



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**ESTIMACIÓN DE VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA
BASADA EN EL MODELADO DEL ENVEJECIMIENTO DEL ACEITE
DIELÉCTRICO**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico.

AUTOR: Jorge Ricardo Huayamave Salvador

TUTOR: Ing. Carlos Fernando Chavez Córdova

Guayaquil – Ecuador

2026

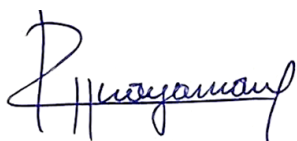
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Jorge Ricardo Huayamave Salvador con documento de identificación N° 0952598456 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 2 de febrero del año 2026

Atentamente,



Jorge Ricardo Huayamave Salvador
CI: 0952598456

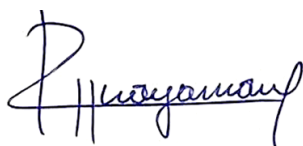
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Yo, Jorge Ricardo Huayamave Salvador con documento de identificación N° 0952598456, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Proyecto técnico: “ESTIMACIÓN DE VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA BASADA EN EL DEL ENVEJECIMIENTO DEL ACEITE DIELECTRICO”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero en Electricidad, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 2 de febrero del año 2026

Atentamente,



Jorge Ricardo Huayamave Salvador
CI: 0952598456

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Carlos Fernando Chavez Córdova con documento de identificación N° 0919553438 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “ESTIMACIÓN DE VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA BASADA EN EL MODELADO DEL ENVEJECIMIENTO DEL ACEITE DIELECTRICO”, realizado por Jorge Ricardo Huayamave Salvador con número de identificación N° 0952598456, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 2 de febrero del año 2026

Atentamente,



Ing. Carlos Fernando Chavez Córdova
CI: 0919553438

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación al ser que me dio la vida, mi madre, Ángela Lorena, quien ha sido el mayor ejemplo de fortaleza, amor y perseverancia, mi mayor fuente de inspiración para seguir adelante. Por su amor incondicional, esfuerzo constante, apoyo inquebrantable, por creer en mí incluso cuando yo dudé. Su fe en mí ha sido determinante para no rendirme ante las dificultades y alcanzar este logro académico. Este título no solo representa mi esfuerzo, sino también el tuyo, porque sin tu guía, tus palabras y tu confianza, este sueño no habría sido posible. Cada sacrificio realizado, cada consejo brindado y cada palabra de aliento fueron fundamentales para culminar esta etapa, por lo que este trabajo no solo representa un logro personal, sino también el reflejo de tu dedicación y perseverancia. Este logro es tan suyo como mío. Todo lo que soy y todo lo que he logrado lleva tu huella, madre.

AGRADECIMIENTO

Expreso mis más sinceros agradecimientos. En primer lugar, a Dios por darme la fortaleza, perseverancia y la claridad necesaria para afrontar los retos personales y académicos que se presentaron durante mi aprendizaje y formación académica en el desarrollo de este proyecto. Seguido a mis padres, por su respaldo incondicional, fundamental para mantener la motivación y avanzar con determinación hasta la culminación de este objetivo, así como por los sacrificios realizados a lo largo de mis estudios. De igual manera, agradezco a toda mi familia por su comprensión, paciencia y palabras de aliento, las cuales fueron un apoyo valioso en los momentos de mayor exigencia y preocupación. Asimismo, expreso un agradecimiento muy especial a mi tutor de tesis, Ing. Carlos Chávez, por su orientación, guía, acompañamiento y disposición. Sus observaciones técnicas y recomendaciones durante el desarrollo de este trabajo investigativo que contribuyeron de manera significativa a fortalecer el enfoque y la calidad en mi proyecto. De igual manera mis agradecimientos a los docentes de la carrera de Ingeniería Eléctrica, quienes fueron el cimiento técnico en mi desarrollo académico y las bases para ejercer mi profesión. Finalmente, agradezco a todas las personas que, de forma directa o indirecta, contribuyeron a la culminación de este trabajo y a la consecución de esta meta profesional.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	ii
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.....	iii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
RESUMEN.....	xiii
ABSTRACT	xiv
ACRONIMOS.....	xv
CAPÍTULO I.....	1
1. TÍTULO	1
1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Introducción.....	2
1.3. Planteamiento del problema.....	2
1.4. Justificación.....	3
1.5. Alcance.....	4
1.6. Beneficiarios.....	5
1.7. Objetivos.....	5
1.7.1. Objetivo general	5
1.7.2. Objetivos específicos.....	5

CAPÍTULO II	7
2. MARCO TEÓRICO	7
2.1. Aceite dieléctrico	7
2.2. Mecanismos de degradación del aceite	8
2.2.1. Degradación térmica	8
2.2.2. Degradación por humedad	8
2.2.3. Degradación eléctrica	8
2.3. Parámetros relevantes para evaluar la condición del aceite	8
2.4. Análisis de gases disueltos (DGA)	9
2.5. Mantenimiento basado en condición	10
2.6. Relación entre degradación y desempeño eléctrico	10
2.7. Revisión Bibliográfica y Normativa Técnica	12
CAPÍTULO III	13
3. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO	13
3.1. Metodología	14
3.1.1. Paso 1. Revisión documental y normativa	16
3.1.2. Paso 2. Definición del transformador y parámetros térmicos del modelo	16
3.1.3. Paso 3. Selección de los modelos de envejecimiento térmico y químico	16
3.1.4. Paso 4. Construcción de perfiles de carga y escenarios de análisis	16
3.1.5. Paso 5. Cálculo horario de temperaturas y factor de envejecimiento térmico.	16
3.1.6. Paso 6. Estimación del envejecimiento por degradación del papel aislante ..	16
3.1.7. Paso 7. Integración del envejecimiento térmico y químico para estimar la vida útil total.	17
3.2. Programación del modelo de degradación del aceite y definición de escenarios de simulación	17
3.2.1. Representación de la degradación del aceite en Matlab y cálculo de envejecimiento	17
3.2.1.1. Envejecimiento térmico	17
3.2.1.2. Humedad en aceite y papel	17
3.2.1.3. Gases disueltos (DGA)	18

3.2.2.	Escenarios de simulación orientados a la vida útil	18
3.2.2.1.	Escenario 1: Baja demanda (carga ligera 20–40%)	18
3.2.2.2.	Escenario 2: Demanda media (carga moderada 50–80%)	19
3.2.2.3.	Escenario 3: Alta demanda (carga crítica 90–120%)	19
3.2.3.	Análisis por escenarios	20
3.3.	Códigos de Matlab para los escenarios propuestos.....	20
3.3.1.	Programación de la cargabilidad del transformador.	20
3.3.2.	Programación envejecimiento furano.	24
3.3.3.	Programación para el envejecimiento térmico para un escenario de baja demanda.	27
3.3.4.	Programación para el envejecimiento térmico para un escenario de media demanda.	32
3.3.5.	Programación para el envejecimiento térmico para un escenario de alta demanda.	36
4.	ANÁLISIS DEL ENVEJECIMIENTO DEL TRANSFORMADOR MEDIANTE ESCENARIO DE DEMANDA PROPUESTOS.	41
4.1.	Escenario de baja demanda.	42
4.1.1.	Potencia de demanda.	42
4.1.2.	Envejecimiento térmico.	46
4.1.3.	Envejecimiento bajo compuestos furánicos.	47
4.1.4.	Envejecimiento total.	49
4.2.	Escenario de media demanda.	51
4.2.1.	Potencia de demanda.	51
4.2.2.	Envejecimiento térmico.	55
4.2.3.	Envejecimiento bajo compuestos furánicos.	56
4.2.4.	Envejecimiento total	57
4.3.	Escenario de alta demanda.	59
4.3.1.	Potencia de demanda.	59
4.3.2.	Envejecimiento térmico.	63
4.3.3.	Envejecimiento bajo compuestos furánicos.	64
4.3.4.	Envejecimiento total	65

CAPÍTULO V	68
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	68
5.1. Conclusiones	68
5.2. Recomendaciones	69
CAPITULO VI.....	70
6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	70
7. ANEXOS.....	73

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1. Relación entre el factor de disipación dieléctrica (DDF) y la tensión de a medida que aumenta la degradación con los años de servicio.....	11
Figura 2. Diagrama de flujo para el modelado/simulación de la degradación del aceite dieléctrico en un transformador de potencia.	15
Figura 3. Envejecimiento total del transformador para un escenario de baja demanda.....	51
Figura 4. Envejecimiento total del transformador para un escenario de media demanda.....	59
Figura 5. Envejecimiento total del transformador para un escenario de alta demanda.....	67

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Concentraciones límites seguras en ppm de gases disueltos en aceite.	10
Tabla 2. Datos de potencia del transformador en el escenario de baja demanda.	45
Tabla 3. Resultados del envejecimiento térmico del transformador en baja demanda.....	47
Tabla 4. Resultados del envejecimiento por compuestos furanos.	48
Tabla 5. Resultados del envejecimiento total del transformador para el escenario de baja demanda.	50
Tabla 6. Datos de potencia del transformador en el escenario de media demanda.	55
Tabla 7. Resultados del envejecimiento térmico del transformador en media demanda.	55
Tabla 8. Resultados del envejecimiento por compuestos furanos.	57
Tabla 9. Resultados del envejecimiento total del transformador para el escenario de media demanda.	58
Tabla 10. Datos de potencia del transformador en el escenario de alta demanda.	63
Tabla 11. Resultados del envejecimiento térmico del transformador en alta demanda.....	64
Tabla 12. Resultados del envejecimiento bajo compuestos furanos.	65
Tabla 13. Resultados del envejecimiento total del transformador para el escenario de alta demanda.	66

RESUMEN

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo desarrollar un modelo computacional para estimar la vida útil de los transformadores de potencia, basado en el envejecimiento del aceite dieléctrico. Los transformadores de potencia son elementos clave en los sistemas eléctricos, y su funcionamiento depende de un sistema de aislamiento que incluye tanto el aceite dieléctrico como el papel aislante. La degradación de estos componentes reduce la eficiencia y aumenta el riesgo de fallas. Para abordar esta problemática, se propone un modelo que simula la degradación térmica y química del aceite mediante la integración de parámetros como la rigidez dieléctrica, el contenido de humedad, la acidez y la concentración de gases disueltos. Se implementa el modelo en MATLAB y se simulan distintos escenarios de carga (baja, media y alta demanda), evaluando su impacto en la vida útil del transformador. Además, se incorporan normativas internacionales como IEEE e IEC para la validación de los resultados. El estudio tiene como beneficio principal la mejora de las estrategias de mantenimiento basado en condición, permitiendo a las empresas del sector eléctrico tomar decisiones más informadas, optimizando los recursos y prolongando la vida útil de los equipos. Este enfoque predictivo también contribuirá a la reducción de fallas no programadas y costos asociados.

ABSTRACT

This thesis aims to develop a computational model to estimate the useful life of power transformers, based on the aging of the dielectric oil. Power transformers are critical components in electrical systems, and their performance relies on an insulation system that includes both dielectric oil and paper. The degradation of these components reduces efficiency and increases the risk of failure. To address this issue, a model is proposed that simulates the thermal and chemical degradation of the oil by integrating parameters such as dielectric strength, moisture content, acidity, and dissolved gas concentration. The model is implemented in MATLAB, and various load scenarios (low, medium, and high demand) are simulated to assess their impact on the transformer's useful life. Additionally, international standards such as IEEE and IEC are incorporated to validate the results. The main benefit of this study is the enhancement of condition-based maintenance strategies, enabling electrical companies to make more informed decisions, optimizing resources, and extending the lifespan of equipment. This predictive approach will also contribute to reducing unscheduled failures and associated costs.

ACRONIMOS

AF: Alcohol furfurílico (Alcohol Furan).

BDV: Breakdown Voltage

CF: Compuestos furánicos.

CO: Monóxido de carbono.

CO₂: Dióxido de carbono.

C₂H₂: Acetileno.

C₂H₄: Etileno.

C₂H₆: Etano.

DDF: Dielectric Dissipation Factor

DGA: Dissolved Gas Analysis

DP: Degree of Polymerization

EV: Electric Vehicle

FAA: Factor de Envejecimiento Acelerado

FD: Furfuraldehído.

H₂: Hidrógeno.

HVAC: Heating, Ventilation and Air Conditioning

IEC: International Electrotechnical Commission

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

MATLAB: Matrix Laboratory

M2F: 2-Metilfurano.

Ppm: Partes por millón.

Pu: Per Unit – Por unidad.

RUL: Remaining Useful Life

Std: Standard

tan δ : Tangente delta

TDCG: Total Dissolved Combustible Gases

TF: Total de furanos.

CAPÍTULO I

1. TÍTULO

Estimación de vida útil de transformadores de potencia basada en el del envejecimiento del aceite dieléctrico.

1.1. Antecedentes.

El aceite dieléctrico en transformadores de potencia cumple funciones esenciales de aislamiento, enfriamiento y diagnóstico, por lo que su degradación representa un riesgo directo para la confiabilidad operativa del equipo. Factores térmicos, eléctricos y químicos alteran progresivamente propiedades como la rigidez dieléctrica, el contenido de humedad, la acidez y el factor de disipación, los cuales son indicadores directos del deterioro del aislamiento líquido y sólido [1], [2]. Esta pérdida de propiedades incrementa la probabilidad de fallas internas, afectando la continuidad del servicio eléctrico.

Normas como IEEE Std C57.104-2019 e IEC 60599 establecen que los gases disueltos generados por sobrecalentamientos, descargas parciales o arcos pueden anticipar fallas antes de que estas se manifiesten externamente [3], [4]. Estudios recientes evidencian que el envejecimiento del aceite está estrechamente vinculado con la degradación del papel aislante, cuyo estado puede evaluarse mediante compuestos como los furanos, reflejando la pérdida de vida útil del aislamiento sólido [5], [6]. No obstante, en la práctica se carece de modelos integrados que relacionen estos parámetros con el deterioro eléctrico del transformador.

Aunque existen guías para evaluar el envejecimiento térmico y la operación bajo carga, como IEEE Std C57.91-2011 y la IEC 60076-7 las decisiones de mantenimiento continúan basándose en criterios parciales [7], [8]. Esta situación ha generado un déficit de herramientas predictivas que permitan estimar la vida útil del transformador considerando simultáneamente la degradación del aceite y del aislamiento sólido. Por lo que se vuelve necesario desarrollar un modelo computacional que simule la evolución del aceite dieléctrico y su impacto en el comportamiento eléctrico del transformador, con el fin de anticipar condiciones críticas y fortalecer el mantenimiento basado en condición [2], [9].

1.2. Introducción.

Los transformadores de potencia son dispositivos cruciales en los sistemas eléctricos de transmisión y distribución. Su confiabilidad operativa depende fundamentalmente del estado del sistema de aislamiento, compuesto por el aceite dieléctrico y el papel celulósico, cuya degradación progresiva es la principal causa de fallas internas.

El aceite dieléctrico actúa como un indicador clave del estado interno del transformador. Parámetros fisicoquímicos y eléctricos como la rigidez dieléctrica, la acidez y el contenido de humedad permiten diagnosticar el grado de envejecimiento [3]. No obstante, el análisis convencional suele omitir la relación directa entre estos parámetros y la estimación cuantitativa de la vida útil restante del equipo.

En este contexto, esta investigación propone el desarrollo de un modelo computacional para estimar la vida útil de transformadores de potencia, basados en el modelado del envejecimiento del aceite dieléctrico. Mediante la integración de parámetros de diagnóstico, criterios y normativas (IEEE e IEC), se busca proporcionar una herramienta predictiva que fortalezca las estrategias de mantenimiento basado en condición y optimice la gestión de estos activos críticos [4].

1.3. Planteamiento del problema.

El aceite dieléctrico en transformadores de potencia cumple funciones esenciales de aislamiento, enfriamiento y diagnóstico, por lo que su degradación representa un riesgo directo para la confiabilidad operativa del equipo. Diversos factores térmicos, eléctricos y químicos alteran progresivamente propiedades como la rigidez dieléctrica, la humedad disuelta, la acidez y el factor de disipación, las cuales constituyen indicadores directos del deterioro del aislamiento líquido y sólido [10]. Esta degradación incrementa la probabilidad de fallas internas y compromete la continuidad operativa del sistema eléctrico.

Normas técnicas como IEEE Std C57.104-2019 y IEC 60599 establecen que los gases disueltos generados por sobrecalentamientos, descargas parciales o arcos eléctricos pueden anticipar fallas antes de que estas se manifiesten externamente [4], [8]. A su vez, estudios recientes evidencian que el envejecimiento del aceite está estrechamente vinculado con la degradación del papel aislante, cuyo estado puede evaluarse mediante indicadores como los compuestos furánicos, que reflejan la pérdida de vida útil del aislamiento sólido [1], [9]. Sin embargo, en la

práctica industrial aún se carece de modelos integrados que relacionen estos parámetros fisicoquímicos con el deterioro eléctrico global del transformador.

Aunque existen guías consolidadas para evaluar el envejecimiento térmico y la operación bajo carga como IEEE Std C57.91-2011 y IEC 60076-7, que establecen criterios para la estimación de la vida térmica del aislamiento y los límites de carga admisibles las decisiones de mantenimiento continúan basándose en criterios parciales o aislados [4], [5]. Esto ha generado la necesidad de herramientas predictivas más robustas, que permitan estimar la vida útil del transformador considerando de forma simultánea la degradación del aceite dieléctrico y del aislamiento sólido.

En este contexto, se vuelve imprescindible el desarrollo de un modelo computacional que simule la evolución del aceite y su impacto en el comportamiento eléctrico del transformador, con el fin de anticipar condiciones críticas y fortalecer estrategias de mantenimiento basadas en condición [1], [9].

1.4. Justificación.

La operación confiable de los transformadores de potencia depende directamente del estado de su sistema de aislamiento, conformado por el aceite dieléctrico y el papel celulósico. Ambos materiales experimentan un deterioro progresivo debido a esfuerzos térmicos, eléctricos y químicos, los cuales modifican sus propiedades fundamentales e incrementan la probabilidad de fallas internas que comprometen la continuidad del suministro eléctrico. Parámetros como la rigidez dieléctrica, la humedad disuelta, la acidez, el factor de disipación y los compuestos derivados del envejecimiento del papel constituyen indicadores clave para el diagnóstico del estado del aislamiento [6], [7], [10].

Las normas internacionales establecen criterios para la detección temprana de fallas mediante el análisis de gases disueltos, tal como lo describen la IEC 60599 [4] y la IEEE Std C57.104-2019 [5]. De manera complementaria, guías como la IEEE Std C57.106-2015, orientada a la aceptación y mantenimiento del aceite aislante, y la IEEE Std C57.91-2011, referente al envejecimiento térmico y a los límites de carga admisibles, proporcionan criterios adicionales para evaluar el estado del aislamiento líquido y sólido [8], [9]. No obstante, aunque estas herramientas resultan valiosas, no ofrecen un marco integral que vincule la degradación del

aceite con variaciones en el comportamiento eléctrico del transformador, ni permiten estimar con precisión su vida útil remanente. Como consecuencia, en muchas instalaciones las decisiones de mantenimiento continúan adoptándose de manera reactiva, incrementando la probabilidad de fallas mayores, los costos de reparación y los tiempos de indisponibilidad [1], [2].

En este contexto, el desarrollo de un modelo que permita simular la degradación del aceite dieléctrico y analizar su impacto en las variables eléctricas del transformador representa una contribución relevante tanto en el ámbito académico como operativo. Un modelo de este tipo facilitaría la identificación de tendencias de deterioro, permitiría establecer umbrales críticos basados en la normativa vigente y ofrecería una herramienta predictiva robusta que fortalezca los programas de mantenimiento basado en condición. Con ello, se busca optimizar la gestión de activos, prolongar la vida útil de los transformadores y reducir los riesgos operativos dentro del sistema eléctrico [9].

1.5. Alcance.

El presente proyecto técnico se orienta a la estimación de la vida útil de transformadores de potencia mediante el modelado del envejecimiento del aceite dieléctrico, integrando parámetros fisicoquímicos, eléctricos y criterios normativos establecidos por estándares internacionales IEEE e IEC. El estudio contempla el desarrollo de un modelo computacional implementado en MATLAB que simula la degradación progresiva del aceite y su influencia en el comportamiento eléctrico del transformador bajo diferentes escenarios de carga.

Asimismo, el alcance del estudio incluye la incorporación de dichos parámetros en un modelo de simulación capaz de reproducir la evolución del deterioro del aceite dieléctrico y evaluar su impacto sobre las variables eléctricas del transformador en condiciones normales y exigentes de operación. Para ello, se consideran escenarios de carga representativos de baja, media y alta demanda, con el fin de analizar la influencia de los esfuerzos térmicos y eléctricos en la aceleración del envejecimiento del sistema de aislamiento.

La investigación se limita al análisis de transformadores de potencia inmersos en aceite mineral y se basa en modelos matemáticos, información normativa y simulaciones, sin incluir ensayos experimentales de laboratorio ni mediciones en campo. Los resultados obtenidos permiten

estimar la vida útil remanente del equipo y analizar tendencias de deterioro, sirviendo como apoyo para estrategias de mantenimiento basado en condición y gestión de activos eléctricos.

1.6. Beneficiarios.

Los principales beneficiarios de este proyecto técnico son:

- La Universidad Politécnica Salesiana, al contar con un modelo computacional debidamente documentado que permite estimar la vida útil de transformadores de potencia, basado en el análisis del envejecimiento del aceite dieléctrico y respaldado por normativas internacionales IEEE e IEC, lo que fortalece los procesos académicos y de investigación aplicada.
- Las empresas de transmisión y distribución eléctrica, que podrán adoptar la metodología desarrollada como una herramienta de soporte para la gestión técnica de activos, facilitando la toma de decisiones en esquemas de mantenimiento orientados a condición y confiabilidad operativa.
- Los profesionales responsables del mantenimiento preventivo de transformadores de potencia en distintas áreas del sector eléctrico, quienes dispondrán de un enfoque técnico que contribuye a extender la vida útil de los equipos, optimizar costos operativos y reducir la incidencia de mantenimientos correctivos no programados.

1.7. Objetivos.

1.7.1. Objetivo general

- Desarrollar un modelo computacional de degradación del aceite dieléctrico en transformadores de potencia mediante la integración de parámetros fisicoquímicos, eléctricos y criterios normativos de estándares internacionales con el propósito de evaluar su influencia en el comportamiento eléctrico y en la vida útil del equipo.

1.7.2. Objetivos específicos

- Identificar los parámetros críticos del aceite dieléctrico que intervienen en su degradación por medio de una revisión normativa y el análisis de literatura técnica especializada, para seleccionar las variables más representativas del envejecimiento del aislamiento.
- Implementar un modelo de simulación que reproduzca la evolución de los parámetros fisicoquímicos y eléctricos del aceite dieléctrico utilizando un software

especializado como plataforma computacional para analizar su impacto en la respuesta operativa del transformador.

- Simular diferentes escenarios de carga que permitan estudiar la degradación del aceite dieléctrico mediante la comparación de resultados con criterios establecidos en normas IEEE e IEC para determinar umbrales críticos de desempeño eléctrico y estimar la vida útil remanente del transformador.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

Los transformadores de potencia son elementos fundamentales dentro de los sistemas eléctricos actuales, ya que permiten transportar grandes cantidades de energía desde los centros de generación hasta los usuarios finales, asegurando la continuidad del servicio y niveles de tensión adecuados. Ante una falla, el impacto económico y social puede ser significativo debido a la interrupción del servicio, daños materiales y tiempos de reparación. Por esta razón, conocer las condiciones internas del transformador no solo contribuye a prolongar su vida útil, sino también a garantizar que la energía se suministre de forma segura y confiable [6], [10].

El sistema de aislamiento del transformador, compuesto por el aceite dieléctrico y el papel aislante, desempeña un papel crítico en su funcionamiento. El aceite dieléctrico, además de facilitar la disipación del calor generado durante la operación, actúa como medio aislante entre partes energizadas [7]. Sus propiedades fisicoquímicas influyen directamente en la capacidad del transformador para soportar esfuerzos eléctricos y térmicos [6]. Con el paso del tiempo, este aceite sufre procesos de degradación que alteran tales propiedades, comprometiendo potencialmente la seguridad del equipo [8].

2.1. Aceite dieléctrico

El aceite dieléctrico utilizado en transformadores es, en la mayoría de los casos, de origen mineral. Su estructura molecular le permite cumplir simultáneamente tres funciones esenciales:

- **Aislamiento eléctrico:** evita la formación de arcos o descargas entre puntos con diferencia de potencial.
- **Enfriamiento:** transfiere calor desde los devanados hacia el sistema externo de enfriamiento.
- **Medio de diagnóstico:** refleja la condición interna del transformador a través de la composición de sus gases y contaminantes.

Estas funciones dependen de su rigidez dieléctrica, estabilidad térmica, bajo contenido de humedad y mínima presencia de impurezas. Cuando alguno de estos parámetros se altera, la confiabilidad operativa disminuye [5], [9].

2.2. Mecanismos de degradación del aceite

El deterioro del aceite dieléctrico es inevitable, aunque puede retardarse mediante un mantenimiento adecuado. Los principales mecanismos involucrados son:

2.2.1. Degradación térmica

A temperaturas elevadas, las cadenas hidro carbónicas del aceite comienzan a romperse, lo que conduce a la formación de sustancias ácidas y polímeros insolubles conocidos como *lodos*, los cuales se depositan en partes internas del equipo, reduciendo el intercambio térmico y provocando sobrecalentamientos [9].

2.2.2. Degradación por humedad

La humedad puede ser absorbida desde el ambiente o provenir del envejecimiento del papel aislante. Incluso cantidades pequeñas afectan de forma significativa la rigidez dieléctrica y pueden favorecer la formación de burbujas cuando la temperatura aumenta. Estas burbujas son altamente peligrosas, ya que pueden originar descargas internas [10].

2.2.3. Degradación eléctrica

La presencia de sobretensiones, descargas parciales o esfuerzos eléctricos extremos puede inducir rupturas locales de la estructura molecular del aceite. Como resultado, se generan gases específicos cuya tipología permite identificar el tipo de defecto interno [11], .

2.3. Parámetros relevantes para evaluar la condición del aceite

La condición del aceite se evalúa mediante pruebas fisicoquímicas y eléctricas. Entre los parámetros más relevantes se encuentran:

- **Rigidez dieléctrica:** indica la capacidad del aceite para soportar tensiones eléctricas sin ruptura [5].
- **Contenido de humedad:** expresado en ppm; niveles elevados reducen significativamente la resistencia dieléctrica.

- **Gases disueltos:** productos derivados de fallas internas. Su análisis permite identificar fenómenos como descargas parciales, arcos y sobrecalentamientos [4].
- **Acidez:** su incremento refleja oxidación y envejecimiento [9].
- **Factor de disipación ($\tan \delta$):** relacionado con pérdidas dieléctricas; valores elevados se asocian con deterioro.

La tendencia de estos parámetros a lo largo del tiempo es tan importante como su valor instantáneo, pues permite detectar cambios físicos o químicos dentro del transformador antes de que la falla sea evidente externamente [8].

2.4. Análisis de gases disueltos (DGA)

El DGA es una de las herramientas más útiles para el diagnóstico predictivo de transformadores inmersos en aceite. A través de esta técnica se identifican gases formados durante situaciones anormales internas. Entre los gases más relevantes están el hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno, monóxido de carbono y anhídrido carbónico. Cada uno se encuentra asociado a un tipo de falla interna en el transformador.

- El hidrógeno puede indicar fallas incipientes en el aislamiento sólido o líquido.
- El metano puede indicar fallas térmicas de baja temperatura.
- El etano puede indicar fallas de sobrecalentamiento.

Las normativas de la IEEE C57.104 sirven como guía para interpretar estos gases y la relación entre gases, y métodos como cocientes de Duval y Rogers ayudan a identificar el tipo de falla interna y tener un diagnóstico sobre los DGA C [1], [10].

Gases	Formula	ppm limite	ppm limite en el Transport X (precaucion/peligro)
Hidrógeno	H_2	20 X N +50	100/700
Metano	CH_4	20 X N +50	120/400
Etano	C_2H_6	20 X N +50	65/100
Etileno	C_2H_4	20 X N +50	50/100
Acetileno	C_2H_2	5 X N +10	2/5
Monóxido de carbono	CO	25 X N +500	350/570
Anhídrido carbónico	CO_2	100 X N +1500	2500/4000
Total de gases combustibles	TGC	110 X N +710	700/1900
N: Número de años de servicio			

Tabla 1. Concentraciones límites seguras en ppm de gases disueltos en aceite.

2.5. Mantenimiento basado en condición

Tradicionalmente, los transformadores eran sometidos a cronogramas de mantenimiento previamente programados sin considerar su condición real. Esta estrategia, con el pasar de los años, ha perdido vigencia, dado que la condición operativa puede variar de forma considerable entre equipos de la misma antigüedad. En este contexto, el mantenimiento basado en condición surge como una estrategia más eficiente, sustentada en datos objetivos obtenidos mediante los análisis periódicos del aceite dieléctrico [5], [9]. Esta filosofía busca intervenir cuando existe evidencia de deterioro, evitando fallas catastróficas y optimizando recursos.

Mantener el aceite en condiciones apropiadas es uno de los factores más determinantes para prolongar la vida útil del transformador. Una adecuada interpretación de los parámetros del aceite permite decidir si se requiere filtración, regeneración, reemplazo parcial o simplemente continuar la operación [6], [7], [10].

2.6. Relación entre degradación y desempeño eléctrico

Cuando el aceite pierde propiedades dieléctricas, el transformador experimenta variaciones operativas que pueden manifestarse como:

- Pérdidas eléctricas adicionales.
- Disminución de la capacidad de aislamiento.

- Comportamiento anómalo de impedancia.
- Sobrecalentamientos localizados.
- Mayor exposición a descargas internas.

Estos efectos están directamente vinculados con la degradación fisicoquímica del aceite y del papel aislante, procesos ampliamente documentados en la literatura técnica [6], [10]. Cuando la oxidación, el aumento del contenido de humedad o la disminución de la rigidez dieléctrica alcanzan niveles significativos, la probabilidad de descargas parciales y fallas internas se incrementa, afectando la respuesta eléctrica del transformador bajo condiciones de carga [4], [8].

Aunque estas alteraciones suelen ser sutiles en las etapas iniciales del deterioro, pueden progresar hasta producir fallas permanentes si no se detectan y corrigen oportunamente. Por ello, comprender cómo se relacionan los cambios fisicoquímicos del aceite con el comportamiento eléctrico del transformador constituye una base sólida para desarrollar metodologías predictivas más eficaces [5], [11].

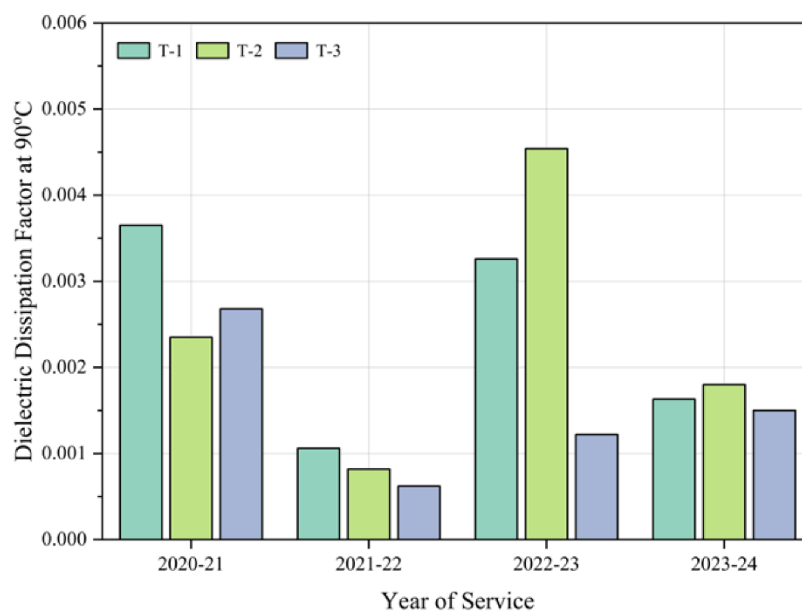


Figura 1. Relación entre el factor de disipación dieléctrica (DDF) y la tensión de a medida que aumenta la degradación con los años de servicio.

2.7. Revisión Bibliográfica y Normativa Técnica

Se debe realizar una revisión bibliográfica y normativa especializada que permita establecer los fundamentos técnicos del aceite dieléctrico como medio de diagnóstico de condición en transformadores de potencia. Esta revisión aborda dos ejes principales:

- a. Las normas internacionales aplicables al mantenimiento, monitoreo y análisis de aceites dieléctricos,
- b. Los estudios científicos que examinan la relación entre la degradación del aceite y el deterioro del aislamiento del transformador.

En el ámbito normativo, se consideran de forma prioritaria los lineamientos establecidos en la IEEE Std C57.104-2019, guía que define los criterios para la interpretación del análisis de gases disueltos, permitiendo detectar defectos internos tales como descargas parciales, sobrecalentamientos y arcos eléctricos antes de que evolucionen hacia fallas mayores [2]. De manera complementaria, se incluye la IEEE Std C57.125-1991, la cual describe los procedimientos para la investigación y documentación de fallas en transformadores y reactores de derivación, situando el análisis del aceite como una herramienta esencial en el diagnóstico post-falla [12]. Asimismo, se incorpora la IEC 60599, que proporciona directrices para la interpretación de gases y su relación con procesos de deterioro del aceite y del aislamiento sólido [7].

Desde la perspectiva científica, se examinan aportes contemporáneos que permiten comprender los mecanismos fisicoquímicos asociados al envejecimiento del aceite mineral. Entre ellos se destaca el trabajo de quienes realizan una evaluación integral del aceite sometido a envejecimiento térmico, analizando la evolución de parámetros como la rigidez dieléctrica, el contenido de humedad y el factor de disipación[10], [13].

También se consideran los resultados de quienes estudian el envejecimiento combinado del aceite y del aislamiento celulósico bajo condiciones electro-térmico-mecánicas, demostrando la influencia del deterioro químico en la pérdida de vida útil del aislamiento sólido [14]. Finalmente, el estudio de refuerza la relación directa entre el estado del aceite, la formación de compuestos asociados a la degradación y el impacto sobre la confiabilidad del transformador [8].

CAPÍTULO III

3. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio desarrollado en el presente proyecto se centra en la evaluación de la vida útil de un transformador de potencia inmerso en aceite mineral, mediante el modelado del envejecimiento progresivo del aceite dieléctrico y su influencia en el desempeño eléctrico del equipo. El análisis se realiza bajo un enfoque computacional, integrando parámetros fisicoquímicos del aceite, variables térmicas de operación y criterios normativos establecidos por estándares internacionales IEEE e IEC.

El transformador considerado corresponde a un equipo trifásico de potencia, representativo de los utilizados en sistemas de transmisión y distribución eléctrica, operando bajo condiciones normales de servicio. Si bien no se analiza un transformador específico en operación real, el caso de estudio se construye a partir de valores nominales típicos de potencia, tensión y régimen de carga, permitiendo que los resultados obtenidos sean similares a lo que experimentan en realidad los transformadores inmersos en aceite. El estudio se fundamenta en la premisa de que el estado del aceite dieléctrico constituye un indicador confiable del envejecimiento del sistema de aislamiento aceite papel. Para ello, se consideran parámetros críticos tales como la rigidez dieléctrica, el contenido de humedad, la acidez, el factor de disipación y la concentración de gases disueltos, los cuales evolucionan en función de las condiciones térmicas y eléctricas de operación del transformador.

El caso de estudio contempla la simulación de distintos escenarios de carga baja, media y alta demanda con el propósito de analizar cómo las variaciones en el perfil de operación influyen en la aceleración del envejecimiento del aceite dieléctrico y, en consecuencia, en la pérdida de vida útil del transformador. Cada escenario permite evaluar la evolución de las temperaturas internas, el factor de envejecimiento térmico, la generación de gases disueltos y el incremento de humedad, integrando dichos efectos en un modelo global de estimación de vida útil remanente. El análisis se implementa mediante un modelo computacional desarrollado en MATLAB, el cual permite simular el comportamiento del transformador a lo largo del tiempo y cuantificar la vida útil consumida bajo diferentes condiciones operativas.

3.1. Metodología

La metodología propuesta se estructura en tres etapas principales: revisión documental, modelado computacional y validación mediante simulaciones. En primer lugar, se realiza una revisión técnica basada en literatura especializada y normativas internacionales con el propósito de establecer los fundamentos teóricos del envejecimiento del aislamiento aceite-papel. Se consideran normas como IEEE Std C57.104-2019 e IEC 60599, las cuales definen los criterios para la interpretación del análisis de gases disueltos en aceite y permiten identificar defectos internos tales como descargas parciales, sobrecalentamientos y arcos eléctricos [4], [5]. Además, se incluyen guías de mantenimiento y envejecimiento térmico como IEEE Std C57.106-2015 e IEEE Std C57.91-2011, que establecen procedimientos para evaluar el estado del aceite dieléctrico y estimar la pérdida de vida útil del aislamiento sólido bajo distintas condiciones de carga y temperatura [12], [15].

Complementariamente, se incorporan estudios científicos recientes que analizan la degradación térmica, química y eléctrica del aceite dieléctrico, así como su efecto directo en la degradación del papel aislante. Entre estos aportes destacan las investigaciones de [3], quienes examinan la evolución de parámetros dieléctricos bajo envejecimiento térmico acelerado; y [8] quienes analizan el comportamiento conjunto del aceite y del aislamiento celulósico en condiciones termo-mecánicas. También se considera el trabajo de [10], referencia clásica que relaciona el estado del aceite con la vida útil del papel aislante.

A partir de esta revisión, se identifican los parámetros críticos que serán incluidos en el modelado: rigidez dieléctrica, contenido de humedad, acidez, factor de disipación y concentración de gases disueltos. Estos parámetros permiten establecer rangos de operación, umbrales de deterioro y criterios de evaluación necesarios para la simulación y posterior análisis [16].

La segunda etapa consiste en el desarrollo de un modelo computacional en MATLAB, que representa un transformador de potencia trifásico en condiciones normales de operación. Sobre este modelo eléctrico se integra un subsistema encargado de simular la degradación progresiva del aceite dieléctrico mediante ecuaciones matemáticas basadas en los modelos documentados en la literatura científica. Este subsistema permite modificar dinámicamente variables como la rigidez dieléctrica, la humedad y los gases disueltos para analizar su influencia en el

comportamiento eléctrico del transformador, considerando referencias normativas como IEEE Std C57.91-2011 e IEC 60076-7 [2].

Finalmente, se ejecutan simulaciones bajo distintos escenarios de demanda —baja, media y alta carga— con el propósito de evaluar la evolución de los parámetros dieléctricos y su impacto en la estimación de la vida útil remanente del equipo. Los resultados obtenidos se comparan con los datos experimentales presentados por [3] y con los criterios de diagnóstico establecidos por IEEE y CIGRÉ, permitiendo validar el comportamiento del modelo y su utilidad para el mantenimiento basado en condición. Una vez verificada la coherencia de los resultados, se elabora un informe técnico que resume el desarrollo del modelo, las simulaciones realizadas y las conclusiones sobre la influencia del deterioro del aceite en el desempeño operativo del transformador [17].

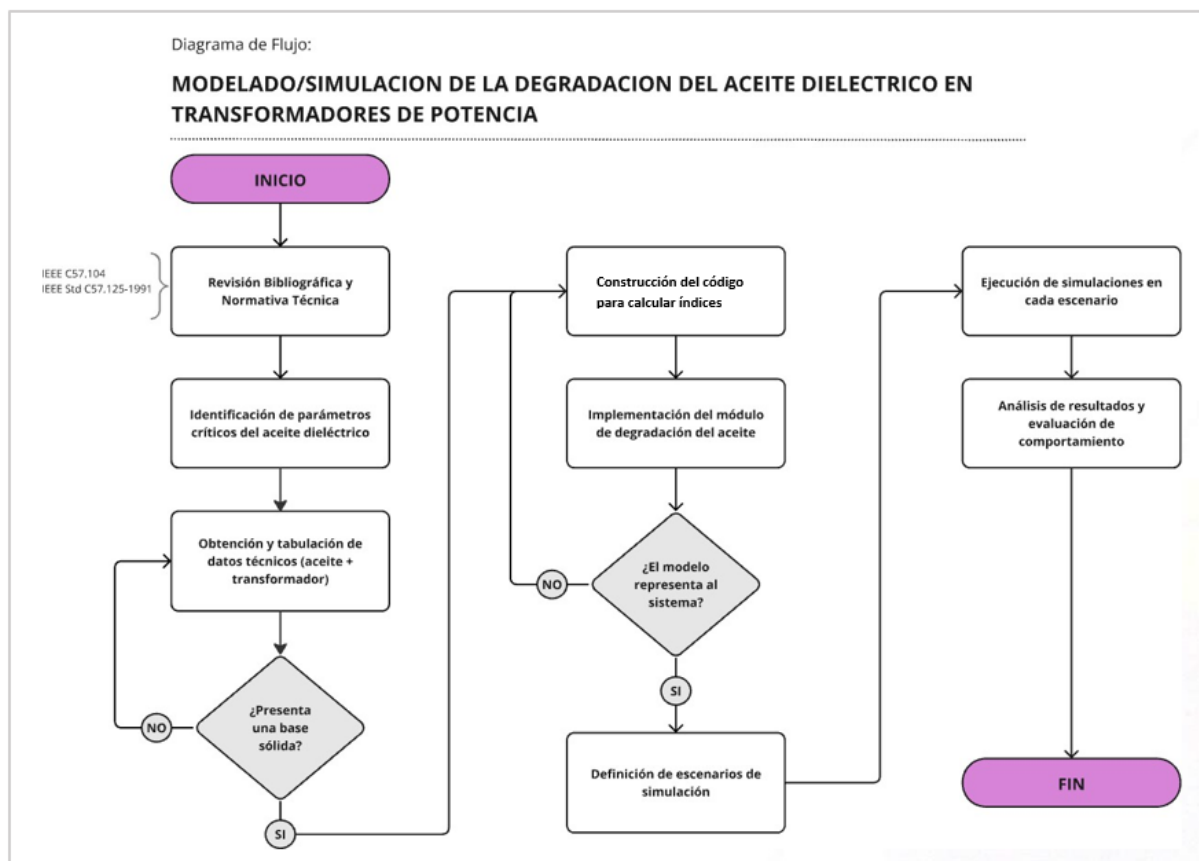


Figura 2. Diagrama de flujo para el modelado/simulación de la degradación del aceite dieléctrico en un transformador de potencia.

3.1.1. Paso 1. Revisión documental y normativa.

El primer paso consiste en una revisión técnica de normas internacionales (IEC 60599, IEC 60076-7, IEEE C57.91 y IEEE C57.106) y literatura especializada para identificar modelos de envejecimiento térmico y químico en transformadores sumergidos en aceite. Además, se analizaron estudios científicos recientes sobre degradación de aceite y celulosa [18]. Esta revisión permitió seleccionar las ecuaciones y criterios de envejecimiento adoptados en el presente estudio.

3.1.2. Paso 2. Definición del transformador y parámetros térmicos del modelo.

En el segundo paso se definen las características nominales del transformador y los parámetros térmicos necesarios, tomando como referencia la vida útil típica del aislamiento sólido según y las constantes térmicas establecidas [12]. También se integraron factores de degradación del aislamiento señalados en la literatura basados en estudios como [3], [10].

3.1.3. Paso 3. Selección de los modelos de envejecimiento térmico y químico.

En el tercer paso se seleccionaron los modelos de envejecimiento térmico integrando ambos mecanismos para evaluar la degradación del aislamiento sólido del transformador [9], [18], [19].

3.1.4. Paso 4. Construcción de perfiles de carga y escenarios de análisis.

El cuarto paso consiste en construir tres perfiles de carga: Operación moderada, carga entre 0.8–1 pu según IEC 60076-7 [2], y un escenario de sobrecarga con deterioro progresivo del aislamiento basado en [3], [10] para evaluar su impacto en el envejecimiento térmico y químico del transformador.

3.1.5. Paso 5. Cálculo horario de temperaturas y factor de envejecimiento térmico.

En el quinto paso se calcularán las temperaturas de aceite superior y punto caliente para cada perfil usando IEC 60076-7 [2], y con el factor de envejecimiento horario de IEEE C57.91 [12], se determinó el envejecimiento acumulado y la pérdida diaria de vida útil por efecto térmico.

3.1.6. Paso 6. Estimación del envejecimiento por degradación del papel aislante.

En el sexto paso se estima el envejecimiento químico mediante la evolución del grado de polimerización y de los compuestos furánicos usando las expresiones de [9] y [19], complementadas con estudios recientes [8], [18], aplicándolo principalmente al perfil 3 para determinar la vida consumida por degradación de celulosa.

3.1.7. Paso 7. Integración del envejecimiento térmico y químico para estimar la vida útil total.

Finalmente, en el séptimo paso se integran los resultados del envejecimiento térmico y químico siguiendo los criterios de IEEE C57.91 [12], para obtener el envejecimiento total del transformador, determinar la vida útil restante y establecer los años en que se supera el límite del 4 % anual que requiere mantenimiento preventivo.

3.2. Programación del modelo de degradación del aceite y definición de escenarios de simulación.

Con el modelo base del transformador ya definido, se integrará un módulo computacional orientado a estimar la vida útil remanente del transformador a partir del deterioro del aceite dieléctrico. Este bloque describe cómo se programarán los procesos de envejecimiento térmico, acumulación de humedad y generación de gases disueltos, y cómo estos serán utilizados para calcular la pérdida de vida útil y el porcentaje de vida remanente según las metodologías establecidas en las normas internacionales [5], [17].

3.2.1. Representación de la degradación del aceite en Matlab y cálculo de envejecimiento.

El deterioro del aceite dieléctrico se representará mediante funciones matemáticas que describen la evolución de tres factores clave:

3.2.1.1. Envejecimiento térmico

Se modelará la aceleración del envejecimiento en función del punto caliente (hot-spot), utilizando:

$$FAA = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta + 273}\right)}$$

donde FAA es la tasa de envejecimiento acelerado. Con este valor se calculará la pérdida de vida instantánea:

$$LL = \frac{FAA}{24}$$

Estos cálculos se programarán directamente en Matlab [24].

3.2.1.2. Humedad en aceite y papel

La humedad se modelará como una variable dinámica dependiente del tiempo, que:

- Reduce la rigidez dieléctrica
- Acelera la velocidad de envejecimiento térmico
- Aumenta el contenido de CO/CO₂.

Su evolución se expresará como:

$$H(t) = H_0 + k \cdot t$$

y será incorporada en la ecuación del FAA como factor modificador de la temperatura.

3.2.1.3. Gases disueltos (DGA)

La generación de H₂, CO, CO₂ e hidrocarburos será representada mediante funciones que simulen:

- Envejecimiento del aceite
- Degradación del papel
- Efectos térmicos acumulados.

Se implementará un Índice de Salud DGA (DGA Health Index) para ponderar:

$$HIDGA = w_1 H_2 + w_2 CO + w_3 CO_2 + w_4 \text{Hidrocarburos}$$

Este índice se utilizará como modificador adicional del envejecimiento acumulado.

3.2.2. Escenarios de simulación orientados a la vida útil

Los escenarios serán rediseñados para analizar la evolución de la vida útil ante diferentes condiciones eléctricas:

3.2.2.1. Escenario 1: Baja demanda (carga ligera 20–40%)

Bajo condiciones de baja demanda, el transformador opera a temperaturas moderadas, generando un envejecimiento mínimo.

Características:

- Temperatura del punto caliente baja (60–70 °C)
- FAA ≈ 1
- Humedad en el aceite estable
- Producción mínima de CO/CO₂

- Rigidez dieléctrica **alta**
- TDCG dentro de límites normativos
- Pérdida de vida útil diaria muy baja (<0.1%)
- Vida útil remanente $\approx 100\%$

Escenario representativo de operación estable y óptima.

3.2.2.2. Escenario 2: Demanda media (carga moderada 50–80%)

A demanda media, el transformador aumenta su temperatura y acelera la degradación del aceite y del papel.

Características:

- Punto caliente entre 80–100 °C
- FAA entre 2 y 4
- Humedad en aumento debido a mayor degradación
- Incremento significativo de CO y CO₂
- Acidez leve–moderada
- Rigidez dieléctrica reducida
- Pérdida de vida diaria moderada (≈ 0.5 –1.5 %)
- Vida útil consumida perceptible

Escenario representativo de operación normal, pero con impacto directo en la vida útil.

3.2.2.3. Escenario 3: Alta demanda (carga crítica 90–120%)

Este escenario simula condiciones de sobrecarga o picos de demanda, donde la temperatura acelera de forma drástica el envejecimiento.

Características:

- Punto caliente > 110 °C
- FAA > 10
- Incremento acelerado de humedad en el aceite
- Gases combustibles elevados (H₂, C₂H₄, C₂H₂)

- BDV bajo por degradación dieléctrica
- Pérdida de vida diaria alta (3–10 %)
- Vida útil remanente reducida

Escenario representativo de estrés térmico severo y riesgo operativo. Cada escenario simulará varios ciclos térmicos para evaluar la pérdida de vida útil acumulada.

3.2.3. Análisis por escenarios

El objetivo del análisis es:

- Determinar cómo variables del aceite afectan la pérdida de vida útil diaria.
- Evaluar la influencia combinada de temperatura + humedad + gases.
- Identificar umbrales críticos equivalentes a condiciones de riesgo.
- Validar un modelo que pueda predecir la vida útil remanente (RUL) del transformador.

El resultado final será un código predictivo, ejecutable y aplicable en Matlab, capaz de estimar la vida útil del transformador basándose exclusivamente en los parámetros medibles del aceite dieléctrico [20].

3.3. Códigos de Matlab para los escenarios propuestos.

3.3.1. Programación de la cargabilidad del transformador.

Código de Matlab

```
%% =====
% SUBESTACIÓN URBANA (GUAYAQUIL) - 10 MVA
% Tres escenarios: Baja / Media / Máxima (curvas físicas distintas)
% + Exportación de 3 tablas (una por escenario)
%% =====

clear; clc; close all;

%% -----
% Parámetros base y tiempo
%% -----
Sbase_MVA = 10;           % Potencia base subestación
dt_min    = 10;          % Resolución temporal
tiempo_min = 0:dt_min:1440; % 24h
t          = tiempo_min/60; % horas

% Funciones auxiliares
sig = @(x,c,k) 1./(1 + exp(-(x-c)/k)); % logística
gaus = @(x,mu,s) exp(-0.5*((x-mu)./s).^2); % gaussiana
```

```

%% =====
% ESCENARIO BAJO - Fin de semana / madrugada
% - Sin componente comercial/industrial relevante
% - Base crítica + residencial mínima
% - Pico nocturno suave y desplazado
%% =====
base_baja      = 0.22;                % carga crítica + mínimo
residencial
pico_noct_bajo = 0.060 * gaus(t, 21.0, 2.4); % suave, ancho (sin
oficinas)
actividad_dia  = 0.030 * gaus(t, 13.0, 3.6); % actividad ligera
(hogar/ocio)
valle_madr_baja = -0.020 * gaus(t, 3.5, 1.8); % valle madrugada

dem_baja_pu = base_baja + pico_noct_bajo + actividad_dia + valle_madr_baja;
dem_baja_pu = max(0, min(dem_baja_pu, 1)); % limitar [0,1]

%% =====
% ESCENARIO MEDIO - Día laboral típico
% - Rampa logística a las 07:30 (apertura comercio)
% - Meseta diurna estable
% - Pico máximo a las 19:30 (iluminación + residencial)
%% =====
base_media      = 0.24;
rampa_comercial = 0.18 * sig(t, 7.5, 0.55); % subida ~07:30
meseta_diurna   = 0.055 * gaus(t, 14.0, 3.1); % "meseta" amplia
pico_resid      = 0.22 * gaus(t, 19.5, 1.25); % pico ~19:30 (más
agudo)
valle_madr_media = -0.025 * gaus(t, 4.0, 1.7);

dem_media_pu = base_media + rampa_comercial + meseta_diurna + pico_resid +
valle_madr_media;
dem_media_pu = max(0, min(dem_media_pu, 1));

%% =====
% ESCENARIO MÁXIMO - Ola de calor (suave, sin "estrés"/ruido)
% - HVAC agresivo entre 12:00 y 18:00 (pico ancho y alto)
% - Bloque de carga de oportunidad (EV) solo aquí
%% =====
base_max      = 0.27;
rampa_temprana = 0.20 * sig(t, 7.0, 0.60); % arranque un poco antes

ventana_hvac   = sig(t, 12.0, 0.50) - sig(t, 18.0, 0.60); % ventana 12-18
hvac_continuo = 0.26 * ventana_hvac + 0.12 * gaus(t, 16.0, 2.6); % ancho
y alto

pico_resid_ext = 0.18 * gaus(t, 20.0, 1.7); % pico nocturno extendido
(más suave)
bloque_EV      = 0.10 * (sig(t, 22.5, 0.25) - sig(t, 24.7, 0.30)); % EV
22:30-~00:42

dem_max_pu = base_max + rampa_temprana + hvac_continuo + pico_resid_ext +
bloque_EV;
dem_max_pu = max(0, min(dem_max_pu, 1));

%% -----
% Conversión a MW (aprox.)

```

```

%% -----
P_baja_MW = dem_baja_pu * Sbase_MVA;
P_media_MW = dem_media_pu * Sbase_MVA;
P_max_MW = dem_max_pu * Sbase_MVA;

%% =====
% GRÁFICAS (p.u. y MW)
%% =====
figure('Color','w');
plot(t, dem_baja_pu, 'LineWidth', 2); hold on;
plot(t, dem_media_pu, 'LineWidth', 2);
plot(t, dem_max_pu, 'LineWidth', 2);
grid on; xlim([0 24]);
xlabel('Tiempo (h)');
ylabel('Demanda (p.u.)');
title('Subestación Urbana 10 MVA (Guayaquil) - Curvas de Demanda (p.u.)');
legend('Baja (Finde/Madrugada)', 'Media (Laboral)', 'Máxima (Calor +
EV)', 'Location', 'best');

figure('Color','w');
plot(t, P_baja_MW, 'LineWidth', 2); hold on;
plot(t, P_media_MW, 'LineWidth', 2);
plot(t, P_max_MW, 'LineWidth', 2);
grid on; xlim([0 24]);
xlabel('Tiempo (h)');
ylabel('Potencia (MW aprox.)');
title('Subestación Urbana 10 MVA (Guayaquil) - Curvas de Potencia (MW)');
legend('Baja', 'Media', 'Máxima', 'Location', 'best');

%% =====
% EXPORTACIÓN: 3 TABLAS
%% =====
T_baja = table( ...
    tiempo_min(:), t(:), dem_baja_pu(:), P_baja_MW(:), ...
    'VariableNames', {'Tiempo_min', 'Tiempo_h', 'Demanda_pu', 'Potencia_MW'}
);

T_media = table( ...
    tiempo_min(:), t(:), dem_media_pu(:), P_media_MW(:), ...
    'VariableNames', {'Tiempo_min', 'Tiempo_h', 'Demanda_pu', 'Potencia_MW'}
);

T_max = table( ...
    tiempo_min(:), t(:), dem_max_pu(:), P_max_MW(:), ...
    'VariableNames', {'Tiempo_min', 'Tiempo_h', 'Demanda_pu', 'Potencia_MW'}
);

% ---- Exportar a CSV (siempre)
writetable(T_baja, 'Caso_Demanda_Baja.csv');
writetable(T_media, 'Caso_Demanda_Media.csv');
writetable(T_max, 'Caso_Demanda_Maxima.csv');

try
    writetable(T_baja, 'Casos_Subestacion_10MVA.xlsx', 'Sheet', 'Baja');
    writetable(T_media, 'Casos_Subestacion_10MVA.xlsx', 'Sheet', 'Media');
    writetable(T_max, 'Casos_Subestacion_10MVA.xlsx', 'Sheet', 'Maxima');
catch ME

```

```

warning('No se pudo escribir XLSX (probable falta de soporte). CSV
exportados OK.\n%s', ME.message);
end

%% =====
fprintf('\n--- Resumen (p.u.) ---\n');
fprintf('Baja   : min=%.3f | max=%.3f | prom=%.3f\n', min(dem_baja_pu),
max(dem_baja_pu), mean(dem_baja_pu));
fprintf('Media  : min=%.3f | max=%.3f | prom=%.3f\n', min(dem_media_pu),
max(dem_media_pu), mean(dem_media_pu));
fprintf('Maxima  : min=%.3f | max=%.3f | prom=%.3f\n', min(dem_max_pu),
max(dem_max_pu), mean(dem_max_pu));

disp('Archivos exportados:');
disp('- Caso_Demanda_Baja.csv');
disp('- Caso_Demanda_Media.csv');
disp('- Caso_Demanda_Maxima.csv');
disp('- Casos_Subestacion_10MVA.xlsx (si soportado)');

```

El código implementa un modelo de simulación de la cargabilidad a la que se expone un transformador de una subestación urbana de 10 MVA, considerando tres escenarios representativos de operación: demanda baja, media y máxima. La simulación se desarrolla sobre un horizonte temporal de 24 horas, con una resolución de 10 minutos, lo que permite capturar adecuadamente la variabilidad diaria de la demanda eléctrica. La carga se expresa inicialmente en por unidad (p.u.) respecto a la potencia base del transformador y posteriormente se convierte a potencia activa en MW, facilitando su integración con los modelos térmicos de envejecimiento.

La demanda se construye mediante la superposición de componentes físicos que representan distintos patrones de consumo, tales como carga base crítica, actividad residencial, actividad comercial, climatización (HVAC) y cargas emergentes como vehículos eléctricos, utilizando funciones continuas tipo logística y gaussiana para modelar rampas de arranque, picos de consumo y valles nocturnos de manera suave y realista [21], [22].

Los escenarios a los cuales hemos expuesto el transformador son los siguientes:

- **Escenario de baja demanda:** Reproduce condiciones de fin de semana o madrugada, con predominio de carga residencial mínima.
- **Escenario de media demanda:** Representa un día laboral típico, incorporando una rampa matutina asociada a la apertura comercial y un pico nocturno residencial.

- **Escenario de alta demanda:** Simula condiciones extremas de operación, caracterizadas por una elevada demanda térmica debida a climatización continua y cargas adicionales de oportunidad.

3.3.2. Programación envejecimiento furano.

Código de Matlab

```
% envejecimiento_furanos_SanJuan_SINTETICA_SUAVE.m

clear; clc; close all;

% ---- Rango de años ----
Anio = (2022:2053)';
n = numel(Anio);
Aop = (1:n)';
t = (0:n-1)/(n-1);
CO_base = 28 + 320*(t.^1.5);           % ~28 -> ~348
CO2_base = 210 + 3100*(t.^1.5);      % ~210 -> ~3310

% Furanos: crecimiento más marcado
TF_base = 32 + 1550*(t.^1.55);       % ~32 -> ~1582
FD_base = 9 + 1250*(t.^1.60);       % ~9 -> ~1259
AF_base = 2.0 + 26.0*(t.^1.5);      % ~2 -> ~28
M2F_base = 5 + 78*(t.^1.5);         % ~5 -> ~83
rng(14);
CO = CO_base .* (1 + 0.05*randn(n,1));
CO2 = CO2_base .* (1 + 0.015*randn(n,1));

TF = TF_base .* (1 + 0.025*randn(n,1));
FD = FD_base .* (1 + 0.030*randn(n,1));
AF = AF_base .* (1 + 0.030*randn(n,1));
M2F = M2F_base .* (1 + 0.025*randn(n,1));

CO = max(CO, 1); CO = cummax(CO);
CO2 = max(CO2, 10); CO2 = cummax(CO2);

TF = max(TF, 0.5); TF = cummax(TF);
FD = max(FD, 0.5); FD = cummax(FD);
AF = max(AF, 0.5); AF = cummax(AF);
M2F = max(M2F, 0.5); M2F = cummax(M2F);

alpha = 0.25;
for i = 2:n
    CO(i) = alpha*CO(i) + (1-alpha)*CO(i-1);
    CO2(i) = alpha*CO2(i) + (1-alpha)*CO2(i-1);
    TF(i) = alpha*TF(i) + (1-alpha)*TF(i-1);
    FD(i) = alpha*FD(i) + (1-alpha)*FD(i-1);
    AF(i) = alpha*AF(i) + (1-alpha)*AF(i-1);
    M2F(i) = alpha*M2F(i) + (1-alpha)*M2F(i-1);
end
```

```

CO = cummax(CO);
CO2 = cummax(CO2);
TF = cummax(TF);
FD = cummax(FD);
AF = cummax(AF);
M2F = cummax(M2F);

data = [Aop Anio round(CO) round(CO2) round(TF) round(FD) round(AF)
round(M2F)];

Aop = data(:,1);
Anio = data(:,2);
CO = data(:,3);
CO2 = data(:,4);
TF = data(:,5);
FD = data(:,6);
AF = data(:,7);
M2F = data(:,8);

% Coeficientes del modelo DP
C0 = 1895.0;
a = -62.69;
b = -52.02;
c = -40.53;
d = -30.61;
e = -18.17;
f = -53.56;

% Protección para log(0)
epsv = 1e-9;
CO = max(CO, epsv);
CO2 = max(CO2, epsv);
TF = max(TF, epsv);
FD = max(FD, epsv);
AF = max(AF, epsv);
M2F = max(M2F, epsv);

% DP estimado (modelo logarítmico)
DP = C0 ...
+ a*log(CO) ...
+ b*log(CO2) ...
+ c*log(TF) ...
+ d*log(FD) ...
+ e*log(AF) ...
+ f*log(M2F);

% Envejecimiento CF (Ecuación 3.38)
Envejecimiento_CF = 20.5 .* log(1100 ./ DP) .* (100/25);

% Fisica minima
Envejecimiento_CF = max(0, Envejecimiento_CF);

% Vida útil restante (%)
Vida_util_pct = 100 - Envejecimiento_CF;
Vida_util_pct = min(max(Vida_util_pct, 0), 100);

% Detección de año de fin de vida (100% CF)

```

```

idx = find(Envejecimiento_CF >= 100, 1);
if isempty(idx)
    Fin_Vida_Anio_CF = NaN;
else
    Fin_Vida_Anio_CF = Anio(idx);
end

% Tabla de resultados (nombres validos)
Tabla_Resultados = table(Aop, Anio, DP, Envejecimiento_CF, Vida_util_pct,
...
    'VariableNames',
{'Ano_Oper', 'Ano_Med', 'DP', 'Envejecimiento_CF_pct', 'Vida_util_restante_pct'
});

% ===== IMPRESION =====
disp(' ');
disp('=====');
disp(' ENVEJECIMIENTO POR FURANOS (CF) - SAN JUAN');
disp('=====');
disp(Tabla_Resultados);

if isnan(Fin_Vida_Anio_CF)
    fprintf('\nFin de vida util proyectado (100% envejecimiento CF): No se
alcanza en el rango analizado\n');
else
    fprintf('\nFin de vida util proyectado (100% envejecimiento CF):
%d\n', Fin_Vida_Anio_CF);
end
disp('=====');

% ===== GRAFICAS =====
figure;
plot(Anio, DP, 'LineWidth', 2);
title('Evolucion del grado de polimerizacion (DP)');
xlabel('Ano'); ylabel('DP'); grid on;

figure;
plot(Anio, Envejecimiento_CF, 'LineWidth', 2);
title('Curva de envejecimiento por furanos (CF)');
xlabel('Ano'); ylabel('% Envejecimiento (CF)'); grid on;

figure;
plot(Anio, Vida_util_pct, 'LineWidth', 2);
title('Vida util restante por compuestos furanos');
xlabel('Ano'); ylabel('% Vida util restante'); ylim([0 100]); grid on;

% ===== MOSTRAR DATA GENERADA =====
disp(' ');
disp('DATA GENERADA (formato: [Aop Anio CO CO2 TF FD AF M2F])');
disp(data);

```

El código desarrollado implementa un modelo de evaluación del envejecimiento del aislamiento sólido de un transformador de potencia, basado en la evolución de compuestos furanos y gases disueltos en el aceite, los cuales son indicadores directos de la degradación del papel celulósico que recubre los devanados [21]. El código está realizado mediante procesos fisicoquímicos tal como la degradación del papel aislante, la generación de compuestos furanos y la liberación de gases disueltos, en el cual se consideran las variables principales como:

- Años de operación, que representa el avance temporal del envejecimiento.
- Concentraciones de CO y CO₂, asociadas a la degradación térmica del aislamiento.
- Concentraciones de compuestos furanos (TF, FD, AF y M2F), que reflejan el daño acumulativo del papel aislante.

La variable de estado es el grado de polimerización (DP), esta es la variable de estado central del modelo, ya que representa directamente la integridad mecánica del aislamiento sólido. El DP no se mide de manera directa, sino que se estima mediante un modelo empírico logarítmico que relaciona las concentraciones de gases y furanos con la pérdida progresiva de las cadenas de celulosa [23].

3.3.3. Programación para el envejecimiento térmico para un escenario de baja demanda.

Código de Matlab

```
% PROYECCION_ENVEJECIMIENTO.m

% Proyección de envejecimiento térmico del transformador 10/12.5 MVA -
Subestación San Juan
clear; clc; close all;

%% =====
% Parámetros del transformador
%% =====
Wnucleo = 8430.0;
Wtanque = 6750.0;
Vaceite = 4162.75;
Plosses = 69546.0;
Oft = 55.0;
Ogft = 25.0;
R = 3.2;
n = 0.8;
m = 0.8;
Ta_ambiente = 30.0;

%% =====
% Envejecimiento y proyección
```

```

%% =====
Life_Nominal_h = 180000.0;
Tref_K         = 383.0;
Ea_over_R      = 15000.0;
GROWTH_FACTOR  = 1.0421;
INITIAL_YEAR   = 2022;
PROJECTION_YEARS = 50;
e = exp(1);

%% =====
% CURVA DE DEMANDA BASE (p.u.) - CASO DEMANDA BAJA DESDE CSV
%% =====
csv_name = 'Caso_Demanda_Baja.csv';

if exist(csv_name, 'file')
    Tload = readtable(csv_name);
elseif exist(['./' csv_name], 'file')
    Tload = readtable(['./' csv_name]);
else
    error(['No se encontró el archivo ' csv_name]);
end

% Extraer tiempo y demanda en p.u.
tiempo_min = Tload.Tiempo_min;
demanda_p_u = Tload.Demanda_pu;

% Validaciones mínimas
if any(isnan(tiempo_min)) || any(isnan(demanda_p_u))
    error('El CSV contiene NaN en Tiempo_min o Demanda_pu. Revisa el
archivo. ');
end
if numel(tiempo_min) < 2
    error('El CSV no tiene suficientes puntos para calcular delta_t. ');
end

% Asegurar vectores columna
tiempo_min = tiempo_min(:);
demanda_p_u = demanda_p_u(:);

Load_base = [tiempo_min, demanda_p_u];

% Paso temporal (h)
delta_t = (tiempo_min(2) - tiempo_min(1)) / 60.0;

%% =====
% Constantes térmicas
%% =====
C_val = (0.1323 * Wnucleo) + (0.0882 * Wtanque) + (0.3513 * Vaceite);
Tr_val = (C_val * Oft) / Plosses;

%% =====
% Proyección anual
%% =====
years = (INITIAL_YEAR:INITIAL_YEAR + PROJECTION_YEARS)'; % columna
current_load = Load_base;

Num_Years = length(years);

```

```

annual_aging_percent      = zeros(Num_Years, 1);
accumulated_aging_percent = zeros(Num_Years, 1);
accumulated_life_percent  = zeros(Num_Years, 1);

Fin_Vida_Anio = INITIAL_YEAR + PROJECTION_YEARS;

for k = 1:Num_Years
    current_year = years(k);

    % Crecimiento anual de la demanda (aplicado a partir del año 2)
    if k > 1
        current_load(:, 2) = current_load(:, 2) * GROWTH_FACTOR;
    end

    MM = size(current_load, 1);
    K_profile = current_load(:, 2);

    % Inicialización térmica
    K_init = K_profile(1);
    Ou_init = Oft * ((R * K_init^2) + 1) / (R + 1))^n;
    Oo_prev = Ou_init;

    Env_matrix = zeros(MM, 1);

    for i = 1:MM
        K = K_profile(i);

        % Top-oil ultimate rise
        Ou = Oft * ((R * K^2) + 1) / (R + 1))^n;

        % Dinámica de top-oil (1er orden)
        decay_factor = e^(-delta_t / Tr_val);
        Oo = (Ou * (1.0 - decay_factor)) + (Oo_prev * decay_factor);

        % Hot-spot gradient
        Og = Ogft * K^(2 * m);

        % Temperatura hot-spot (°C)
        hotspot_temp = Ta_ambiente + Oo + Og;

        % Factor de envejecimiento (Arrhenius relativo)
        Env_matrix(i) = delta_t * exp((Ea_over_R / Tref_K) - (Ea_over_R /
(hotspot_temp + 273.0)));

        Oo_prev = Oo;
    end

    % Vida consumida por día (h-equivalentes a Tref)
    life_consumed_h_day = sum(Env_matrix);

    % Envejecimiento anual (% de vida nominal)
    annual_life_consumed_percent = (life_consumed_h_day * 365.0) * (100.0 /
Life_Nominal_h);
    annual_aging_percent(k) = annual_life_consumed_percent;

    % Acumulados

```

```

    if k > 1
        accumulated_aging_percent(k) = accumulated_aging_percent(k-1) +
annual_life_consumed_percent;
    else
        accumulated_aging_percent(k) = annual_life_consumed_percent;
    end

    accumulated_life_percent(k) = 100.0 - accumulated_aging_percent(k);

    % Fin de vida al alcanzar 100% envejecimiento
    if accumulated_aging_percent(k) >= 100.0
        Fin_Vida_Anio = current_year;
        break;
    end
end

% Recortar a índices válidos
valid_indices = 1:k;
years = years(valid_indices);
annual_aging_percent = annual_aging_percent(valid_indices);
accumulated_aging_percent = accumulated_aging_percent(valid_indices);
accumulated_life_percent = accumulated_life_percent(valid_indices);

%% =====
% Tabla de resultados
%% =====
Tabla_Resultados = table( ...
    years, annual_aging_percent, accumulated_aging_percent,
accumulated_life_percent, ...
    'VariableNames', {'Anio', 'Envejecimiento_Anual_pct',
'Envejecimiento_Acum_pct', 'Vida_Util_pct'} );

disp(' ');
disp('=====');
disp('          ENVEJECIMIENTO PROYECTADO - SUBESTACION SAN JUAN');
disp('          Curva de carga: CASO DEMANDA BAJA (desde CSV)');
disp('=====');
disp(Tabla_Resultados);
fprintf('\nFin de vida útil proyectado (100%% envejecimiento): %d\n',
Fin_Vida_Anio);
disp('=====');

%% =====
% Gráficas
%% =====
figure('Color','w');
plot(years, accumulated_aging_percent, 'LineWidth', 2);
title('Envejecimiento acumulado - Subestación San Juan (Demanda Baja)');
xlabel('Años');
ylabel('% Envejecimiento acumulado');
grid on;

figure('Color','w');
plot(years, accumulated_life_percent, 'LineWidth', 2);
title('Vida útil restante - Subestación San Juan (Demanda Baja)');
xlabel('Años');
ylabel('% Vida útil restante');

```

```

ylim([0 100]);
grid on;

%% =====
% (Opcional) Mostrar perfil diario leído
%% =====
figure('Color','w');
plot(tiempo_min/60, demanda_p_u, 'LineWidth', 2);
title('Perfil diario - Demanda Baja (p.u.) leído desde CSV');
xlabel('Tiempo (h)');
ylabel('Demanda (p.u.)');
grid on; xlim([0 24]);

```

El código implementa un modelo de proyección del envejecimiento térmico del transformador de la subestación San Juan (10/12,5 MVA), basado en la interacción entre la cargabilidad diaria, las características térmicas del transformador y un modelo de envejecimiento acelerado del aislamiento sólido. El análisis utiliza como entrada el perfil diario de demanda en por unidad correspondiente al escenario de demanda baja, previamente generado, con una resolución temporal de 10 minutos, lo que permite capturar la dinámica térmica del equipo a lo largo del día. Entre las variables principales intervienen los parámetros constructivos del transformador tales como la masa del núcleo y del tanque, volumen de aceite, pérdidas totales entre otros, los parámetros térmicos tales como el incremento de temperatura del aceite superior, gradiente de punto caliente, constante de tiempo térmica entre otros [25], [26].

A partir del perfil de carga, el modelo calcula la temperatura del punto caliente mediante un sistema térmico de primer orden y evalúa el factor de envejecimiento térmico utilizando una formulación tipo Arrhenius, que relaciona la temperatura de operación con la tasa de degradación del aislamiento. El envejecimiento diario se convierte en horas equivalentes de operación a temperatura de referencia, las cuales se extrapolan a un envejecimiento anual, expresado como porcentaje de la vida nominal del transformador [27], [28].

3.3.4. Programación para el envejecimiento térmico para un escenario de media demanda.

Código de Matlab.

```

% PROYECCION_ENVEJECIMIENTO.m
% Proyección de envejecimiento térmico del transformador 10/12.5 MVA -
Subestación San Juan
% (Curva de demanda reemplazada por ESCENARIO DEMANDA MEDIA desde CSV)
clear; clc; close all;

%% =====
% Parámetros del transformador
%% =====
Wnucleo = 8430.0;
Wtanque = 6750.0;
Vaceite = 4162.75;
Plosses = 69546.0;
Oft = 55.0;
Ogft = 25.0;
R = 3.2;
n = 0.8;
m = 0.8;
Ta_ambiente = 30.0;

%% =====
% Envejecimiento y proyección
%% =====
Life_Nominal_h = 180000.0;
Tref_K = 383.0;
Ea_over_R = 15000.0;
GROWTH_FACTOR = 1.0421;
INITIAL_YEAR = 2022;
PROJECTION_YEARS = 40;
e = exp(1);

%% =====
% CURVA DE DEMANDA BASE (p.u.) - CASO DEMANDA MEDIA DESDE CSV
%% =====
csv_name = 'Caso_Demanda_Media.csv';
if exist(csv_name, 'file')
    Tload = readtable(csv_name);
elseif exist(['./' csv_name], 'file')
    Tload = readtable(['./' csv_name]);
else
    error(['No se encontró el archivo ' csv_name]);
end

% Extraer tiempo y demanda en p.u.
tiempo_min = Tload.Tiempo_min;
demanda_p_u = Tload.Demanda_pu;

% Validaciones mínimas
if any(isnan(tiempo_min)) || any(isnan(demanda_p_u))
    error('El CSV contiene NaN en Tiempo_min o Demanda_pu. Revisa el
archivo.');
```

```

end
if numel(tiempo_min) < 2
    error('El CSV no tiene suficientes puntos para calcular delta_t.');
```

```

end

% Asegurar vectores columna
tiempo_min = tiempo_min(:);
demanda_p_u = demanda_p_u(:);

Load_base = [tiempo_min, demanda_p_u];

% Paso temporal (h)
delta_t = (tiempo_min(2) - tiempo_min(1)) / 60.0;

%% =====
% Constantes térmicas
%% =====
C_val = (0.1323 * Wnucleo) + (0.0882 * Wtanque) + (0.3513 * Vaceite);
Tr_val = (C_val * Oft) / Plosses;

%% =====
% Proyección anual
%% =====
years = (INITIAL_YEAR:INITIAL_YEAR + PROJECTION_YEARS)'; % columna
current_load = Load_base;

Num_Years = length(years);
annual_aging_percent = zeros(Num_Years, 1);
accumulated_aging_percent = zeros(Num_Years, 1);
accumulated_life_percent = zeros(Num_Years, 1);

Fin_Vida_Anio = INITIAL_YEAR + PROJECTION_YEARS;

for k = 1:Num_Years
    current_year = years(k);

    % Crecimiento anual de la demanda (aplicado a partir del año 2)
    if k > 1
        current_load(:, 2) = current_load(:, 2) * GROWTH_FACTOR;
    end

    MM = size(current_load, 1);
    K_profile = current_load(:, 2);

    % Inicialización térmica
    K_init = K_profile(1);
    Ou_init = Oft * ((R * K_init^2) + 1) / (R + 1))^n;
    Oo_prev = Ou_init;

    Env_matrix = zeros(MM, 1);

    for i = 1:MM
        K = K_profile(i);

        % Top-oil ultimate rise
        Ou = Oft * ((R * K^2) + 1) / (R + 1))^n;

```

```

% Dinámica de top-oil (1er orden)
decay_factor = e^(-delta_t / Tr_val);
Oo = (Ou * (1.0 - decay_factor)) + (Oo_prev * decay_factor);

% Hot-spot gradient
Og = Ogft * K^(2 * m);

% Temperatura hot-spot (°C)
hotspot_temp = Ta_ambiente + Oo + Og;

% Factor de envejecimiento (Arrhenius relativo)
Env_matrix(i) = delta_t * exp((Ea_over_R / Tref_K) - (Ea_over_R /
(hotspot_temp + 273.0)));

    Oo_prev = Oo;
end

% Vida consumida por día (h-equivalentes a Tref)
life_consumed_h_day = sum(Env_matrix);

% Envejecimiento anual (% de vida nominal)
annual_life_consumed_percent = (life_consumed_h_day * 365.0) * (100.0 /
Life_Nominal_h);
annual_aging_percent(k) = annual_life_consumed_percent;

% Acumulados
if k > 1
    accumulated_aging_percent(k) = accumulated_aging_percent(k-1) +
annual_life_consumed_percent;
else
    accumulated_aging_percent(k) = annual_life_consumed_percent;
end

accumulated_life_percent(k) = 100.0 - accumulated_aging_percent(k);

% Fin de vida al alcanzar 100% envejecimiento
if accumulated_aging_percent(k) >= 100.0
    Fin_Vida_Anio = current_year;
    break;
end
end

% Recortar a índices válidos
valid_indices = 1:k;
years = years(valid_indices);
annual_aging_percent      = annual_aging_percent(valid_indices);
accumulated_aging_percent = accumulated_aging_percent(valid_indices);
accumulated_life_percent  = accumulated_life_percent(valid_indices);

%% =====
% Tabla de resultados
%% =====
Tabla_Resultados = table( ...
    years, annual_aging_percent, accumulated_aging_percent,
    accumulated_life_percent, ...

```

```

    'VariableNames', {'Anio', 'Envejecimiento_Anual_pct',
'Envejecimiento_Acum_pct', 'Vida_Util_pct'} );

disp(' ');
disp('=====');
disp('      ENVEJECIMIENTO PROYECTADO - SUBESTACION SAN JUAN');
disp('      Curva de carga: CASO DEMANDA MEDIA (desde CSV)');
disp('=====');
disp(Tabla_Resultados);
fprintf('\nFin de vida útil proyectado (100%% envejecimiento): %d\n',
Fin_Vida_Anio);
disp('=====');

%% =====
% Gráficas
%% =====
figure('Color','w');
plot(years, accumulated_aging_percent, 'LineWidth', 2);
title('Envejecimiento acumulado - Subestación San Juan (Demanda Baja)');
xlabel('Años');
ylabel('% Envejecimiento acumulado');
grid on;

figure('Color','w');
plot(years, accumulated_life_percent, 'LineWidth', 2);
title('Vida útil restante - Subestación San Juan (Demanda Baja)');
xlabel('Años');
ylabel('% Vida útil restante');
ylim([0 100]);
grid on;

%% =====
figure('Color','w');
plot(tiempo_min/60, demanda_p_u, 'LineWidth', 2);
title('Perfil diario - Demanda Baja (p.u.) leído desde CSV');
xlabel('Tiempo (h)');
ylabel('Demanda (p.u.)');
grid on; xlim([0 24]);

```

El código implementa la proyección del envejecimiento térmico del transformador de la subestación San Juan (10/12,5 MVA) bajo un escenario de demanda media, utilizando como entrada el perfil diario de carga en por unidad correspondiente a un día laboral típico, previamente generado durante 24 horas con resolución de 10 minutos, lo que permite modelar de forma adecuada la dinámica térmica del transformador ante variaciones representativas de la actividad comercial y residencial.

El modelo considera las características constructivas y térmicas del transformador incluyendo masas del núcleo y del tanque, volumen de aceite, pérdidas totales, constantes térmicas, relación de carga y temperatura ambiente, las cuales determinan la evolución de la temperatura del aceite superior y del punto caliente del devanado. A partir del perfil de carga, se calcula la temperatura

del punto caliente mediante un modelo térmico de primer orden, y se evalúa el factor de envejecimiento térmico del aislamiento sólido utilizando una formulación de tipo Arrhenius, que relaciona la temperatura de operación con la tasa de degradación del material aislante. El envejecimiento diario se expresa en horas equivalentes de operación a temperatura de referencia, las cuales se extrapolan a un envejecimiento anual, normalizado respecto a la vida nominal del transformador [29], [30].

3.3.5. Programación para el envejecimiento térmico para un escenario de alta demanda.

Código de Matlab.

```
% PROYECCION_ENVEJECIMIENTO.m
% Proyección de envejecimiento térmico del transformador 10/12.5 MVA -
Subestación San Juan
clear; clc; close all;

%% =====
% Parámetros del transformador
%% =====
Wnucleo = 8430.0;
Wtanque = 6750.0;
Vaceite = 4162.75;
Plosses = 69546.0;
Oft = 55.0;
Ogft = 25.0;
R = 3.2;
n = 0.8;
m = 0.8;
Ta_ambiente = 30.0;

%% =====
% Envejecimiento y proyección
%% =====
Life_Nominal_h = 180000.0;
Tref_K = 383.0;
Ea_over_R = 15000.0;
GROWTH_FACTOR = 1.0421;
INITIAL_YEAR = 2022;
PROJECTION_YEARS = 40;
e = exp(1);

%% =====
% CURVA DE DEMANDA BASE (p.u.) - CASO DEMANDA ALTA DESDE CSV
%% =====
csv_name = 'Caso_Demanda_Maxima.csv';

if exist(csv_name, 'file')
    Tload = readtable(csv_name);
elseif exist(['./' csv_name], 'file')
    Tload = readtable(['./' csv_name]);
else
```

```

    error(['No se encontró el archivo ' csv_name]);
end

% Extraer tiempo y demanda en p.u.
tiempo_min = Tload.Tiempo_min;
demanda_p_u = Tload.Demanda_pu;

% Validaciones mínimas
if any(isnan(tiempo_min)) || any(isnan(demanda_p_u))
    error('El CSV contiene NaN en Tiempo_min o Demanda_pu. Revisa el
archivo.');
```

```

end
if numel(tiempo_min) < 2
    error('El CSV no tiene suficientes puntos para calcular delta_t.');
```

```

end

% Asegurar vectores columna
tiempo_min = tiempo_min(:);
demanda_p_u = demanda_p_u(:);

Load_base = [tiempo_min, demanda_p_u];

% Paso temporal (h)
delta_t = (tiempo_min(2) - tiempo_min(1)) / 60.0;

%% =====
% Constantes térmicas
%% =====
C_val = (0.1323 * Wnucleo) + (0.0882 * Wtanque) + (0.3513 * Vaceite);
Tr_val = (C_val * Oft) / Plosses;

%% =====
% Proyección anual
%% =====
years = (INITIAL_YEAR:INITIAL_YEAR + PROJECTION_YEARS)'; % columna
current_load = Load_base;

Num_Years = length(years);
annual_aging_percent = zeros(Num_Years, 1);
accumulated_aging_percent = zeros(Num_Years, 1);
accumulated_life_percent = zeros(Num_Years, 1);

Fin_Vida_Anio = INITIAL_YEAR + PROJECTION_YEARS;

for k = 1:Num_Years
    current_year = years(k);

    % Crecimiento anual de la demanda (aplicado a partir del año 2)
    if k > 1
        current_load(:, 2) = current_load(:, 2) * GROWTH_FACTOR;
    end

    MM = size(current_load, 1);
    K_profile = current_load(:, 2);

    % Inicialización térmica

```

```

K_init = K_profile(1);
Ou_init = Oft * ((R * K_init^2) + 1) / (R + 1))^n;
Oo_prev = Ou_init;

Env_matrix = zeros(MM, 1);

for i = 1:MM
    K = K_profile(i);

    % Top-oil ultimate rise
    Ou = Oft * ((R * K^2) + 1) / (R + 1))^n;

    % Dinámica de top-oil (1er orden)
    decay_factor = e^(-delta_t / Tr_val);
    Oo = (Ou * (1.0 - decay_factor)) + (Oo_prev * decay_factor);

    % Hot-spot gradient
    Og = Ogft * K^(2 * m);

    % Temperatura hot-spot (°C)
    hotspot_temp = Ta_ambiente + Oo + Og;

    % Factor de envejecimiento (Arrhenius relativo)
    Env_matrix(i) = delta_t * exp((Ea_over_R / Tref_K) - (Ea_over_R /
(hotspot_temp + 273.0)));

    Oo_prev = Oo;
end

% Vida consumida por día (h-equivalentes a Tref)
life_consumed_h_day = sum(Env_matrix);

% Envejecimiento anual (% de vida nominal)
annual_life_consumed_percent = (life_consumed_h_day * 365.0) * (100.0 /
Life_Nominal_h);
annual_aging_percent(k) = annual_life_consumed_percent;

% Acumulados
if k > 1
    accumulated_aging_percent(k) = accumulated_aging_percent(k-1) +
annual_life_consumed_percent;
else
    accumulated_aging_percent(k) = annual_life_consumed_percent;
end

accumulated_life_percent(k) = 100.0 - accumulated_aging_percent(k);

% Fin de vida al alcanzar 100% envejecimiento
if accumulated_aging_percent(k) >= 100.0
    Fin_Vida_Anio = current_year;
    break;
end
end

% Recortar a índices válidos
valid_indices = 1:k;

```

```

years = years(valid_indices);
annual_aging_percent      = annual_aging_percent(valid_indices);
accumulated_aging_percent = accumulated_aging_percent(valid_indices);
accumulated_life_percent  = accumulated_life_percent(valid_indices);

%% =====
% Tabla de resultados
%% =====
Tabla_Resultados = table( ...
    years, annual_aging_percent, accumulated_aging_percent,
    accumulated_life_percent, ...
    'VariableNames', {'Anio', 'Envejecimiento_Anual_pct',
    'Envejecimiento_Acum_pct', 'Vida_Util_pct'} );

disp(' ');
disp('=====');
disp('          ENVEJECIMIENTO PROYECTADO - SUBESTACION SAN JUAN');
disp('          Curva de carga: CASO DEMANDA MAXIMA (desde CSV)');
disp('=====');
disp(Tabla_Resultados);
fprintf('\nFin de vida útil proyectado (100% envejecimiento): %d\n',
    Fin_Vida_Anio);
disp('=====');

%% =====
% Gráficas
%% =====
figure('Color','w');
plot(years, accumulated_aging_percent, 'LineWidth', 2);
title('Envejecimiento acumulado - Subestación San Juan (Demanda Baja)');
xlabel('Años');
ylabel('% Envejecimiento acumulado');
grid on;

figure('Color','w');
plot(years, accumulated_life_percent, 'LineWidth', 2);
title('Vida útil restante - Subestación San Juan (Demanda Baja)');
xlabel('Años');
ylabel('% Vida útil restante');
ylim([0 100]);
grid on;

figure('Color','w');
plot(tiempo_min/60, demanda_p_u, 'LineWidth', 2);
title('Perfil diario - Demanda Baja (p.u.) leído desde CSV');
xlabel('Tiempo (h)');
ylabel('Demanda (p.u.)');
grid on; xlim([0 24]);

```

El código implementa la proyección del envejecimiento térmico del transformador de potencia de la subestación San Juan (10/12,5 MVA) bajo un escenario de alta demanda, caracterizado por niveles elevados y sostenidos de cargabilidad, propios de condiciones extremas de operación. El modelo utiliza como entrada el perfil diario de demanda máxima en por unidad, previamente generado, con una resolución temporal de 10 minutos a lo largo de 24 horas, permitiendo capturar con precisión los periodos de sobrecarga y los picos prolongados de

consumo. Las variables que intervienen son las mismas que en los dos códigos pasados a partir de la curva de carga, el código calcula la dinámica térmica del aceite superior mediante un modelo de primer orden que incorpora la constante de tiempo térmica del transformador, y posteriormente determina la temperatura del punto caliente del devanado, considerada el parámetro más crítico para la degradación del aislamiento sólido. Con base en esta temperatura, se evalúa el factor de envejecimiento térmico relativo utilizando una formulación de tipo Arrhenius, que relaciona el incremento de temperatura con una aceleración exponencial del envejecimiento del aislamiento [29], [30].

El envejecimiento diario se expresa como horas equivalentes de operación a una temperatura de referencia, las cuales se extrapolan a un envejecimiento anual normalizado respecto a la vida nominal del transformador, adicionalmente el modelo incorpora un factor de crecimiento anual de la demanda, lo que permite simular el efecto acumulativo del aumento progresivo de carga a lo largo de los años [31].

CAPÍTULO IV

4. ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO DEL TRANSFORMADOR MEDIANTE ESCENARIO DE DEMANDA PROPUESTOS.

El caso de estudio desarrollado en el presente proyecto se centra en la evaluación de la vida útil de un transformador de potencia inmerso en aceite, mediante el modelado del envejecimiento progresivo del aceite dieléctrico y su influencia en el desempeño eléctrico del equipo. El análisis se realiza bajo un enfoque computacional, integrando parámetros fisicoquímicos del aceite, variables térmicas de operación y criterios normativos establecidos por estándares internacionales IEEE e IEC.

Si bien no se analiza un transformador específico en operación real, el caso de estudio se construye a partir de valores nominales típicos de potencia, tensión y régimen de carga, permitiendo que los resultados obtenidos sean similares a los que experimentan los transformadores inmersos en aceite mineral de características similares. El estudio se fundamenta en la premisa de que el estado del aceite dieléctrico constituye un indicador confiable del envejecimiento del sistema de aislamiento aceite–papel. Para ello, se consideran parámetros críticos tales como la rigidez dieléctrica, el contenido de humedad, la acidez, el factor de disipación y la concentración de gases disueltos, los cuales evolucionan en función de las condiciones térmicas y eléctricas de operación del transformador.

El caso de estudio contempla la simulación de distintos escenarios de carga baja, media y alta demanda con el propósito de analizar cómo las variaciones en el perfil de operación influyen en la aceleración del envejecimiento del aceite dieléctrico y, en consecuencia, en la pérdida de vida útil del transformador. Cada escenario permite evaluar la evolución del factor de envejecimiento térmico, la generación de gases disueltos y el incremento de humedad, integrando dichos efectos en un modelo global de estimación de vida útil remanente. El análisis se implementa mediante un modelo computacional desarrollado en MATLAB, el cual permite simular el comportamiento del transformador a lo largo del tiempo y cuantificar la vida útil consumida bajo diferentes condiciones operativas.

4.1. Escenario de baja demanda.

4.1.1. Potencia de demanda.

El escenario baja demanda consiste en tomar los datos del transformador durante 1 día cada 10 minutos en donde se obtendrá la potencia en MW a la que está operando el transformador tal y como se muestra en la tabla 2, dichos datos serán utilizados para el modelo computacional en Matlab para determinar el envejecimiento térmico del transformador con cargabilidad.

Tiempo_min	Tiempo_h	Demanda_pu	Potencia_MW
0	0.0000	0.21702	2.17024
10	0.1667	0.21645	2.16452
20	0.3333	0.21581	2.15806
30	0.5000	0.21509	2.15085
40	0.6667	0.21429	2.14290
50	0.8333	0.21342	2.13424
60	1.0000	0.21249	2.12493
70	1.1667	0.21150	2.11503
80	1.3333	0.21047	2.10465
90	1.5000	0.20939	2.09394
100	1.6667	0.20831	2.08305
110	1.8333	0.20722	2.07217
120	2.0000	0.20615	2.06149
130	2.1667	0.20512	2.05123
140	2.3333	0.20416	2.04161
150	2.5000	0.20329	2.03287
160	2.6667	0.20252	2.02520
170	2.8333	0.20188	2.01882
180	3.0000	0.20139	2.01390
190	3.1667	0.20106	2.01059
200	3.3333	0.20090	2.00901
210	3.5000	0.20092	2.00922
220	3.6667	0.20113	2.01127
230	3.8333	0.20151	2.01513
240	4.0000	0.20208	2.02075
250	4.1667	0.20280	2.02804
260	4.3333	0.20369	2.03687
270	4.5000	0.20471	2.04707
280	4.6667	0.20585	2.05848
290	4.8333	0.20709	2.07088
300	5.0000	0.20841	2.08407
310	5.1667	0.20978	2.09784
320	5.3333	0.21120	2.11201

330	5.5000	0.21264	2.12637
340	5.6667	0.21408	2.14076
350	5.8333	0.21550	2.15503
360	6.0000	0.21691	2.16907
370	6.1667	0.21828	2.18277
380	6.3333	0.21961	2.19606
390	6.5000	0.22089	2.20891
400	6.6667	0.22213	2.22128
410	6.8333	0.22332	2.23317
420	7.0000	0.22446	2.24460
430	7.1667	0.22556	2.25560
440	7.3333	0.22662	2.26620
450	7.5000	0.22765	2.27645
460	7.6667	0.22864	2.28640
470	7.8333	0.22961	2.29609
480	8.0000	0.23056	2.30556
490	8.1667	0.23149	2.31487
500	8.3333	0.23241	2.32405
510	8.5000	0.23331	2.33313
520	8.6667	0.23421	2.34213
530	8.8333	0.23511	2.35106
540	9.0000	0.23599	2.35995
550	9.1667	0.23688	2.36878
560	9.3333	0.23775	2.37755
570	9.5000	0.23862	2.38625
580	9.6667	0.23949	2.39486
590	9.8333	0.24034	2.40335
600	10.0000	0.24117	2.41172
610	10.1667	0.24199	2.41991
620	10.3333	0.24279	2.42790
630	10.5000	0.24357	2.43566
640	10.6667	0.24431	2.44315
650	10.8333	0.24503	2.45033
660	11.0000	0.24572	2.45717
670	11.1667	0.24636	2.46363
680	11.3333	0.24697	2.46968
690	11.5000	0.24753	2.47528
700	11.6667	0.24804	2.48042
710	11.8333	0.24851	2.48506
720	12.0000	0.24892	2.48917
730	12.1667	0.24928	2.49275
740	12.3333	0.24958	2.49578
750	12.5000	0.24983	2.49825

760	12.6667	0.25002	2.50016
770	12.8333	0.25015	2.50151
780	13.0000	0.25023	2.50232
790	13.1667	0.25026	2.50260
800	13.3333	0.25024	2.50237
810	13.5000	0.25017	2.50167
820	13.6667	0.25005	2.50053
830	13.8333	0.24990	2.49902
840	14.0000	0.24972	2.49718
850	14.1667	0.24951	2.49507
860	14.3333	0.24928	2.49278
870	14.5000	0.24904	2.49038
880	14.6667	0.24880	2.48796
890	14.8333	0.24856	2.48562
900	15.0000	0.24835	2.48346
910	15.1667	0.24816	2.48159
920	15.3333	0.24801	2.48011
930	15.5000	0.24791	2.47915
940	15.6667	0.24788	2.47881
950	15.8333	0.24792	2.47923
960	16.0000	0.24805	2.48049
970	16.1667	0.24827	2.48272
980	16.3333	0.24860	2.48602
990	16.5000	0.24905	2.49047
1000	16.6667	0.24961	2.49615
1010	16.8333	0.25031	2.50312
1020	17.0000	0.25114	2.51143
1030	17.1667	0.25211	2.52111
1040	17.3333	0.25321	2.53215
1050	17.5000	0.25445	2.54452
1060	17.6667	0.25582	2.55819
1070	17.8333	0.25731	2.57307
1080	18.0000	0.25891	2.58905
1090	18.1667	0.26060	2.60600
1100	18.3333	0.26238	2.62377
1110	18.5000	0.26421	2.64215
1120	18.6667	0.26609	2.66094
1130	18.8333	0.26799	2.67991
1140	19.0000	0.26988	2.69879
1150	19.1667	0.27173	2.71734
1160	19.3333	0.27353	2.73528
1170	19.5000	0.27523	2.75232
1180	19.6667	0.27682	2.76820

1190	19.8333	0.27827	2.78265
1200	20.0000	0.27954	2.79542
1210	20.1667	0.28063	2.80626
1220	20.3333	0.28150	2.81497
1230	20.5000	0.28214	2.82137
1240	20.6667	0.28253	2.82531
1250	20.8333	0.28267	2.82667
1260	21.0000	0.28254	2.82540
1270	21.1667	0.28214	2.82144
1280	21.3333	0.28148	2.81483
1290	21.5000	0.28056	2.80559
1300	21.6667	0.27938	2.79384
1310	21.8333	0.27797	2.77968
1320	22.0000	0.27633	2.76329
1330	22.1667	0.27449	2.74486
1340	22.3333	0.27246	2.72461
1350	22.5000	0.27028	2.70277
1360	22.6667	0.26796	2.67960
1370	22.8333	0.26554	2.65536
1380	23.0000	0.26303	2.63032
1390	23.1667	0.26047	2.60475
1400	23.3333	0.25789	2.57890
1410	23.5000	0.25530	2.55303
1420	23.6667	0.25274	2.52737
1430	23.8333	0.25021	2.50213
1440	24.0000	0.24775	2.47752

Tabla 2. Datos de potencia del transformador en el escenario de baja demanda.

Durante este periodo de tiempo la potencia mínima fue de 2.00 MW mientras que el máximo fue de 2.82 MW indicando que el transformador no experimenta muchos cambios en la demanda.

4.1.2. Envejecimiento térmico.

Se analiza el envejecimiento del transformador considerando únicamente la cargabilidad, es decir, el efecto térmico derivado de la demanda eléctrica aplicada. Bajo las condiciones simuladas, la potencia varía entre 2.00 MW y 2.82 MW, valores significativamente inferiores a la potencia nominal del transformador, lo que se traduce en un régimen de operación conservador.

Año	Envejecimiento Anual_pct	Envejecimiento Acum_pct	Vida Util_pct
2022	0.0048798	0.0048798	99.995
2023	0.0051578	0.010038	99.99
2024	0.0054743	0.015512	99.984
2025	0.0058362	0.021348	99.979
2026	0.0062517	0.0276	99.972
2027	0.0067312	0.034331	99.966
2028	0.0072873	0.041618	99.958
2029	0.0079357	0.049554	99.95
2030	0.0086962	0.05825	99.942
2031	0.0095936	0.067844	99.932
2032	0.01066	0.078503	99.921
2033	0.011935	0.090438	99.91
2034	0.013472	0.10391	99.896
2035	0.015339	0.11925	99.881
2036	0.017628	0.13688	99.863
2037	0.020457	0.15734	99.843
2038	0.02399	0.18132	99.819
2039	0.028444	0.20977	99.79
2040	0.034123	0.24389	99.756
2041	0.041444	0.28534	99.715
2042	0.050998	0.33633	99.664
2043	0.063624	0.39996	99.6
2044	0.080531	0.48049	99.52
2045	0.10349	0.58398	99.416
2046	0.13513	0.71911	99.281
2047	0.1794	0.89851	99.101
2048	0.24233	1.1408	98.859
2049	0.33329	1.4741	98.526
2050	0.46703	1.9412	98.059
2051	0.66718	2.6083	97.392
2052	0.97225	3.5806	96.419
2053	1.446	5.0266	94.973
2054	2.1961	7.2227	92.777

2055	3.4069	10.63	89.37
2056	5.4008	16.03	83.97
2057	8.7506	24.781	75.219
2058	14.493	39.274	60.726
2059	24.538	63.812	36.188
2060	42.465	106.28	-6.2768

Tabla 3. Resultados del envejecimiento térmico del transformador en baja demanda.

En la tabla 3 se puede observar como las columnas de envejecimiento anual y acumulado tienen relación con las temperaturas del aceite, manteniendo el factor de envejecimiento térmico cercano al 100%, por lo que el envejecimiento anual calculado es muy bajo y el envejecimiento acumulado crece de manera lenta y casi lineal a lo largo de los años. Este comportamiento se refleja en una vida útil del transformador que se mantiene cercana al 100 % durante un periodo prolongado, evidenciando que, desde un punto de vista estrictamente térmico, la operación bajo el régimen de baja demanda no representa un riesgo significativo para la integridad del sistema de aislamiento.

Este resultado es consistente con lo establecido por la norma IEEE C57.91, la cual indica que cargas reducidas generan una pérdida mínima de vida útil, permitiendo una operación prolongada del transformador sin comprometer su confiabilidad. No obstante, este enfoque considera únicamente los efectos térmicos instantáneos de la carga y no contempla procesos de degradación de naturaleza química que continúan ocurriendo incluso en ausencia de sobrecarga.

4.1.3. Envejecimiento bajo compuestos furánicos.

Se incorpora el efecto de los compuestos furánicos como indicadores del envejecimiento químico del aislamiento sólido. Los furanos son subproductos de la degradación de la celulosa del papel aislante y su presencia en el aceite dieléctrico refleja la ruptura progresiva de las cadenas poliméricas del aislamiento sólido, un proceso irreversible que define la vida útil final del transformador.

Año Oper	Ano Med	DP	Envejecimiento CF pct	Vida util restante pct
1	2022	1102.5	0	100
2	2023	1094	0.44713	99.553
3	2024	1063	2.8034	97.197
4	2025	1035	4.9915	95.009
5	2026	989.8	8.6563	91.344
6	2027	954.83	11.606	88.394
7	2028	916.22	14.99	85.01

8	2029	869.97	19.238	80.762
9	2030	835.12	22.59	77.41
10	2031	795.54	26.572	73.428
11	2032	765.1	29.771	70.229
12	2033	730.96	33.514	66.486
13	2034	697.67	37.336	62.664
14	2035	670.67	40.573	59.427
15	2036	642.21	44.128	55.872
16	2037	616.98	47.414	52.586
17	2038	590.96	50.947	49.053
18	2039	568.16	54.175	45.825
19	2040	544.99	57.588	42.412
20	2041	523.43	60.898	39.102
21	2042	502.67	64.217	35.783
22	2043	483.76	67.362	32.638
23	2044	465.94	70.439	29.561
24	2045	449.98	73.297	26.703
25	2046	431.55	76.727	23.273
26	2047	414.32	80.067	19.933
27	2048	397.81	83.402	16.598
28	2049	382.14	86.696	13.304
29	2050	369.04	89.558	10.442
30	2051	355.57	92.607	7.3932
31	2052	339.02	96.514	3.4856
32	2053	324.47	100.11	0

Tabla 4. Resultados del envejecimiento por compuestos furanos.

A diferencia del envejecimiento térmico, la degradación asociada a los furanos no depende exclusivamente de la magnitud de la carga, sino del tiempo de operación, la temperatura media y la presencia de humedad y oxígeno. Incluso bajo condiciones de baja demanda, el papel aislante continúa degradándose de forma lenta pero constante, liberando furanos al aceite. Este fenómeno se traduce en un crecimiento acelerado del envejecimiento acumulado y una reducción progresiva de la vida útil remanente. El factor DP que se muestra en la tabla 5 hace referencia al grado de polimerización del aislamiento del transformador, los niveles de este factor indican la vida útil del mismo, indicando que un transformador nuevo, con papel nuevo tiene un DP entre 1000-1200, mientras que un transformador en sus últimos años de vida tiene un DP entre 200-250 debido a que el papel ya está deteriorado por el uso que se le ha dado.

4.1.4. Envejecimiento total.

El envejecimiento total integra simultáneamente los efectos del envejecimiento térmico por cargabilidad y del envejecimiento químico representado por los compuestos furánicos, proporcionando una evaluación más realista del comportamiento del transformador.

Año	Envejecimiento_ CF_pct	Vida_util_ restante_pct	Envejecimiento_ Acum_pct	Vida_ Util_pct	Envejecimiento_ Acum_pct	Vida_ Util_pct
2022	0	100	0.0048798	99.995	0	100
2023	0.44713	99.553	0.010038	99.99	0.004488291	99.99551171
2024	2.8034	97.197	0.015512	99.984	0.043486341	99.95651366
2025	4.9915	95.009	0.021348	99.979	0.106558542	99.89344146
2026	8.6563	91.344	0.0276	99.972	0.23891388	99.76108612
2027	11.606	88.394	0.034331	99.966	0.398445586	99.60155441
2028	14.99	85.01	0.041618	99.958	0.62385382	99.37614618
2029	19.238	80.762	0.049554	99.95	0.953319852	99.04668015
2030	22.59	77.41	0.05825	99.942	1.3158675	98.6841325
2031	26.572	73.428	0.067844	99.932	1.802750768	98.19724923
2032	29.771	70.229	0.078503	99.921	2.337112813	97.66288719
2033	33.514	66.486	0.090438	99.91	3.030939132	96.96906087
2034	37.336	62.664	0.10391	99.896	3.87958376	96.12041624
2035	40.573	59.427	0.11925	99.881	4.83833025	95.16166975
2036	44.128	55.872	0.13688	99.863	6.04024064	93.95975936
2037	47.414	52.586	0.15734	99.843	7.46011876	92.53988124
2038	50.947	49.053	0.18132	99.819	9.23771004	90.76228996
2039	54.175	45.825	0.20977	99.79	11.36428975	88.63571025
2040	57.588	42.412	0.24389	99.756	14.04513732	85.95486268
2041	60.898	39.102	0.28534	99.715	17.37663532	82.62336468
2042	64.217	35.783	0.33633	99.664	21.59810361	78.40189639
2043	67.362	32.638	0.39996	99.6	26.94210552	73.05789448
2044	70.439	29.561	0.48049	99.52	33.84523511	66.15476489
2045	73.297	26.703	0.58398	99.416	42.80398206	57.19601794
2046	76.727	23.273	0.71911	99.281	55.17515297	44.82484703
2047	80.067	19.933	0.89851	99.101	71.94100017	28.05899983
2048	83.402	16.598	1.1408	98.859	95.1450016	4.8549984
2049	86.696	13.304	1.4741	98.526	127.7985736	-27.7985736
2050	89.558	10.442	1.9412	98.059	173.8499896	-73.8499896
2051	92.607	7.3932	2.6083	97.392	241.5468381	-141.5468381
2052	96.514	3.4856	3.5806	96.419	345.5780284	-245.5780284
2053	100.11	0	5.0266	94.973	503.212926	-403.212926
2054			7.2227	92.777	0	100
2055			10.63	89.37	0	100
2056			16.03	83.97	0	100

2057			24.781	75.219	0	100
2058			39.274	60.726	0	100
2059			63.812	36.188	0	100
2060			106.28	-6.2768	0	100

Tabla 5. Resultados del envejecimiento total del transformador para el escenario de baja demanda.

En la tabla 5 se muestra el envejecimiento total del transformador bajo un escenario de demanda baja, la vida útil del transformador se mantiene elevada, dado que la baja demanda limita el estrés térmico. Sin embargo, conforme avanza el tiempo y se acumulan los efectos de la degradación química del papel, se produce una reducción cada vez más pronunciada de la vida útil remanente, evidenciando un punto de inflexión en el año 2038 en donde el envejecimiento deja de estar controlado por la cargabilidad y pasa a estar gobernado por el estado del aislamiento sólido, lo que causa que en los años siguientes la vida útil del transformador vaya decayendo más y más hasta llegar en el año 2048 a un porcentaje de vida útil del 4.85%.

Este comportamiento confirma que la vida útil del transformador no está determinada únicamente por la potencia demandada en un instante dado, sino por la interacción entre los procesos térmicos y químicos que afectan al sistema de aislamiento a lo largo del tiempo.

La figura 3 hace referencia a lo explicado, se observa como a lo largo de los años el porcentaje de vida útil y de envejecimiento va disminuyendo y aumentando, debido a los diversos factores que afectan al transformador, todo esto se da en 28 años aproximadamente debido a que está en baja demanda, ya que la demanda a la que opera el transformador es un valor importante ya que es un valor proporcional, es decir que al aumentar la demanda el transformador tendrá menor tiempo de vida útil y el envejecimiento aumentara progresivamente más rápido y se dará en menor cantidad de años.

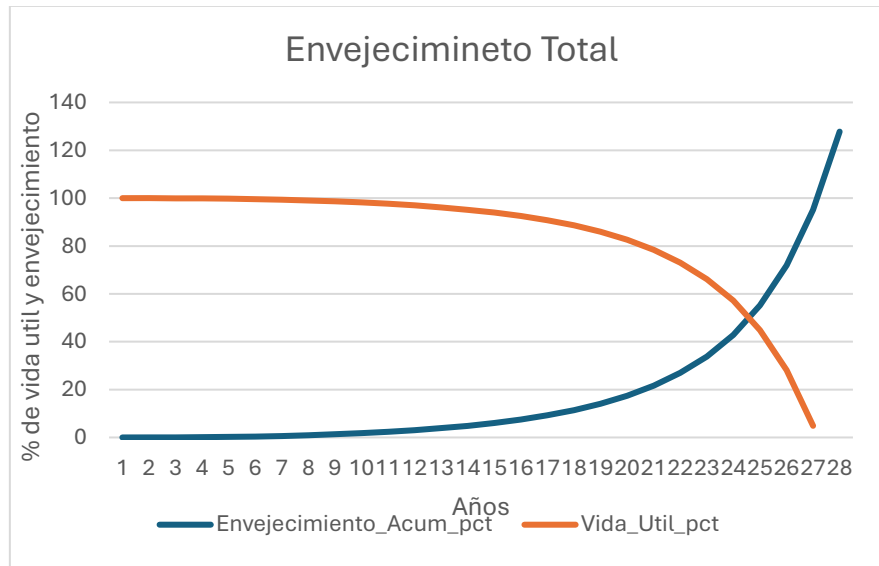


Figura 3. Envejecimiento total del transformador para un escenario de baja demanda.

4.2. Escenario de media demanda.

4.2.1. Potencia de demanda.

El escenario de media demanda consiste en tomar los datos del transformador durante 1 día cada 10 minutos en donde se obtendrá la potencia en MW a la que está operando el transformador tal y como se muestra en la tabla, dichos datos serán utilizados para el modelo computacional en Matlab para determinar el envejecimiento térmico del transformador con cargabilidad.

Tiempo_min	Tiempo_h	Demanda_pu	Potencia_MW
0	0.00000	0.23843	2.38433
10	0.16667	0.23804	2.38036
20	0.33333	0.23756	2.37562
30	0.50000	0.23700	2.37002
40	0.66667	0.23635	2.36349
50	0.83333	0.23560	2.35597
60	1.00000	0.23474	2.34741
70	1.16667	0.23378	2.33778
80	1.33333	0.23271	2.32710
90	1.50000	0.23154	2.31541
100	1.66667	0.23028	2.30278
110	1.83333	0.22893	2.28934
120	2.00000	0.22753	2.27525

130	2.16667	0.22607	2.26072
140	2.33333	0.22460	2.24601
150	2.50000	0.22314	2.23138
160	2.66667	0.22172	2.21716
170	2.83333	0.22037	2.20366
180	3.00000	0.21912	2.19124
190	3.16667	0.21802	2.18021
200	3.33333	0.21709	2.17090
210	3.50000	0.21636	2.16361
220	3.66667	0.21586	2.15858
230	3.83333	0.21560	2.15603
240	4.00000	0.21561	2.15612
250	4.16667	0.21590	2.15898
260	4.33333	0.21647	2.16468
270	4.50000	0.21733	2.17327
280	4.66667	0.21848	2.18478
290	4.83333	0.21992	2.19925
300	5.00000	0.22168	2.21675
310	5.16667	0.22374	2.23745
320	5.33333	0.22616	2.26160
330	5.50000	0.22896	2.28964
340	5.66667	0.23222	2.32223
350	5.83333	0.23603	2.36029
360	6.00000	0.24050	2.40504
370	6.16667	0.24580	2.45803
380	6.33333	0.25211	2.52106
390	6.50000	0.25961	2.59605
400	6.66667	0.26848	2.68478
410	6.83333	0.27885	2.78845
420	7.00000	0.29072	2.90722
430	7.16667	0.30397	3.03967
440	7.33333	0.31826	3.18257
450	7.50000	0.33310	3.33102
460	7.66667	0.34791	3.47914
470	7.83333	0.36211	3.62105
480	8.00000	0.37519	3.75188
490	8.16667	0.38685	3.86845
500	8.33333	0.39694	3.96944
510	8.50000	0.40551	4.05508
520	8.66667	0.41267	4.12674
530	8.83333	0.41863	4.18634
540	9.00000	0.42360	4.23599
550	9.16667	0.42777	4.27771

560	9.33333	0.43133	4.31330
570	9.50000	0.43442	4.34423
580	9.66667	0.43717	4.37172
590	9.83333	0.43967	4.39668
600	10.00000	0.44198	4.41984
610	10.16667	0.44417	4.44170
620	10.33333	0.44627	4.46265
630	10.50000	0.44829	4.48295
640	10.66667	0.45027	4.50275
650	10.83333	0.45222	4.52215
660	11.00000	0.45412	4.54120
670	11.16667	0.45599	4.55989
680	11.33333	0.45782	4.57820
690	11.50000	0.45961	4.59605
700	11.66667	0.46134	4.61339
710	11.83333	0.46301	4.63012
720	12.00000	0.46462	4.64615
730	12.16667	0.46614	4.66138
740	12.33333	0.46757	4.67571
750	12.50000	0.46890	4.68904
760	12.66667	0.47013	4.70126
770	12.83333	0.47123	4.71229
780	13.00000	0.47220	4.72204
790	13.16667	0.47304	4.73043
800	13.33333	0.47374	4.73739
810	13.50000	0.47429	4.74288
820	13.66667	0.47468	4.74685
830	13.83333	0.47493	4.74926
840	14.00000	0.47501	4.75012
850	14.16667	0.47494	4.74944
860	14.33333	0.47473	4.74725
870	14.50000	0.47436	4.74362
880	14.66667	0.47387	4.73867
890	14.83333	0.47325	4.73255
900	15.00000	0.47255	4.72549
910	15.16667	0.47178	4.71780
920	15.33333	0.47099	4.70991
930	15.50000	0.47024	4.70239
940	15.66667	0.46960	4.69595
950	15.83333	0.46915	4.69154
960	16.00000	0.46903	4.69031
970	16.16667	0.46937	4.69366
980	16.33333	0.47032	4.70321

990	16.50000	0.47208	4.72081
1000	16.66667	0.47485	4.74847
1010	16.83333	0.47882	4.78824
1020	17.00000	0.48421	4.84209
1030	17.16667	0.49117	4.91171
1040	17.33333	0.49983	4.99833
1050	17.50000	0.51025	5.10246
1060	17.66667	0.52237	5.22370
1070	17.83333	0.53605	5.36050
1080	18.00000	0.55101	5.51009
1090	18.16667	0.56684	5.66842
1100	18.33333	0.58302	5.83023
1110	18.50000	0.59893	5.98930
1120	18.66667	0.61387	6.13874
1130	18.83333	0.62715	6.27146
1140	19.00000	0.63806	6.38064
1150	19.16667	0.64603	6.46030
1160	19.33333	0.65057	6.50574
1170	19.50000	0.65140	6.51398
1180	19.66667	0.64840	6.48399
1190	19.83333	0.64168	6.41679
1200	20.00000	0.63154	6.31537
1210	20.16667	0.61844	6.18439
1220	20.33333	0.60299	6.02986
1230	20.50000	0.58586	5.85858
1240	20.66667	0.56777	5.67765
1250	20.83333	0.54940	5.49398
1260	21.00000	0.53138	5.31382
1270	21.16667	0.51424	5.14245
1280	21.33333	0.49840	4.98395
1290	21.50000	0.48411	4.84115
1300	21.66667	0.47156	4.71563
1310	21.83333	0.46079	4.60787
1320	22.00000	0.45174	4.51743
1330	22.16667	0.44431	4.44314
1340	22.33333	0.43834	4.38340
1350	22.50000	0.43363	4.33631
1360	22.66667	0.42999	4.29993
1370	22.83333	0.42723	4.27233
1380	23.00000	0.42518	4.25178
1390	23.16667	0.42367	4.23673
1400	23.33333	0.42259	4.22588
1410	23.50000	0.42182	4.21817

1420	23.66667	0.42128	4.21276
1430	23.83333	0.42090	4.20900
1440	24.00000	0.42064	4.20640

Tabla 6. Datos de potencia del transformador en el escenario de media demanda.

Durante este periodo de tiempo la potencia mínima fue de 2.15 MW mientras que el máximo fue de 6.51 MW indicando que el transformador experimenta muchos cambios en la demanda y esto es lo adecuado ya que la demanda a la que está expuesta es demanda media.

4.2.2. Envejecimiento térmico.

El envejecimiento por cargabilidad que se muestra en la tabla 7, presenta columnas que son correspondientes al envejecimiento acumulado y vida útil asociada al efecto térmico, muestra un comportamiento distinto al que se evidencio en baja demanda, ya que ahora la carga que experimenta el transformador es más alta y variable.

Año	Envejecimiento Anual pct	Envejecimiento Acum pct	Vida Util pct
2022	0.020845	0.020845	99.979
2023	0.024905	0.04575	99.954
2024	0.030172	0.075922	99.924
2025	0.037095	0.11302	99.887
2026	0.046324	0.15934	99.841
2027	0.058808	0.21815	99.782
2028	0.075956	0.29411	99.706
2029	0.099895	0.394	99.606
2030	0.13388	0.52788	99.472
2031	0.18298	0.71086	99.289
2032	0.25521	0.96607	99.034
2033	0.36348	1.3295	98.67
2034	0.52893	1.8585	98.142
2035	0.78679	2.6453	97.355
2036	1.1969	3.8421	96.158
2037	1.8625	5.7046	94.295
2038	2.9656	8.6702	91.33
2039	4.832	13.502	86.498
2040	8.0566	21.559	78.441
2041	13.745	35.304	64.696
2042	23.987	59.291	40.709
2043	42.808	102.1	-2.0988

Tabla 7. Resultados del envejecimiento térmico del transformador en media demanda.

El incremento de potencia provoca un aumento en las pérdidas internas del transformador, lo que se traduce en mayores temperaturas del aceite. Como consecuencia, el factor de envejecimiento térmico se incrementa de manera considerable por lo tanto se acelera la pérdida de vida útil. Esto se evidencia en el crecimiento más rápido del envejecimiento acumulado por cargabilidad y en la reducción progresiva de la vida útil, a diferencia del caso de demanda baja, donde el envejecimiento térmico se mantenía casi despreciable durante los primeros 20 años, en demanda media el efecto de la carga comienza a tener un peso significativo en la degradación del transformador, ya que luego de 15 años se comienzan a ver los efectos del transformador a estar operando en demanda media.

Este comportamiento es coherente con la normativa IEEE C57.91, la cual establece que, al operar en rangos de carga moderados, incluso incrementos relativamente pequeños de temperatura pueden duplicar o triplicar la tasa de envejecimiento del aislamiento sólido.

4.2.3. Envejecimiento bajo compuestos furánicos.

Los compuestos furánicos utilizados en este escenario son los mismos considerados en los casos de demanda baja y alta, representando el envejecimiento químico acumulativo del papel aislante tal como se muestra en la tabla 8. Estos compuestos reflejan la degradación irreversible de la celulosa y, por tanto, constituyen un indicador directo del consumo de vida útil del transformador.

Año Oper	Ano Med	DP	Envejecimiento CF pct	Vida util restante_pct
1	2022	1102.5	0	100
2	2023	1094	0.44713	99.553
3	2024	1063	2.8034	97.197
4	2025	1035	4.9915	95.009
5	2026	989.8	8.6563	91.344
6	2027	954.83	11.606	88.394
7	2028	916.22	14.99	85.01
8	2029	869.97	19.238	80.762
9	2030	835.12	22.59	77.41
10	2031	795.54	26.572	73.428
11	2032	765.1	29.771	70.229
12	2033	730.96	33.514	66.486
13	2034	697.67	37.336	62.664
14	2035	670.67	40.573	59.427
15	2036	642.21	44.128	55.872
16	2037	616.98	47.414	52.586

17	2038	590.96	50.947	49.053
18	2039	568.16	54.175	45.825
19	2040	544.99	57.588	42.412
20	2041	523.43	60.898	39.102
21	2042	502.67	64.217	35.783
22	2043	483.76	67.362	32.638
23	2044	465.94	70.439	29.561
24	2045	449.98	73.297	26.703
25	2046	431.55	76.727	23.273
26	2047	414.32	80.067	19.933
27	2048	397.81	83.402	16.598
28	2049	382.14	86.696	13.304
29	2050	369.04	89.558	10.442
30	2051	355.57	92.607	7.3932
31	2052	339.02	96.514	3.4856
32	2053	324.47	100.11	0

Tabla 8. Resultados del envejecimiento por compuestos furanos.

El efecto de los furanos se ve amplificado indirectamente por el aumento de temperatura asociado a la mayor carga. Aunque la concentración base de furanos sea la misma, el incremento térmico favorece la despolimerización del papel y acelera la liberación de humedad y subproductos químicos hacia el aceite.

4.2.4. Envejecimiento total

La integración del envejecimiento por cargabilidad y del envejecimiento químico por furanos da como resultado un envejecimiento total, esto da un panorama más realista de lo que sufre el transformador. El envejecimiento total de la demanda media es significativamente mayor que el observado en el escenario de demanda baja. La tabla 9 presenta los resultados del envejecimiento total del transformador frente a un escenario de demanda media, donde se muestra que hay un punto de inflexión más temprano en el año 2029, donde la vida útil remanente comienza a disminuir de forma abrupta. Este comportamiento indica que, bajo demanda media, el transformador entra más rápidamente en una zona de envejecimiento crítico, en la cual el estado del aislamiento sólido pasa a ser el factor dominante que gobierna la vida útil restante.

Año	Envejecimiento_ CF_pct	Vida_util_restante_ pct	Envejecimiento_ Acum_pct	Vida_Util_pct	Envejecimiento_ Acum_pct	Vida_Util_ pct
2022	0	100	0.020845	99.979	0	100
2023	0.44713	99.553	0.04575	99.954	0.020456198	99.9795438

2024	2.8034	97.197	0.075922	99.924	0.212839735	99.78716027
2025	4.9915	95.009	0.11302	99.887	0.56413933	99.43586067
2026	8.6563	91.344	0.15934	99.841	1.379294842	98.62070516
2027	11.606	88.394	0.21815	99.782	2.5318489	97.4681511
2028	14.99	85.01	0.29411	99.706	4.4087089	95.5912911
2029	19.238	80.762	0.394	99.606	7.579772	92.420228
2030	22.59	77.41	0.52788	99.472	11.9248092	88.0751908
2031	26.572	73.428	0.71086	99.289	18.88897192	81.11102808
2032	29.771	70.229	0.96607	99.034	28.76086997	71.23913003
2033	33.514	66.486	1.3295	98.67	44.556863	55.443137
2034	37.336	62.664	1.8585	98.142	69.388956	30.611044
2035	40.573	59.427	2.6453	97.355	107.3277569	-7.3277569
2036	44.128	55.872	3.8421	96.158	169.5441888	-69.5441888
2037	47.414	52.586	5.7046	94.295	270.4779044	-170.4779044
2038	50.947	49.053	8.6702	91.33	441.7206794	-341.7206794
2039	54.175	45.825	13.502	86.498	731.47085	-631.47085
2040	57.588	42.412	21.559	78.441	1241.539692	-1141.539692
2041	60.898	39.102	35.304	64.696	2149.942992	-2049.942992
2042	64.217	35.783	59.291	40.709	3807.490147	-3707.490147
2043	67.362	32.638	102.1	-2.0988	6877.6602	-6777.6602
2044	70.439	29.561			0	100
2045	73.297	26.703			0	100
2046	76.727	23.273			0	100
2047	80.067	19.933			0	100
2048	83.402	16.598			0	100
2049	86.696	13.304			0	100
2050	89.558	10.442			0	100
2051	92.607	7.3932			0	100
2052	96.514	3.4856			0	100
2053	100.11	0			0	100
2054					0	100
2055					0	100
2056					0	100
2057					0	100
2058					0	100
2059					0	100
2060					0	100

Tabla 9. Resultados del envejecimiento total del transformador para el escenario de media demanda.

Las columnas de envejecimiento porcentual y vida útil remanente disminuyen de manera rápida debido al impacto de la demanda, ahora en un periodo de aproximadamente 13 años el

transformador quedará obsoleto ya que en ese punto tendrá un porcentaje de envejecimiento mayor al 100% y un porcentaje de vida útil menor al 20%.

La figura 4 hace referencia a lo explicado, se observa como a lo largo de los años el porcentaje de vida útil y de envejecimiento va disminuyendo y aumentado considerablemente, debido a los diversos factores que afectan al transformador, todo esto se da en 13 años aproximadamente debido a que está en media demanda, ya que el transformador con esta demanda experimenta mucho más trabajo por lo que al aumentar la demanda el transformador tendrá menor tiempo de vida útil y el envejecimiento aumentará progresivamente más rápido y se dará en menor cantidad de años, a comparación del escenario de baja demanda los años de servicio del transformador disminuyeron casi en un 50%.

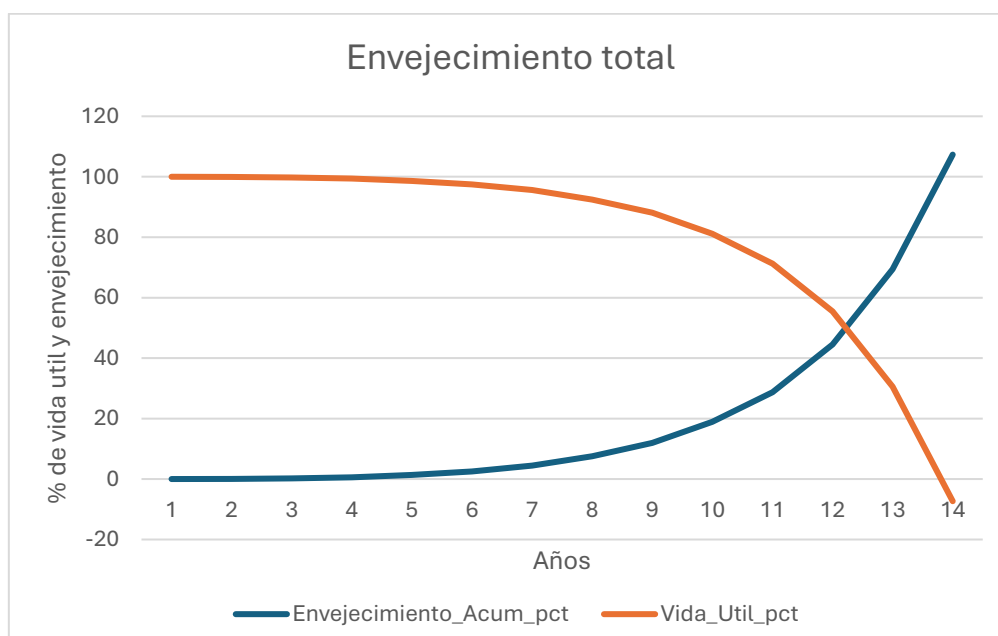


Figura 4. Envejecimiento total del transformador para un escenario de media demanda.

4.3. Escenario de alta demanda.

4.3.1. Potencia de demanda.

El escenario alta demanda consiste en tomar los datos del transformador durante 1 día cada 10 minutos en donde se obtendrá la potencia en MW a la que está operando el transformador tal y como se muestra en la tabla 10, dichos datos serán utilizados para el modelo computacional en Matlab para determinar el envejecimiento térmico del transformador con cargabilidad.

Tiempo_min	Tiempo_h	Demanda_pu	Potencia_MW
0	0.00000	0.27000	2.70002
10	0.16667	0.27000	2.70002
20	0.33333	0.27000	2.70003
30	0.50000	0.27000	2.70004
40	0.66667	0.27001	2.70005
50	0.83333	0.27001	2.70007
60	1.00000	0.27001	2.70009
70	1.16667	0.27001	2.70012
80	1.33333	0.27002	2.70016
90	1.50000	0.27002	2.70021
100	1.66667	0.27003	2.70028
110	1.83333	0.27004	2.70036
120	2.00000	0.27005	2.70048
130	2.16667	0.27006	2.70064
140	2.33333	0.27008	2.70084
150	2.50000	0.27011	2.70111
160	2.66667	0.27015	2.70146
170	2.83333	0.27019	2.70193
180	3.00000	0.27025	2.70255
190	3.16667	0.27034	2.70336
200	3.33333	0.27044	2.70443
210	3.50000	0.27059	2.70585
220	3.66667	0.27077	2.70772
230	3.83333	0.27102	2.71018
240	4.00000	0.27134	2.71341
250	4.16667	0.27177	2.71767
260	4.33333	0.27233	2.72327
270	4.50000	0.27306	2.73060
280	4.66667	0.27402	2.74021
290	4.83333	0.27527	2.75274
300	5.00000	0.27690	2.76905
310	5.16667	0.27902	2.79016
320	5.33333	0.28173	2.81734
330	5.50000	0.28521	2.85207
340	5.66667	0.28960	2.89600
350	5.83333	0.29509	2.95091
360	6.00000	0.30185	3.01849
370	6.16667	0.31001	3.10013
380	6.33333	0.31966	3.19655
390	6.50000	0.33074	3.30744
400	6.66667	0.34311	3.43112
410	6.83333	0.35645	3.56448

420	7.00000	0.37031	3.70312
430	7.16667	0.38419	3.84191
440	7.33333	0.39757	3.97572
450	7.50000	0.41002	4.10017
460	7.66667	0.42122	4.21217
470	7.83333	0.43101	4.31010
480	8.00000	0.43937	4.39369
490	8.16667	0.44637	4.46372
500	8.33333	0.45217	4.52168
510	8.50000	0.45694	4.56937
520	8.66667	0.46087	4.60871
530	8.83333	0.46415	4.64153
540	9.00000	0.46695	4.66954
550	9.16667	0.46943	4.69429
560	9.33333	0.47172	4.71720
570	9.50000	0.47396	4.73959
580	9.66667	0.47628	4.76277
590	9.83333	0.47881	4.78809
600	10.00000	0.48171	4.81708
610	10.16667	0.48515	4.85150
620	10.33333	0.48935	4.89346
630	10.50000	0.49455	4.94554
640	10.66667	0.50109	5.01086
650	10.83333	0.50931	5.09308
660	11.00000	0.51962	5.19622
670	11.16667	0.53243	5.32430
680	11.33333	0.54806	5.48057
690	11.50000	0.56664	5.66645
700	11.66667	0.58804	5.88036
710	11.83333	0.61169	6.11689
720	12.00000	0.63669	6.36690
730	12.16667	0.66189	6.61893
740	12.33333	0.68615	6.86148
750	12.50000	0.70853	7.08531
760	12.66667	0.72848	7.28482
770	12.83333	0.74582	7.45816
780	13.00000	0.76064	7.60644
790	13.16667	0.77325	7.73251
800	13.33333	0.78399	7.83994
810	13.50000	0.79322	7.93224
820	13.66667	0.80125	8.01248
830	13.83333	0.80831	8.08315
840	14.00000	0.81461	8.14614

850	14.16667	0.82028	8.20281
860	14.33333	0.82541	8.25410
870	14.50000	0.83006	8.30063
880	14.66667	0.83428	8.34276
890	14.83333	0.83807	8.38067
900	15.00000	0.84144	8.41443
910	15.16667	0.84440	8.44400
920	15.33333	0.84693	8.46929
930	15.50000	0.84901	8.49012
940	15.66667	0.85062	8.50621
950	15.83333	0.85172	8.51720
960	16.00000	0.85226	8.52257
970	16.16667	0.85216	8.52160
980	16.33333	0.85134	8.51336
990	16.50000	0.84967	8.49665
1000	16.66667	0.84700	8.47003
1010	16.83333	0.84319	8.43189
1020	17.00000	0.83806	8.38061
1030	17.16667	0.83149	8.31490
1040	17.33333	0.82341	8.23413
1050	17.50000	0.81388	8.13881
1060	17.66667	0.80310	8.03096
1070	17.83333	0.79142	7.91424
1080	18.00000	0.77937	7.79365
1090	18.16667	0.76749	7.67486
1100	18.33333	0.75633	7.56327
1110	18.50000	0.74630	7.46304
1120	18.66667	0.73765	7.37651
1130	18.83333	0.73039	7.30394
1140	19.00000	0.72438	7.24380
1150	19.16667	0.71932	7.19321
1160	19.33333	0.71485	7.14854
1170	19.50000	0.71060	7.10598
1180	19.66667	0.70619	7.06186
1190	19.83333	0.70131	7.01306
1200	20.00000	0.69571	6.95707
1210	20.16667	0.68921	6.89214
1220	20.33333	0.68173	6.81727
1230	20.50000	0.67322	6.73219
1240	20.66667	0.66373	6.63729
1250	20.83333	0.65336	6.53361
1260	21.00000	0.64228	6.42275
1270	21.16667	0.63069	6.30694

1280	21.33333	0.61891	6.18911
1290	21.50000	0.60732	6.07322
1300	21.66667	0.59649	5.96493
1310	21.83333	0.58724	5.87242
1320	22.00000	0.58071	5.80709
1330	22.16667	0.57819	5.78194
1340	22.33333	0.58043	5.80429
1350	22.50000	0.58640	5.86398
1360	22.66667	0.59315	5.93150
1370	22.83333	0.59770	5.97702
1380	23.00000	0.59893	5.98932
1390	23.16667	0.59739	5.97393
1400	23.33333	0.59413	5.94127
1410	23.50000	0.58992	5.89921
1420	23.66667	0.58513	5.85131
1430	23.83333	0.57971	5.79711
1440	24.00000	0.57328	5.73280

Tabla 10. Datos de potencia del transformador en el escenario de alta demanda.

Durante este periodo de tiempo la potencia mínima fue de 2.70 MW mientras que el máximo fue de 8.52 MW indicando que el transformador opera bajo condiciones significativamente más exigentes en comparación con los casos de demanda baja y media. Esta operación implica una mayor cargabilidad, lo cual tiene un impacto directo y acelerado sobre los mecanismos de envejecimiento del transformador.

4.3.2. Envejecimiento térmico.

Los resultados del envejecimiento térmico por cargabilidad muestran que el envejecimiento anual porcentual aumenta de forma considerable conforme se incrementa la demanda, tal como se muestra en la tabla 11. Esto se debe a que una mayor potencia demandada implica corrientes más elevadas, lo que incrementa las pérdidas por efecto Joule en los devanados y, en consecuencia, hay elevadas temperatura dentro del transformador.

Año	Envejecimiento Anual_pct	Envejecimiento Acum_pct	Vida Util_pct
2022	0.1556	0.1556	99.844
2023	0.21487	0.37047	99.63
2024	0.30265	0.67312	99.327
2025	0.43504	1.1082	98.892
2026	0.63846	1.7466	98.253
2027	0.95702	2.7036	97.296
2028	1.4656	4.1693	95.831

2029	2.2939	6.4632	93.537
2030	3.6697	10.133	89.867
2031	6.0014	16.134	83.866
2032	10.033	26.168	73.832
2033	17.146	43.314	56.686
2034	29.946	73.26	26.74
2035	53.438	126.7	-26.698

Tabla 11. Resultados del envejecimiento térmico del transformador en alta demanda.

El aumento de la temperatura acelera la degradación del sistema aislante sólido (principalmente el papel celulósico) como resultado, el envejecimiento acumulado crece mucho más rápido que en los escenarios de menor demanda, mientras que la vida útil remanente disminuye abruptamente en un número reducido de años, ahora con la operación del transformador en alta demanda la vida útil de transformador se da alrededor de 12 años, siendo esto muy crítico.

4.3.3. Envejecimiento bajo compuestos furánicos.

El efecto de los compuestos furanos es algo primordial dentro de este estudio, los cuales actúan como un indicador químico del deterioro del aislamiento sólido. Los furanos se generan como subproductos de la degradación del papel aislante y su concentración aumenta conforme el material celulósico pierde su grado de polimerización. Se miden a través de su factor DP, tal como se muestra en la tabla 12, un factor DP elevado entre 1000-1200 significa que el transformador tiene un papel aislante nuevo, mientras que un DP bajo entre 200-300 significa que el papel aislante esta deteriorado, frágil y puede ocasionar fallas.

Año Oper	Ano Med	DP	Envejecimiento CF pct	Vida util restante pct
1	2022	1102.5	0	100
2	2023	1094	0.44713	99.553
3	2024	1063	2.8034	97.197
4	2025	1035	4.9915	95.009
5	2026	989.8	8.6563	91.344
6	2027	954.83	11.606	88.394
7	2028	916.22	14.99	85.01
8	2029	869.97	19.238	80.762
9	2030	835.12	22.59	77.41
10	2031	795.54	26.572	73.428
11	2032	765.1	29.771	70.229
12	2033	730.96	33.514	66.486
13	2034	697.67	37.336	62.664
14	2035	670.67	40.573	59.427
15	2036	642.21	44.128	55.872

16	2037	616.98	47.414	52.586
17	2038	590.96	50.947	49.053
18	2039	568.16	54.175	45.825
19	2040	544.99	57.588	42.412
20	2041	523.43	60.898	39.102
21	2042	502.67	64.217	35.783
22	2043	483.76	67.362	32.638
23	2044	465.94	70.439	29.561
24	2045	449.98	73.297	26.703
25	2046	431.55	76.727	23.273
26	2047	414.32	80.067	19.933
27	2048	397.81	83.402	16.598
28	2049	382.14	86.696	13.304
29	2050	369.04	89.558	10.442
30	2051	355.57	92.607	7.3932
31	2052	339.02	96.514	3.4856
32	2053	324.47	100.11	0

Tabla 12. Resultados del envejecimiento bajo compuestos furanos.

Los compuestos furanos se mantienen constantes para los tres escenarios de demanda, lo que permite analizar su impacto como un factor acumulativo independiente de la cargabilidad instantánea.

4.3.4. Envejecimiento total

Los resultados del envejecimiento total vienen dados por la tabla 13, el envejecimiento total integra ambos mecanismos el envejecimiento térmico por cargabilidad y el envejecimiento químico por compuestos furanos se obtiene una evaluación más realista del estado del transformador. En el escenario de alta demanda, el envejecimiento total muestra un crecimiento extremadamente acelerado del envejecimiento acumulado, mientras que la vida útil porcentual decrece de forma mucho más agresiva que en los escenarios de demanda baja y media.

Año	Envejecimiento_ CF_pct	Vida_util_restante_ pct	Envejecimiento_ Acum_pct	Vida_Util_pct	Envejecimiento_ Acum_pct	Vida_Util_pct
2022	0	100	0.1556	99.844	0	100
2023	0.44713	99.553	0.37047	99.63	0.165648251	99.83435175
2024	2.8034	97.197	0.67312	99.327	1.887024608	98.11297539
2025	4.9915	95.009	1.1082	98.892	5.5315803	94.4684197
2026	8.6563	91.344	1.7466	98.253	15.11909358	84.88090642
2027	11.606	88.394	2.7036	97.296	31.3779816	68.6220184
2028	14.99	85.01	4.1693	95.831	62.497807	37.502193
2029	19.238	80.762	6.4632	93.537	124.3390416	-24.3390416

2030	22.59	77.41	10.133	89.867	228.90447	-128.90447
2031	26.572	73.428	16.134	83.866	428.712648	-328.712648
2032	29.771	70.229	26.168	73.832	779.047528	-679.047528
2033	33.514	66.486	43.314	56.686	1451.625396	-1351.625396
2034	37.336	62.664	73.26	26.74	2735.23536	-2635.23536
2035	40.573	59.427	126.7	-26.698	5140.5991	-5040.5991
2036	44.128	55.872			0	100
2037	47.414	52.586			0	100
2038	50.947	49.053			0	100
2039	54.175	45.825			0	100
2040	57.588	42.412			0	100
2041	60.898	39.102			0	100
2042	64.217	35.783			0	100
2043	67.362	32.638			0	100
2044	70.439	29.561			0	100
2045	73.297	26.703			0	100
2046	76.727	23.273			0	100
2047	80.067	19.933			0	100
2048	83.402	16.598			0	100
2049	86.696	13.304			0	100
2050	89.558	10.442			0	100
2051	92.607	7.3932			0	100
2052	96.514	3.4856			0	100
2053	100.11	0			0	100
2054					0	100
2055					0	100
2056					0	100
2057					0	100
2058					0	100
2059					0	100
2060					0	100

Tabla 13. Resultados del envejecimiento total del transformador para el escenario de alta demanda.

Este resultado evidencia que la alta demanda no solo incrementa el estrés térmico instantáneo, sino que también potencia los procesos de degradación del aislamiento sólido, reduciendo de manera drástica el horizonte de operación segura del transformador. En comparación con el caso de demanda baja, donde la vida útil se extiende durante varios años, en el escenario de alta demanda los años de operación se reducen significativamente, llegando a valores críticos en un período mucho más corto, en aproximadamente 6 años la vida útil del transformador cae un 70% causando que este no opere de manera correcta, a diferencia de los anteriores escenarios,

este escenario de alta demanda es muy crítico ya que no le permite al transformador estar operando con tanta longevidad causando gastos económicos e inconvenientes en el sistema.

La figura 5 hace referencia lo expuesto en la tabla 13, en el escenario de alta demanda, la curva de vida útil presenta una caída pronunciada, alcanzando valores cercanos a cero. En los primeros 4 años, el transformador aún conserva buena integridad del aislamiento, por lo que la pérdida de vida es moderada, pero hay un punto de inflexión donde se infiere que el DP del papel y el envejecimiento térmico alcanzan valores críticos cercanos a 300, entonces a partir de este punto, la degradación se acelera rápidamente. De igual manera sucede con la curva de envejecimiento acumulado, crece de manera exponencial, ya que a medida que aumenta la demanda, la temperatura del transformador se eleva y el envejecimiento térmico se incrementa de forma exponencial, por lo que cuando la curva supera el 100 % de envejecimiento acumulado, el transformador ha alcanzado o superado su vida útil técnica.

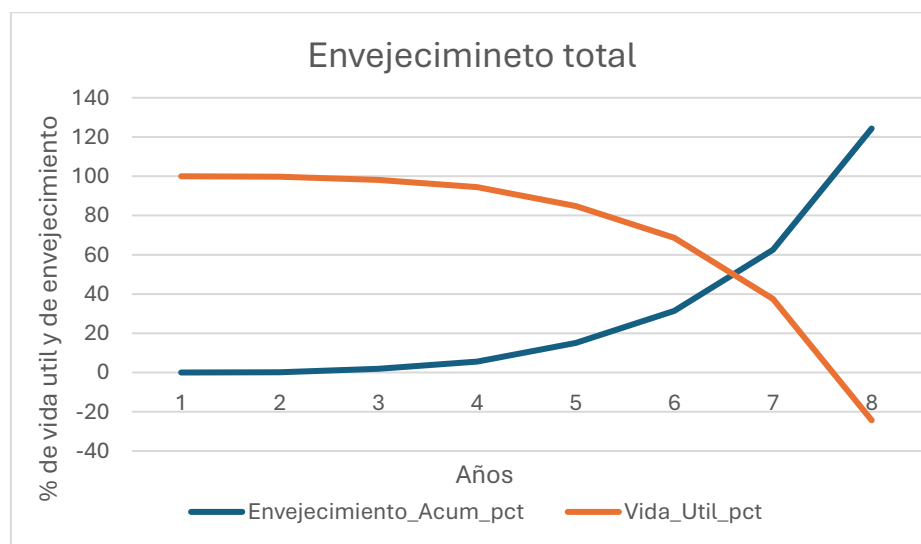


Figura 5. Envejecimiento total del transformador para un escenario de alta demanda.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

La investigación permite concluir que la modelación analítica de la degradación del aceite mineral constituye una métrica fidedigna para la determinación de la vida útil remanente de los transformadores de potencia. Al correlacionar las variables termoquímicas del fluido con el deterioro estructural de la celulosa, se establece una metodología de diagnóstico no invasiva que trasciende el simple análisis de laboratorio, permitiendo cuantificar el impacto de los subproductos de la oxidación sobre el factor de pérdida de vida. Esta aproximación técnica valida que el monitoreo de la condición del aceite es, en última instancia, un reflejo del estado de salud del sistema de aislamiento sólido del activo.

Desde una perspectiva operativa, se confirma que el régimen de carga y la gestión del perfil térmico son los vectores determinantes en la cinética de envejecimiento del transformador. El análisis demuestra que las sobrecargas, incluso aquellas dentro de los límites de diseño transitorio, inducen temperaturas en el punto más caliente (hot-spot) que aceleran de forma no lineal la formación de ácidos y lodos. Este fenómeno altera la permitividad del dieléctrico y eleva el factor de disipación, lo que incrementa el riesgo de descargas parciales y reduce el margen de seguridad dieléctrica frente a solicitaciones transitorias por maniobra o descargas atmosféricas.

Asimismo, se establece que la integridad del transformador depende de la sinergia entre los parámetros fisicoquímicos y la presencia de gases disueltos (DGA). La caída de la tensión interfacial, en conjunto con un incremento en el número de acidez, actúa como un indicador temprano de la pérdida de las propiedades de transferencia de calor del aceite. Al integrar estos datos con la interpretación de gases clave según la normativa IEEE C57.104, se logra una capacidad predictiva que permite identificar fallas térmicas o eléctricas incipientes antes de que estas deriven en una desconexión forzada o una falla catastrófica del equipo.

Finalmente, la implementación de modelos de estimación de vida útil fundamentados en estándares internacionales como la IEEE C57.91 y IEC 60076-7 se consolida como una

herramienta estratégica para la optimización de la gestión de activos en sistemas de potencia. Este enfoque permite migrar de esquemas de mantenimiento basados en tiempo a estrategias de mantenimiento basado en la condición, facilitando la toma de decisiones técnicas sobre la regeneración del aceite o la sustitución del activo. En conclusión, la modelación técnica aquí expuesta proporciona una base científica para maximizar la confiabilidad del sistema eléctrico y prolongar la operatividad económica de los transformadores de potencia.

5.2. Recomendaciones

Es recomendable que las empresas encargadas de la transmisión y distribución eléctrica implementen el modelo predictivo desarrollado en este trabajo como una herramienta esencial dentro de sus estrategias de mantenimiento basado en condición. Integrar el análisis de envejecimiento del aceite dieléctrico en las operaciones cotidianas permitirá optimizar los ciclos de mantenimiento, garantizar la continuidad operativa de los transformadores y reducir los costos asociados con mantenimientos correctivos, los cuales suelen ser más costosos y disruptivos.

Adicionalmente, se sugiere establecer un sistema de monitoreo continuo de los parámetros críticos del aceite dieléctrico, como la rigidez dieléctrica, la humedad disuelta, la acidez y los gases disueltos. Estos parámetros son indicadores fundamentales del estado de salud del aislamiento y su deterioro, lo que permite detectar fallas potenciales antes de que se presenten. La implementación de este monitoreo, combinado con análisis periódicos de los gases disueltos, ayudará a tomar decisiones más informadas y a realizar intervenciones de mantenimiento preventivo de manera oportuna.

En términos de desarrollo a futuro, se recomienda continuar con la investigación en el área de modelado de envejecimiento del aceite dieléctrico. En particular, sería beneficioso explorar cómo las condiciones de sobrecarga transitoria y los escenarios extremos afectan el comportamiento del transformador, lo que permitirá perfeccionar la precisión de las predicciones de vida útil. Además, la investigación debería abarcar el impacto de nuevos tipos de aceites dieléctricos y materiales en la longevidad de los transformadores.

CAPITULO VI

6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] A. O. Calderón Cerna, J. E. Pérez Lúe, R. M. Pérez Mendoza, K. R. Sánchez Yescas y A. Martínez Calderón, “Análisis Comparativo del uso de aceite mineral y aceite vegetal en transformadores de distribución,” *Revista Minerva*, vol. 6, no. 2, pp. 5–17, dic. 2023, doi: 10.5377/revminerva.v6i2.17082.
- [2] IEEE Power & Energy Society, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers, IEEE Standard C57.104-2019, New York, NY, USA, 2019.
- [3] B. A. Gutiérrez Chávez y G. Montes de Oca-Ramírez, “Determinación de fallas en transformadores de potencia inmersos en aceite mineral aislante basándose exclusivamente en el DGA y mediante la evaluación del NEI,” *Revista de Ciencias Tecnológicas*, vol. 4, no. 3, pp. 208–223, sep. 2021, doi: 10.37636/recit.v43208223.
- [4] International Electrotechnical Commission, Power transformers-Part 7: Loading Guide for Mineral-Oil-Immersed Power Transformers, IEC Standard 60076-7, 2018.
- [5] Z. Yuan *et al.*, “Investigating aging characteristics of oil-immersed power transformers’ insulation in electrical–thermal–mechanical combined conditions,” *Polymers*, vol. 15, no. 21, nov. 2023, doi: 10.3390/polym15214239.
- [6] M. G. Crespo-Sánchez, M. J. L. Cabrera-Sánchez, D. A. Padrón-Padrón, and D. Z. García-Sánchez, “Estimación del tiempo de vida útil restante en transformadores de fuerza a partir de la despolimerización de la celulosa del aislamiento,” informe técnico, 2017.
- [7] International Electrotechnical Commission, Mineral Oil-Filled Electrical Equipment in Service – Guidance on the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis, IEC Standard 60599, 2022.
- [8] IEEE Power & Energy Society, IEEE Guide for Failure Investigation, Documentation, Analysis, and Reporting for Power Transformers and Shunt Reactors, IEEE Standard C57.125-2015, New York, NY, USA, 2015.
- [9] G.-C. Sánchez, *Dissolved Gas Analysis for Monitoring and Power Transformers in Service Diagnosis*, 2015.
- [10] S. Abdi, N. Harid, B. B. Achraf, A. Haddad, and A. Boubakeur, “Comprehensive assessment of transformer oil after thermal aging: Modeling for simultaneous evaluation of electrical and chemical characteristics,” *Energies*, vol. 18, no. 8, abr. 2025, doi: 10.3390/en18081915.
- [11] A. A. Adekunle *et al.*, “Degradation mechanisms of cellulose-based transformer insulation: The role of dissolved gases and macromolecular characterisation,”

- Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI)*, jun. 2025, doi: 10.3390/macromol5020020.
- [12] IEEE Power & Energy Society, *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment*. IEEE Standard C57.106-2015, New York, NY, USA, 2016.
- [13] O. Gaviño and H. Luis, “Estudio del envejecimiento térmico de los componentes dieléctricos en los transformadores,” informe técnico, sep. 2025.
- [14] G. Crespo-Sánchez, E. Y. Fernández-Reina, E. A. N. Sust-Cano, E. A. R. Fundora-Díaz, y E. A. Reyes-Pérez, “Diagnóstico de transformadores de potencia a partir de compuestos furanos,” 2015.
- [15] I.A.R. Gray, *A Guide to Transformer Oil Analysis*, 2008.
- [16] S. T. Zahra, S. K. Imdad, S. Khan, S. Khalid, y N. A. Baig, “Power transformer health index and life span assessment: A comprehensive review of conventional and machine learning based approaches,” *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 139, ene. 2025, doi: 10.1016/j.engappai.2024.109474.
- [17] O. Julián y S. Marín, “Degradación térmica de los sistemas de aislamiento de transformadores,” 2022.
- [18] S. Abdi, N. Harid, L. Safiddine, A. Boubakeur, y A. Haddad, “The correlation of transformer oil electrical properties with water content using a regression approach,” *Energies*, vol. 14, no. 8, abr. 2021, doi: 10.3390/en14082089.
- [19] International Electrotechnical Commission, *Mineral Oil-Filled Electrical Equipment in Service: Guidance on the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis*, IEC Standard 60599, 2015.
- [20] Z. Gao *et al.*, “Predicting the remaining service life of power transformers using machine learning,” *Processes*, vol. 13, no. 11, nov. 2025, doi: 10.3390/pr13113459.
- [21] D. F. García Gómez, *Componentes del Transformador*, Jalisco, Mexico, 2014.
- [22] S. Y. Bocanegra, O. D. Montoya y A. Molina-Cabrera, “Estimación de parámetros en transformadores monofásicos empleando medidas de tensión y corriente,” *Revista UIS Ingenierías*, vol. 19, no. 4, pp. 63–76, jun. 2020, doi: 10.18273/revuin.v19n4-2020006.
- [23] I. Margalló Gasco, “Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos,” ago. 2012.
- [24] N. Dominelli, “The analysis of furanic and non-furanic compounds as a transformer diagnostic technique,” documento preliminar, jul. 1995.
- [25] S. Y. Bocanegra, O. D. Montoya, y A. Molina-Cabrera, “Estimación de parámetros en transformadores monofásicos empleando medidas de tensión y corriente,” *Revista UIS Ingenierías*, vol. 19, no. 4, pp. 63–75, jun. 2020, doi: 10.18273/revuin.v19n4-2020006.

- [26] G.-C. Sánchez, *Dissolved Gas Analysis for Monitoring and Power Transformers in Service Diagnosis*, 2015.
- [27] S. Lessinger, A. R. Abaide, R. M. Figueiredo, L. R. Prade y P. R. S. Pereira, “Aging assessment of power transformers with data science,” *Energies*, vol. 18, no. 15, ago. 2025, doi: 10.3390/en18153960.
- [28] P. Martínez Silva, *Ensayo de Transformadores 4*, may. 2014.
- [29] N. Miron, *Propiedades y degradación del aceite dieléctrico en transformadores eléctricos*, jun. 2014.
- [30] M. Bigdeli y J. Aghajanloo, “Condition assessment of transformer insulation using dielectric frequency response analysis by artificial bee colony algorithm,” *Archives of Electrical Engineering*, vol. 65, no. 1, pp. 45–57, mar. 2016, doi: 10.1515/aee-2016-0004.
- [31] G.-C. Sánchez, *Dissolved Gas Analysis for Monitoring and Power Transformers in Service Diagnosis*, 2015.

7. ANEXOS

Anexo 1. NORMATIVAS Y CÓDIGOS INDUSTRIALES

La selección de materiales y equipamiento, el diseño, construcción pruebas y transporte del equipo y facilidades incluidas en esta especificación cumplirán, preferiblemente, con las últimas ediciones de las normativas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) o del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) listadas abajo, a menos que se especifique lo contrario. Las referencias específicas que serán usadas en conjunto con esta especificación serán listadas en la requisición de materiales (MR) o la orden de compra (PO). La edición aplicable de las normas referidas será aquella versión que se encuentre vigente al momento de la emisión de la orden de compra. Las normativas incluidas, pero que no se limitaran, dentro de este requerimiento son las siguientes:

Normativas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)

- **IEC 60076** Transformadores de Potencia.
- **IEC 60354** Guía para la cargabilidad de transformadores de potencia sumergidos en aceite.
- **IEC 60137** Aisladores pasatapas para voltaje alternos superiores a 1000 V.
- **IEC 60214** Cambiador de derivaciones
- **IEC 60099-4** Pararrayos Parte 4: Pararrayos de oxido metálico sin explosores para sistemas a.c.
- **IEC 61869-1** Transformadores de instrumento: Requerimientos generales.
- **IEC 61869-2** Transformadores de instrumento: Requerimientos adicionales para transformadores de corriente.

Anexo 2. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA TRANSFORMADOR DE POTENCIA

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS TRANSFORMADOR DE PODER TRIFÁSICO DE 10/12.5MVA 69KV Δ – 13.8KV				
ITEM	CARACTERISTICAS	UND	PARAMETRO SOLICITADO	PARAMETRO GARANTIZADO
1	Cantidad requerida	u	1	
2	Fabricante		Indicar	
3	Procedencia		Indicar	
4	Año de fabricación		No menor al año de suscripción del contrato	
5	Modelo		Indicar	
6	Condiciones ambientales			
6.1	Min/Max Temperatura Ambiente	°C	-5/30	
6.2	Min/Max Humedad Relativa	%	80	
6.3	Altitud (sobre el nivel del mar)	m	1000	
6.4	Instalación		Exterior	
6.5	Nivel de Contaminación		III	
6.6	Aplicación		Transformador Principal	
6.7	Zona Sísmica		Zona 3	
a)	Acceleracion del suelo	g	0.4	
6.8	Condiciones Especiales		Ambiente Tropical	
7	Capacidad del equipo			
7.1	Normas para Diseño, Construcción y Pruebas		IEC O SIMILAR	
7.2	Potencia aparente (aumento de temperatura de 65°C)	MVA	10/12.5 (ONAN/ONAF)	
7.3	Frecuencia	Hz	60	
7.4	Grupo de conexión		Dyn1	
7.5	Impedancia porcentual		7%	
7.6	Corriente máxima de cortocircuito del sistema en los terminales del transformador en: alta/ media tensión	kA	40	
7.7	Fluido de aislamiento		Aceite mineral	
7.8	Contenido de PCB's		Sin PCB's	
7.9	Sistema de preservación de aceite		Tanque Conservador	
7.10	Número de fases		3	

7.11	Número de devanados		2	
8	Devanado primario			
8.1	Material de cables		Cobre	
8.2	Configuración		Delta	
8.3	Voltaje L-L	V	69000	
8.3	Voltajes máximos del sistema	V	72500	
8.5	BIL	kV	325	
9	Devanado secundario			
9.1	Material de cables		Cobre	
9.2	Configuración		Estrella aterrizada	
9.3	Voltaje L-L	V	13800	
9.4	Voltajes máximos del sistema	V	14700	
9.5	BIL	kV	95	
10	Terminaciones primario			
10.1	Instalación de terminaciones		Terminaciones aéreas	
10.2	Terminaciones lado de alta		Bushing	
10.3	Cable		1 por fase / 500MCM	
10.4	Tipo de cable		ACAR	
10.5	Bujes de alta tensión		Porcelana	
10.6	Minima distancia de contorneo bushing		≥ 1813	
10.7	Entrada de cable		Por arriba	
10.8	Terminal tipo espada		2 orificios	
11	Terminaciones secundario			
11.1	Instalación de terminaciones		Frontal (Terminación en gabinete)	
11.2	Caja de salida de media tensión		Si / Con puerta, visor y chapa	
11.3	Cable		2 por fase / 500MCM + 2 por neutro 4/0 AWG	

12.1	Lado primario		Si	
12.2	Cantidad		3	
12.3	Relación/Clase		600 MR/5A, 2X 5P20:40A CL 0.2-40VA	
12.4	Lado secundario		Si	
12.5	Cantidad		2	
12.6	Relación/Clase		600 MR/5A 5P20:40A CL 0.2-40VA	
13	Accesorios requeridos			
13.1	Medidor de temperatura del aceite / con contactos		Si	
13.2	Medidor de temperatura del debanado / con contactos		Si	
13.3	Equipo de Análisis de Gases disueltos, monitoreo en línea (Hidrógeno (H ₂), Monóxido de carbono (CO), Metano (CH ₄), Acetileno (C ₂ H ₂), Etileno (C ₂ H ₄ .) Adicional Humedad y Temperatura del Aceite		Si	
13.4	Indicador de nivel de aceite		Si	
13.5	Relé de presión súbita		Si	
13.6	Relé Bucholz		Si	
13.7	Relé de Imagen térmica		Si	
13.8	Ventiladores de enfriamiento		Si	
13.9	Radiadores		Si	
13.10	Empaques		Si	
13.11	Herramientas especiales para operación, instalación y mantenimiento		Si	
13.12	Placa de datos		SI	
14	Respuestos Incluidos			

Anexo 3. Subestación 69/13.8kv SAN JUAN

La subestación será del tipo intemperie. Estará conformada por la estructura H de 69 KV y el equipamiento nuevo que deberá instalarse para realizar la ampliación.

Las alturas y espaciamentos de diseño estarán de acuerdo con normas nacionales e internacionales, y a los reglamentos de seguridad para este tipo de instalaciones. La justificación de los espaciamentos, además de la coordinación de aislamiento se muestra en el documento Coordinación de Aislamiento para la subestación SAN JUAN.

El esquema utilizado a nivel de 69 KV es de una entrada y tres salidas. La alimentación de entrada se realiza por medio de una línea de subtransmisión proveniente de la subestación Nelson Mera (totalmente equipada con interruptores, seccionadores, pararrayos y transformadores de corriente y potencial); dos salidas de línea a 69 KV hacia las subestaciones Vinces y Pueblo Viejo (totalmente equipada con interruptores, seccionadores, pararrayos y transformadores de corriente y potencial) y otra salida hacia el Transformador de Potencia. Los equipos para instalarse en la subestación serán obligatoriamente nuevos, de primera calidad y deberán cumplir estrictamente con lo establecido en esta memoria técnica.

El transformador tendrá dos tipos de enfriamiento ON (aceite y aire natural) y enfriamiento AF (aire forzado por ventiladores). Con enfriamiento natural, el transformador podrá suplir hasta 10 MVA de potencia. En el caso de requerirse una potencia adicional a la ON, se deberá recurrir al enfriamiento forzado, es decir se encenderán los ventiladores. Con esto, la capacidad del transformador se eleva en un 25% (12.5 MVA).

El transformador tendrá un cambiador de derivaciones sin carga en el lado de alta tensión. Este servirá para variar el número de vueltas de este bobinado en 2.5 % por cada posición, siendo el voltaje de la posición central (3) el de 69.000 V.

Los bujes de alta y baja tensión estarán provistos con transformadores de corriente con varias relaciones de transformación. Los transformadores de corriente deberán tener precisión para medición y para protección. La precisión para medición deberá ser de 0.2 y la de protección 5P20. La relación de transformación a nivel de 69 KV deberá ser de 1200:5 y a nivel de 13.8 KV de 1200:5. La selección de estos se puede revisar en la memoria de cálculo Selección de Transformadores de Medida y Protección.

A fin de proteger el transformador y el disyuntor contra frentes de onda, tanto lentos como rápidos a nivel de 69 KV, se instalarán descargadores (pararrayos) del tipo estación, de valor nominal 60 KV. Estos poseerán un MCOV (maximum continuous operating voltage) de 52 KV y deberán venir con un contador de descargas. Las características técnicas de este equipo deberán estar acorde a los cálculos hechos en el documento Coordinación de Aislamiento para la subestación SAN JUAN. Además, deberán cumplir con las características técnicas indicadas.

Anexo 4. Tablas de gases permitidos dentro del transformador.

Tabla 1 - Concentración de gases disueltos

Rango	Límite de concentración de gases disueltos (ppm)							
	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	TGC
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2550-4000	721-1920
Condición 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Tabla 2 - Acciones basadas en el total de gases combustibles (TGC)

	Nivel TGC (%)	Relación TGC (%/día)	Intervalos de muestras	Procedimientos de operación
Condición 4	≥ 5	$> .03$	diario	sacar de servicio.
		$.03 - 1$	diario	avisar al fabricante
		$< .01$	semanal	utilizar con extremo cuidado analizar gases individuales
Condición 3	$< 5 \geq 2$	$> .03$	semanal	utilizar con cuidado
		$.03 - .01$	semanal	analizar gases individuales
		$< .01$	mensual	
Condición 2	$< 2 \geq .5$	$> .03$	mensual	utilizar con cuidado
		$.03 - .01$	mensual	analizar gases individuales
		$< .03$	cuatrimestral	
Condición 1	$< .5$	$> .03$	mensual	utilizar con cuidado
		$.03 - .01$	cuatrimestral	analizar gases individuales
		$< .03$	anual	Operación normal

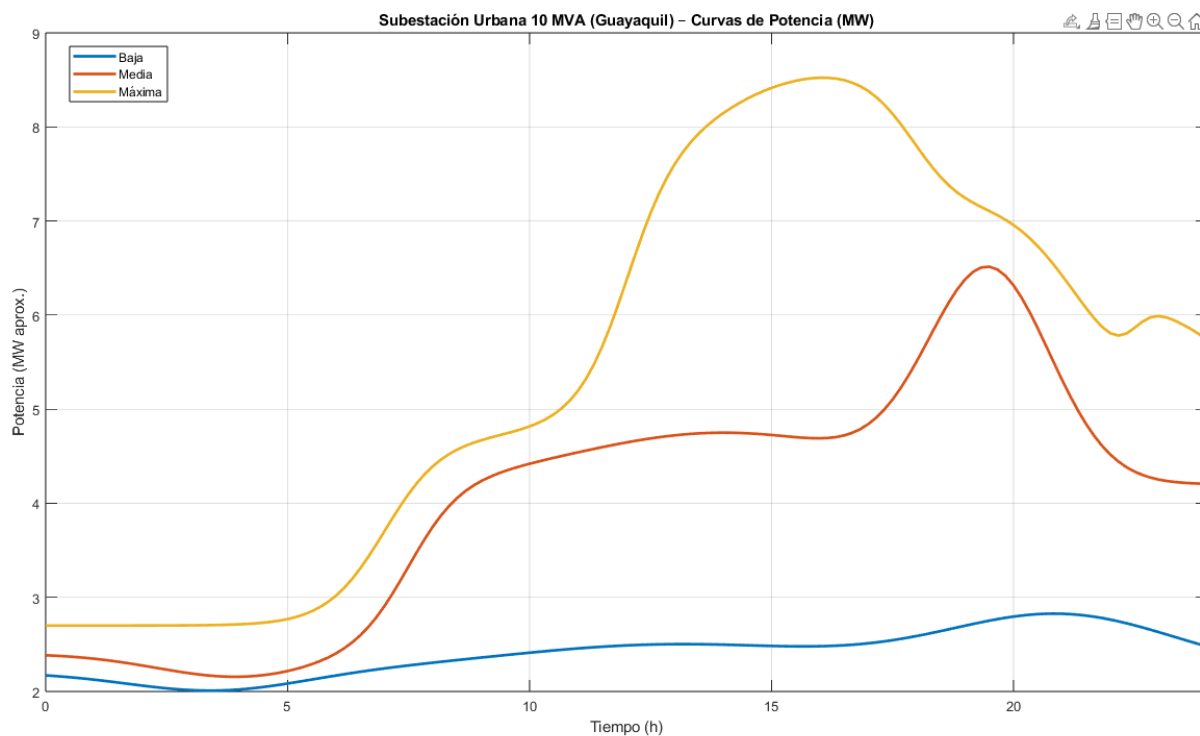
Condición 1: Si la totalidad de gases combustibles se encuentra por debajo se considera que el transformador está funcionando en condiciones satisfactorias. Si cualquier gas combustible individual supera los niveles indicados se debe realizar una investigación adicional.

Condición 2: Si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango significa que el nivel de gases combustibles es superior al normal. Cualquier gas combustible individual que supere los niveles especificados se debe realizar una investigación adicional.

Condición 3: Si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango significa un alto nivel de descomposición. Cualquier gas combustible individual que exceda los límites especificados se debe realizar una investigación adicional. Probablemente se está en presencia de una o varias fallas.

Condición 4: Si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango indica una excesiva descomposición. Un servicio continuo podría provocar una falla del transformador. Se debe proceder inmediatamente y con cautela.

Anexo 5. Curvas de demanda para los distintos escenarios propuestos.



Anexo 6. Propiedades del aceite del transformador.

Table 1. Transformer Oil properties.

Property	Standard	Unit	Value
$\tan \delta$ (90 °C)	IEC 60247	—	5×10^{-4}
Permittivity	IEC 60247	—	2.13
Resistivity (90 °C)	IEC 60247	$\Omega \cdot \text{cm}$	7.66×10^{13}
Breakdown voltage	IEC 60156	kV	79.8
Acidity	IEC 62021	mg KOH/g	1.17×10^{-2}
Water content	IEC 60814	ppm	8.2
Viscosity (40 °C)	ISO 3104	mm^2/s	6.998
Density (20 °C)	ISO 3675	g/mL	0.680
Colour factor	ISO 2049	—	<0.5
Flash point	ISO 2719	°C	140

Anexo 7. Fundamentos matemáticos de los modelos de regresión utilizados

Estos modelos permiten establecer la relación entre el tiempo de envejecimiento y la variación de parámetros eléctricos y fisicoquímicos del aceite, tales como el factor de disipación dieléctrica, la resistividad y la tensión de ruptura. Las técnicas de regresión utilizadas en este trabajo se basan en métodos ampliamente reportados en la literatura científica para el análisis del envejecimiento térmico de aceites aislantes, particularmente en estudios orientados a la correlación entre variables experimentales y modelos matemáticos predictivos.

1. Regresión polinomial

La regresión polinomial se utiliza cuando la relación entre las variables presenta una curvatura progresiva. Las expresiones generales empleadas se muestran a continuación:

$$y_i = ax_i + b$$

$$y_i = ax_i^2 + bx_i + c$$

donde:

- x_i representa el tiempo de envejecimiento térmico,
- y_i corresponde al parámetro eléctrico del aceite,
- a, b y c son coeficientes determinados mediante el proceso de ajuste.

2. Regresión exponencial

Cuando el parámetro eléctrico presenta un crecimiento o decrecimiento acelerado con el tiempo, se adopta un modelo de regresión exponencial, representado por la siguiente expresión:

$$y_i = a \cdot e^{bx_i} + c \cdot e^{dx_i}$$

donde:

- a, b, c y d son parámetros del modelo obtenidos a partir del ajuste numérico,
- x_i es el tiempo de envejecimiento,
- y_i es el valor estimado del parámetro eléctrico.

Este tipo de modelo es especialmente adecuado para representar procesos de degradación acelerada, como aquellos asociados a elevadas temperaturas de operación.

3. Coeficiente de determinación R^2

La calidad del ajuste del modelo se evalúa mediante el coeficiente de determinación R^2 , el cual indica el grado de correlación entre los valores experimentales y los valores estimados:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2}$$

donde:

- y_i son los valores experimentales,
- \hat{y}_i son los valores estimados por el modelo,
- \bar{y}_i es el valor promedio de los datos experimentales.

Valores de R^2 cercanos a la unidad indican una alta correspondencia entre el modelo matemático y los datos experimentales, validando el uso del modelo propuesto para el análisis del envejecimiento térmico del aceite dieléctrico.

Anexo 8. Modelo de envejecimiento térmico basado en la ecuación de Arrhenius

El proceso de envejecimiento térmico del aislamiento sólido y líquido en transformadores de potencia es un fenómeno de naturaleza termoquímica, cuyo comportamiento puede describirse mediante la ecuación de Arrhenius. Esta formulación permite modelar la dependencia exponencial de la velocidad de degradación del material aislante con respecto a la temperatura de operación.

La expresión general de la ecuación de Arrhenius se define como:

$$k = A \cdot e^{-\frac{E_a}{RT}}$$

donde:

- k es la constante de velocidad del proceso de envejecimiento,
- A es el factor preexponencial,
- E_a es la energía de activación del proceso (J/mol),
- R es la constante universal de los gases (8.314 J/mol·K),
- T es la temperatura absoluta del material aislante (K).

En el contexto del envejecimiento del aceite dieléctrico y del papel celulósico, un incremento de la temperatura provoca un aumento exponencial en la tasa de degradación, reduciendo la vida útil del aislamiento.

Anexo 9. Factor de envejecimiento acelerado

A partir de la ecuación de Arrhenius, las normas IEEE e IEC definen el factor de envejecimiento acelerado (FAA), el cual permite cuantificar el impacto térmico sobre la vida útil del aislamiento. Una forma simplificada del FAA se expresa como:

$$FAA = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{T + 273}\right)}$$

donde T es la temperatura del punto caliente del transformador en °C.

Este factor permite determinar la vida equivalente del aislamiento bajo condiciones de operación no nominales, siendo ampliamente utilizado en estudios de carga y análisis de envejecimiento.