECon 2012 - 2012 IEEE Int. Conf. Power Energy*, no. December, pp. 956–961, 2012.
- [92] Y. Wei, "Study of time-frequency analysis methods of TWACS outbound signal," *7th Int. Conf. Inf. Technol. Appl.*, no. Icita, pp. 139–143, 2011.
- [93] E. Wetjen, "Collect and Analyze Data Using MATLAB and Raspberry Pi," 2014. [Online]. Available: <http://www.mathworks.com/videos/collect-and-analyze-data-using-matlab-and-raspberry-pi-92959.html>.
- [94] ARDUINO, "Interfacing with Hardware," 2016. [Online]. Available: <http://playground.arduino.cc/Main/InterfacingWithHardware#Communication>.
- [95] C. Domingo, "Mejora de la calidad del suministro eléctrico mediante centros de transformación inteligentes," *An. Mecánica Y Electr.*, pp. 11–17, 2012.
- [96] B. Gorgan, P. V Notingher, L. V Badicu, and G. Tanasescu, "Calculation of Power Transformers Health Indexes," *Ann. Univ. Craiova, Electr. Eng. Ser.*, no. 34, pp. 13–18, 2010.
- [97] A. Naderian, S. Cress, R. Piercy, F. Wang, and J. Service, "An Approach to Determine the Health Index of Power Transformers," *Int. Symp. Electr. Insul. (ISEI 2008)*, pp. 192–196, 2008.

- [98] A. A. Nelson, G. C. Jaiswal, M. S. Ballal, and D. R. Tutakne, "Remote condition monitoring system for distribution transformer," *2014 18th Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2014*, 2014.
- [99] J. a Momoh, "Smart grid design for efficient and flexible power networks operation and control," *2009 IEEE/PES Power Syst. Conf. Expo.*, pp. 1–8, 2009.
- [100] A. Setayeshmehr, A. Akbari, H. Borsi, and E. Gockenbach, "A New Technique for On-line Monitoring of Transformer Bushings," *20th Int. Power Syst. Conf.*, pp. 1–7, 2005.

10 ANEXOS

10.1 ANEXO 1

Registros operativos muestran que el 90% de las fallas que pueden ser prevenidas en los bujes de transformadores son causadas por humedad que entra a los aisladores mediante uniones con fugas u otro tipo de aberturas.

Para el monitoreo de los bujes, se pueden utilizar los siguientes elementos:

Sensores capacitivos no invasivos (NICS: Non-invasive Capacitive Sensor): es una lámina delgada de conductor ubicada en la superficie de porcelana del aislador en un punto cercano al el potencial de tierra del transformador. Su capacitancia se puede calcular utilizando la relación de condensadores cilíndricos:

$$C_{NICS} = \frac{2\pi\epsilon L}{\ln(R/r)} \quad (1)$$

ϵ es la permitividad del aislamiento entre los electrodos, L denota el ancho de la lámina de conducción y R y r son los radios externo e interno respectivamente. Si el sensor es solo una parte del cilindro con una longitud S, la capacitancia se calcula de la siguiente manera:

$$C_{NICS} = \frac{\epsilon LS}{R \ln(R/r)} \quad (2)$$

Estas capacitancias son muy pequeñas, alrededor de 1pF.

Sensor capacitivo con espacio de aire (AGCS: Air Gap Capacitive Sensor): es un NICS pero instalado verticalmente a la capa de porcelana del aislador, cerca al potencial de tierra pero aislado de la misma (ver Figura 10-1).

Figura 10-1 Sensor capacitivo

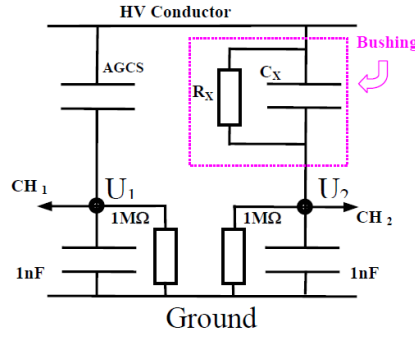


Fuente: A New Technique for On-line Monitoring of Transformer Bushings [100].

El conductor y el AGCS forman un capacitor con núcleo de aire el cual suministra una señal de tensión que se encuentra en fase con el voltaje del conductor, esta señal puede utilizarse como referencia.

Las tensiones suministradas por los dos capacitores (AGCS y NICS) son censadas por un sistema de adquisición de datos de dos canales. La impedancia de entrada de cada canal es modelada con una resistencia de $1M\Omega$ y un capacitor de 32 pF en paralelo.

Figura 10-2 Circuito equivalente del sistema de medición



Fuente: A New Technique for On-line Monitoring of Transformer Bushings [100].

La impedancia equivalente de C_M (suma de capacitancias 1 nF y 32 nF) y R_M ($1M\Omega$) de la impedancia medida, es calculada de la siguiente manera:

$$\text{Real}(Z_M) = \frac{R_M}{1 + R_M^2 C_M^2 \omega^2} \quad (3)$$

$$\text{Im}(Z_M) = \frac{-j(R_M C_M \omega)}{1 + R_M^2 C_M^2 \omega^2} \quad (4)$$

$$Z_N = \frac{-j}{(C_{AGCS} \omega)} \quad (5)$$

Los vectores U_1 y U_2 se calculan así:

$$U_1 = \left[\frac{Z_M}{Z_M + Z_N} \right] * U \quad (6)$$

$$U_2 = \left[\frac{Z_M}{Z_M + Z_X} \right] * U \quad (7)$$

De las ecuaciones 6 y 7 se obtiene la impedancia serie equivalente de los bujes:

$$Z_{XS} = (Z_M + Z_N) * \left(\frac{U_1}{U_2} \right) - Z_M \quad (8)$$

La tensión U_1 se considera el voltaje de referencia y la fase de la tensión U_2 es asumida como δ . Las tensiones U_1/U_2 son calculadas como se muestra a continuación:

$$\frac{U_1}{U_2} = U_{11} * \cos(\delta)/U_{22} + j(U_{11} * \sin(\delta)/U_{22}) \quad (9)$$

U_{11} y U_{22} son amplitudes de U_1 y U_2 respectivamente, la $\tan \delta$ y la capacitancia en paralelo son calculadas así:

$$\tan \delta = R_{XS} \cdot C_{XS} \cdot \omega \quad (10)$$

$$C_{XP} = C_{XS} / (1 + \tan^2 \delta) \quad (11)$$

10.2 ANEXO 2

Se brinda una alternativa con un nivel de complejidad más alto para el cálculo del índice de salud en transformadores de gran potencia.

10.2.1 Índice de salud en transformadores de distribución de gran potencia

Al igual que lo propuesto en [96], [97] se propone el siguiente cálculo para este índice:

$$DTHI = A_1 * \frac{\sum_{i=1}^n C_i * ID_i}{\sum_{i=1}^n 4C_i} + A_2 * \frac{\sum_{j=14}^m C_j * ID_j}{\sum_{j=14}^m 4C_j} \quad (12)$$

Donde A_1 y A_2 son los porcentajes que se otorgan al transformador y al cambiador de derivaciones bajo carga, equivalentes a 60% y 40% respectivamente; en caso de no haber cambiador de derivaciones, éstos serían del 100% para A_1 y 0% para A_2 . C_i es la clasificación correspondiente a cada criterio de condición (ver Tabla 10-1). ID_i es el valor del índice de diagnóstico y n representa valores entre 1 y 13 correspondientes a criterio de diagnóstico en el transformador y m valores entre 14 y 16 correspondientes al cambiador de derivaciones bajo carga. Todo esto se comprende mejor en la Tabla 10-1 la cual es ajustada para transformadores de distribución de gran potencia. Para un cálculo acertado del índice de salud, se debe contar con todos los datos de la tabla, de lo contrario el resultado aumenta su grado de error con la ausencia de datos. El índice de salud es tan solo una variable que nos ilustra un panorama aproximado de cómo se encuentra el transformador de distribución. Es necesario realizar prototipos reales para aumentar su grado de confiabilidad.

Tabla 10-1. Factores de diagnóstico utilizados para el cálculo alternativo del índice de salud.

#	Criterio de condición del transformador	C_i	ID
1	DGA	10	4,3,2,1,0
2	Historial de carga	10	4,3,2,1,0
3	Temperatura	10	4,3,2,1,0
4	Calidad del aceite	8	4,3,2,1,0
5	Estado general	6	4,3,2,1,0
6	Contenido de Furanos	5	4,3,2,1,0
7	Relación de transformación	5	4,3,2,1,0
8	Resistencia de devanados	8	4,3,2,1,0
9	Desviación de reactancia de fuga	8	4,3,2,1,0
10	Corrosión del tanque	2	4,3,2,1,0
11	Aterrizamiento	1	4,3,2,1,0

12	Nivel de aceite	1	4,3,2,1,0
13	Fuga de aceite	1	4,3,2,1,0
14	DGA en LTC	6	4,3,2,1,0
15	Calidad del aceite en LTC	3	4,3,2,1,0
16	Condición general LTC	2	4,3,2,1,0

Fuente: Calculation of power transformers health indexes [96].

Es importante conocer el cálculo del índice de diagnóstico (ID) para cada uno de los criterios de la anterior tabla. A continuación, se ilustra el procedimiento para realizar esta evaluación en algunos de los ítems más importantes.

10.2.2 Cálculo de ID para DGA

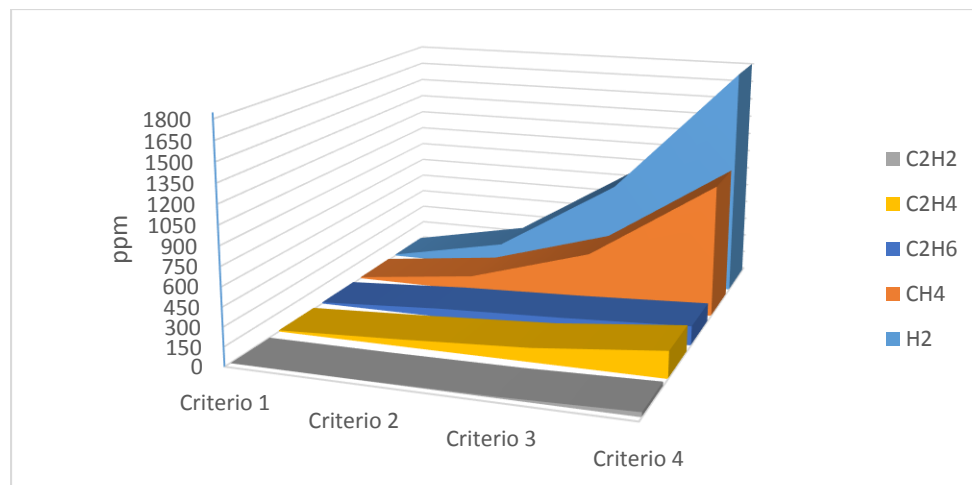
La Figura 10-3 y Figura 10-4 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** ilustran los criterios de seguridad para los diferentes gases encontrados dentro de los transformadores presentados en la Tabla 3-1.

El factor de análisis de gases F_g es calculado con base a estos criterios:

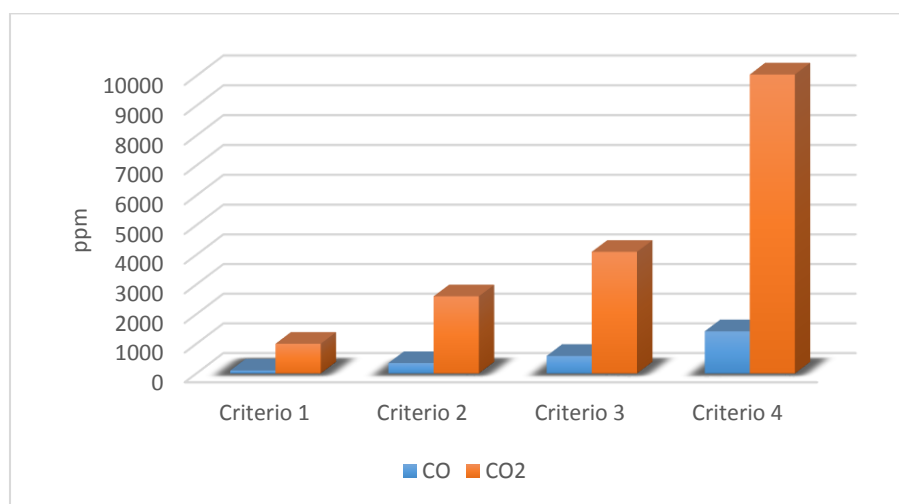
$$F_g = \frac{\sum_{i=1}^7 n_i p_i}{\sum_{i=1}^7 p_i} \quad (13)$$

n_i es un criterio entre 1 y 4, p_i es el factor de peso: 1 para CO y CO₂; 2 para H₂; 3 para CH₄, C₂H₆ y C₂H₄; 5 para C₂H₂. Dependiendo del valor que arroje F_g se comprenden los puntajes mostrados en la Tabla 10-2, los cuales serán usados como DI para el cálculo del índice de salud.

Figura 10-3 Puntaje dado a criterios de contenido de gases.



Fuente: Calculation of power transformers health indexes.

Figura 10-4 Puntaje dado a criterios de contenido de CO y CO₂.

Fuente: Calculation of power transformers health indexes.

Tabla 10-2. Evaluación de la condición del transformador utilizando Fg

Descripción	Estado	Puntaje o ID
$F_g < 1,2$	Bueno	4
$1,2 \leq F_g < 1,5$	Satisfactorio	3
$1,5 \leq F_g < 2$	Pobre	2
$2 \leq F_g < 3$	Muy pobre	1
$F_g \geq 3$	Peligroso	0

Fuente: Calculation of power transformers health indexes.

10.2.3 Historial de carga

La recolección de datos sobre picos de carga, puede ser utilizada para el cálculo del índice de salud. El historial de carga es categorizado de acuerdo a los cinco grupos listados a continuación:

5. S_i/S_b es menor a 0,6.
6. S_i/S_b está entre 0,6 y 1.
7. S_i/S_b está entre 1 y 1,3.
8. S_i/S_b está entre 1,3 y 1,5.
9. S_i/S_b es mayor que 1,5.

Donde S_i es el pico de carga mensual y S_b es la potencia de placa del transformador. Para calcular el índice de diagnóstico, se propone la ecuación (9) con la cual se calcula el factor de carga (FC). De acuerdo a su resultado, la Tabla 6-2 expresa el

índice de salud a utilizar. N_i es la cantidad de transformadores que hay en cada grupo.

$$FC = \frac{\sum_{i=0}^4 (4 - i) x N_i}{\sum_{i=0}^4 N_i} \quad (14)$$

10.2.4 Temperatura

De acuerdo a la temperatura del aceite superior de la Tabla 2-1 la puntuación para el cálculo del HID se realiza con el ID de la Tabla 6-3.

10.2.5 Contenido de Furanos

En la Tabla 10-3 se presentan los puntajes según el contenido de Furanos presente en el transformador para calcular el ID que definirá el índice de salud.

Tabla 10-3. Códigos de evaluación de contenido de Furanos.

ID	Furanos [ppm]
4	0 – 0,1
3	0,1 – 0,25
2	0,25 – 0,5
1	0,5 – 1,0
0	>1,0

Fuente: Calculation of power transformers health indexes.

10.2.6 Calidad de aceite

El cambio de aceite en transformadores, es una operación importante para la extensión de su tiempo de vida útil. Por esta razón, el monitoreo de la condición del aceite es clave para la evaluación de su condición. La determinación del factor de condición del aceite F_o se determina con la ecuación (10), utilizando las variables presentadas en la Tabla 10-4.

$$F_o = \frac{\sum_{i=0}^2 n_i x p_i}{\sum_{i=0}^2 p_i} \quad (15)$$

Tabla 10-4. Parámetros de evaluación de aislamiento en aceite de transformadores.

Parámetro	Rango	n_i	p_i
Acidez (mgkOH/g)	<0,10	1	1
	0,10 - 0,20	2	
	>20	3	
Humedad (ppm, a 20°C)	<5	1	4
	5 - 15	2	

	16 -20	3	
Tensión de Ruptura (kV/mm)	>20	1	3
	16 - 20	2	
	< 16	3	

Fuente: Calculation of power transformers health indexes.

Para determinar el índice de diagnóstico se utiliza nuevamente la Tabla 6-2.

10.2.7 Otros parámetros

El estado general es entregado por el supervisor, al igual que el dato de la corrosión del tanque, aterrizamiento, nivel y fuga de aceite. La desviación de relación de transformación, reactancia de fuga y la resistencia de devanados, se basan en la Tabla 10-5 y Tabla 10-6.

Tabla 10-5. Desviación de reactancia de fuga y relación de transformación.

DI	Desviación % de relación de transformación (ΔTR)	Desviación % de reactancia de fuga (ΔX)
4	$\Delta TR \leq 0,1\%$	$\Delta X < 0,5\%$
3	$0,1\% < \Delta TR \leq 0,5\%$	$0,5\% \leq \Delta X < 1\%$
2	$0,5\% < \Delta TR \leq 1\%$	$1\% \leq \Delta X < 2\%$
1	$1\% < \Delta TR \leq 2\%$	$2\% \leq \Delta X < 3\%$
0	$\Delta TR \geq 2\%$	$\Delta X \geq 3\%$

Fuente: Calculation of power transformers health indexes.

Tabla 10-6. Parámetros de resistencia de devanados.

DI	Desviación % de resistencia de devanados (ΔR)
4	$\Delta R \leq 1\%$
3	$1\% \leq \Delta R < 2\%$
2	$2\% \leq \Delta R < 3\%$
1	$3\% \leq \Delta R < 5\%$
0	$\Delta R \geq 5\%$

Fuente: Calculation of power transformers health indexes.

10.2.8 Implementación de mantenimiento basado en el índice de salud de los transformadores de distribución.

Se elaboró una aplicación en la plataforma JAVA, en la cual se introduce cada uno de los ítem propuestos en el método obteniendo como resultado el índice de salud del transformador. Además, la aplicación ofrece una recomendación en cuanto a la realización del mantenimiento. En la Figura 10-5 y Figura 10-6 se puede observar a la aplicación mostrando el resultado de la evaluación de la condición. Y en la Figura

10-7 se muestran notas aclaratorias para una mejor comprensión del dato a ingresar.

Figura 10-5. Aplicación mostrando resultado positivo del cálculo del DTHI

Cargabilidad

Potencia nominal 120

Cargabilidad 100 Resultado ID-Car 4.0

Temperatura

Temp aceite superior 98 Resultado ID-Tem 4.0

Ruido (Zumbido)

Seleccione nivel de ruido

2

Nivel de aceite

Seleccione el nivel de aceite

4
3
2
1
0

82,24

Rango HI Condición Tiempo de vida estimado

70-85 Buena > 10 años

Requerimiento

Mantenimiento normal

Fuente: Propia.

Figura 10-6. Aplicación mostrando resultado desfavorable del cálculo del DTHI

Cargabilidad

Potencia nominal: 120

Cargabilidad: 120

Calcular ID - Car

Resultado ID-Car: 3.0

Temperatura

Temp aceite superior: 100

Calcular ID - Tem

Resultado ID-Tem: 3.0

Ruido (Zumbido)

Seleccione nivel de ruido: 2

Nivel de aceite

Seleccione el nivel de aceite: 2

Calcular Índice de Salud

63,16

Rango HI	Condición	Tiempo de vida estimado
50-70	Aceptable	Entre 3 y 10 años

Requerimiento

Realizar pruebas de diagnostico. Posiblemente se requiera una reparación o reemplazo

Fuente: Propia.

Figura 10-7. Notas aclaratorias

Ruido (Zumbido)

Seleccione nivel de ruido: 0

Donde 0 es Alto y 4 es Normal

Nivel de aceite

Seleccione el nivel de aceite: 2

Donde 0 es Bajo y 4 Óptimo

Calcular Índice de Salud

Fuente: Propia.

Las figuras Figura 10-8 y Figura 10-9. Presentan la aplicación alternativa.

Figura 10-8. Presentación de la aplicación alternativa 1.

The screenshot shows a software window titled 'DGA'. It contains several sections for data entry:

- DGA:** Input fields for H2, CH4, C2H2, C2H4, C2H6, CO, and CO2. A 'Calcular HI - DGA' button and a 'Resultado FG' field.
- Cargabilidad:** Input fields for 'Potencia nominal' and 'Cargabilidad'. A 'Calcular ID - ...' button and a 'Resultado ID-Car' field.
- Temperatura:** Input field for 'Temp aceite superior'. A 'Calcular ID - Tem' button and a 'Resultado ID-Tem' field.
- Calidad del aceite:** Input fields for 'Acidez', 'Humedad', and 'T. Ruptura'. A 'Calcular HI - Aceite' button and a 'Resultado Fo' field.
- Estado general:** A dropdown menu labeled 'Seleccione el estado general' with a value of '0'.
- Contenido de furanos:** Input field for 'furanos [ppm]'. A 'Calcular ID - FUR' button and a 'Resultado ID-FUR' field.
- Relación de transformación:** Input field for 'Delta TR'. A 'Calcular ID - DTR' button and a 'Resultado ID-DTR' field.

Fuente: propia.

Figura 10-9. Presentación de la aplicación alternativa 2.

The screenshot shows a software window titled 'DGA'. It contains several sections for data entry:

- furanos [ppm]:** Input field and 'Calcular ID - FUR' button.
- Resultado ID-FUR:** Output field.
- Delta TR:** Input field and 'Calcular ID - DTR' button.
- Resultado ID-DTR:** Output field.
- Resistencia de devanados:** Input field for 'Delta R'. A 'Calcular ID - DR' button and a 'Resultado ID-DR' field.
- Reactancia de fuga:** Input field for 'Delta X'. A 'Calcular ID - DX' button and a 'Resultado ID-DX' field.
- Corrosión:** A dropdown menu labeled 'Seleccione la corrosión' with a value of '0'.
- Aterrizamiento:** A dropdown menu labeled 'Seleccione el aterrizamiento' with a value of '0'.
- Nivel de aceite:** A dropdown menu labeled 'Seleccione el nivel de aceite' with a value of '0'.
- Fuga de aceite:** A dropdown menu labeled 'Seleccione la fuga de aceite' with a value of '0'.
- Calcular Índice de Salud:** A button.
- Rango HI:** Input field.
- Condición:** Input field.
- Tiempo de vida estimado:** Input field.
- Requerimiento:** A text area for additional notes.

Fuente: propia.

Al introducir los datos su pueden calcular algunas variables independientes necesarias para el cálculo final del índice de salud ver Figura 10-10.

Figura 10-10. Cálculo de variables independientes.

The screenshot shows a software window titled 'DGA' with several input sections:

- Gas Analysis:** Fields for H₂ (835), CH₄ (393), C₂H₂ (30), C₂H₄ (159), C₂H₆ (109), CO (11), and CO₂ (9026). A 'Calcular HI - DGA' button and a 'Resultado FG' field (2.72) are present.
- Cargabilidad:** Fields for 'Potencia nominal' (125) and 'Cargabilidad' (123), with a 'Calcular ID - Car' button and 'Resultado ID-Car' (4.0).
- Temperatura:** Fields for 'Temp aceite superior' (102) and a 'Calcular ID - Tem' button, with 'Resultado ID-Tem' (3.0).
- Calidad del aceite:** Fields for 'Acidez' (0), 'Humedad' (6), and 'T. Ruptura' (8), with a 'Calcular HI - Aceite' button and 'Resultado Fo' (2.25).
- Estado general:** A dropdown menu labeled 'Seleccione el estado general' with value 0.
- Contenido de furanos:** A field for 'furanos [ppm]' and a 'Calcular ID - FUR' button, with 'Resultado ID-FUR'.
- Relación de transformación:** A field for 'Delta TR' and a 'Calcular ID - DTR' button, with 'Resultado ID-DTR'.

Fuente: propia.

También hay notas aclaratorias para explicar que significan los valores a ingresar (ver Figura 10-11).

Figura 10-11. Notas aclaratorias para ingreso de variables.

The screenshot shows a software window with several input sections:

- Contenido de furanos:** Field for 'furanos [ppm]' (0.15), 'Calcular ID - FUR' button, and 'Resultado ID-FUR' (3.0).
- Relación de transformación:** Field for 'Delta TR' (0.15), 'Calcular ID - DTR' button, and 'Resultado ID-DTR' (3.0).
- Resistencia de devanados:** Field for 'Delta R' (.5), 'Calcular ID - DR' button, and 'Resultado ID-DR' (4.0).
- Reactancia de fuga:** Field for 'Delta X' (.6), 'Calcular ID - DX' button, and 'Resultado ID-DX' (3.0).
- Corrosión:** A dropdown menu labeled 'Seleccione la corrosión' with value 3.
- Aterrizamiento:** A dropdown menu labeled 'Seleccione el aterrizamiento' with value 3.
- Nivel de aceite:** A dropdown menu labeled 'Seleccione el nivel de aceite' with value 4.
- Fuga de aceite:** A dropdown menu labeled 'Seleccione la fuga de aceite' with value 0. A note below says 'Donde 0 es malo y 4 Excelente'.
- Summary:** Fields for 'Calcular índice de Salud', 'Rango HI', 'Condición', and 'Tiempo de vida estimado'.
- Requerimiento:** A field at the bottom left.

Fuente: propia.

Finalmente oprimimos en el botón de calcular índice de salud y obtenemos el valor del mismo, en rango en que se encuentra este índice, la condición general del activo, el tiempo de vida estimado del transformador y los requerimientos de mantenimiento como se aprecia en la Figura 10-12.

Figura 10-12. Resultado arrojado por la aplicación del índice de salud del transformador.

The application window displays the following data:

Resistencia de devanados	Reactancia de fuga	Corrosión
Delta R: .5	Delta X: .6	Seleccione la corrosión: 3
Resultado ID-DR: 4.0	Resultado ID-DX: 3.0	

Aterrizamiento	Nivel de aceite	Fuga de aceite
Seleccione el aterrizamiento: 3	Seleccione el nivel de aceite: 4	Seleccione la fuga de aceite: 4

Calcular Índice de Salud: 69,67

Rango HI: 50-70

Condición: Aceptable

Tiempo de vida estimado: Entre 3 y 10 años

Requerimiento: Realizar pruebas de diagnostico. Posiblemente se requiera una reparación o reemplazo de alguna pieza

Fuente: propia.

Finalmente se presenta una parte del código fuente con el que se realiza el cálculo del resultado final (ver Figura 10-13).

Figura 10-13. Código fuente en JAVA.

```

Indice_Salud=Ci_ID/FCi*100;

jTextField_R_IS.setText(""+miFormato.format(Indice_Salud));

if(Indice_Salud>=0 && Indice_Salud<30){
    jTextField_R_RangoHI.setText("0-30");
    jTextField_R_Condicion.setText("Muy mala");
    jTextField_R_TiempoVida.setText("Cerca al fin de vida útil");
    jTextField_R_Requerimiento.setText("Riesgo inminente. Reemplazar o re manufacturar basado en la condición.");
}

if(Indice_Salud>=30 && Indice_Salud<50){
    jTextField_R_RangoHI.setText("30-50");
    jTextField_R_Condicion.setText("Mala");
    jTextField_R_TiempoVida.setText("< 3 años");
    jTextField_R_Requerimiento.setText("Comenzar el proceso para su reemplazo o re manufacturación. Considerar alto riesg");
}

if(Indice_Salud>=50 && Indice_Salud<70){
    jTextField_R_RangoHI.setText("50-70");
    jTextField_R_Condicion.setText("Aceptable");
    jTextField_R_TiempoVida.setText("Entre 3 y 10 años");
    jTextField_R_Requerimiento.setText("Realizar pruebas de diagnostico. Posiblemente se requiera una reparación o reempl");
}

if(Indice_Salud>=70 && Indice_Salud<=85){

```

Fuente: propia.