

OPTIMIZACIÓN DE LA INVERSIÓN EN LA REPOSICIÓN DE
TRANSFORMADORES DE POTENCIA

MANUEL URBANO CALA FLÓREZ
EDWARD OLARTE SILVA



FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN DE GERENCIA EN MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2016

OPTIMIZACIÓN DE LA INVERSIÓN EN LA REPOSICIÓN DE
TRANSFORMADORES DE POTENCIA

MANUEL URBANO CALA FLÓREZ
EDWARD OLARTE SILVA

Monografía presentada como requisito
Para optar por el título de
Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director
PEDRO JOSÉ DÍAZ GUERRERO
Mechanical Eng., M. Sc



FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN DE GERENCIA EN MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2016

AGRADECIMIENTO

Los autores expresamos nuestro agradecimiento a ESSA y a los ingenieros del equipo de trabajo de la Subgerencia de Subestaciones y Líneas de la misma empresa: Rodolfo Hernando Villamizar Duarte, Jaime Alberto Gutiérrez Silva y Fernando Montañez Villamizar por su importante colaboración y aporte; a nuestro director y orientador del Proyecto el Profesor Pedro José Díaz Guerrero, Mechanical Eng., M. Sc; especial reconocimiento al Ing. Fernando Suescún Taborda, Gerente de servicio a transformadores de Potencia, División de Energy Management SIEMENS S.A., por su permanente disposición y guía en el desarrollo de trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	14
2. OBJETIVOS	16
2.1. OBJETIVO GENERAL	16
2.2. OBJETIVO ESPECÍFICOS	16
3. JUSTIFICACIÓN DEL PLAN PROPUESTO	17
4. ANÁLISIS DE LITERATURA RECOPIADA	19
4.1. MARCO CONCEPTUAL	19
5. DESARROLLO METODOLÓGICO	21
5.1. ESPECIFICACIONES Y DATOS TÉCNICOS DE LOS TRANSFORMADORES EN ESTUDIO	21
5.2. ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO Y DE CROMATOGRAFÍA DEL ACEITE Y VIDA ÚTIL RESIDUAL DE LOS TRANSFORMADORES POR EL MÉTODO DE LOS FURANOS	22
5.2.1. Pruebas fisicoquímicas	23
5.2.2. Pruebas de cromatografía de gases disueltos	24
5.2.3. Análisis de furanos y vida residual de los transformadores	26
5.3. PRUEBAS ELÉCTRICAS Y RUTINAS DE MANTENIMIENTO	27
5.4. CÁLCULO DE LA VIDA ÚTIL RESIDUAL UTILIZANDO LA TEMPERATURA DE CARGA Y SOBRECARGA, SEGÚN EL ESTÁNDAR IEEE C57.91-1995.	29
5.4.1. Vida del aislamiento	29
5.4.2. Factor de aceleración de envejecimiento.	31
5.4.3. Pérdida porcentual de vida	32
5.4.4. Análisis de la información recopilada y cálculos	33
5.4.5. Resultados transformador de la subestación Bucaramanga	35
5.4.6. Resultados transformador de la subestación los Palos	39
5.4.7. Resultados transformador subestación Palenque	43
5.5. COMPARATIVO DE RESULTADOS DE VIDA ÚTIL RESIDUAL POR LOS METODOS DE TEMPERATURA Y DE FURANOS.	48
5.6. PERIODOS DE INVERSIÓN DE ACUERDO CON LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS.	48
5.7. ALGORITMO METODOLOGICO PARA DETERMINAR EL TIEMPO DE VIDA ÚTIL RESIDUAL APLICABLE A EQUIPOS SIMILARES	49
6. CONCLUSIONES.	52
7. RECOMENDACIONES.	53
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54
BIBLIOGRAFÍA	55

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Transformador sub. Bucaramanga.....	22
Figura 2 Transformador sub. Los Palos	22
Figura 3. Transformador sub. Palenque	22
Figura 4. Vida útil remanente de acuerdo a análisis fisicoquímicos.....	27
Figura 5. Vida útil del aislamiento de un transformador.....	30
Figura 6. Factor de aceleración de envejecimiento en por unidad relativo a 110°C.	31
Figura 7. Ciclo típico de carga y temperatura del transformador de la subestación Bucaramanga.....	35
Figura 8. Curva de calentamiento del transformador de Bucaramanga.....	38
Figura 9. Envejecimiento del transformador de la Subestación Bucaramanga.....	39
Figura 10. Ciclo típico de carga y temperatura del transformador de la subestación Los Palos.....	40
Figura 11. Curva de calentamiento del transformador de la subestación los Palos 40 MVA.	42
Figura 12. Envejecimiento del transformador de la Subestación Los Palos.	42
Figura 13. Ciclo típico de carga y temperatura del transformador de la subestación Palenque.	43
Figura 14. Envejecimiento del transformador de la Subestación Palenque.	46
Figura 15. Diagrama de flujo para el algoritmo de cálculo de la pérdida de vida útil del aislamiento	50

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos de placa de los transformadores objeto de análisis	21
Tabla 2. Criterios de evaluación de las pruebas fisicoquímicas de los aceites aislantes. ...	23
Tabla 3. Resultados pruebas fisicoquímicas realizadas al aceite aislante de los transformadores año 2015.....	24
Tabla 4. Concentraciones de gases disueltos de acuerdo con la norma IEEE C57.104-2008.....	25
Tabla 5. Concentración de gases en los transformadores.	25
Tabla 6. Contenido de furanos en partes por billón (ppb) y % de vida útil residual para cada uno de los transformadores.	26
Tabla 7. Parámetros de referencia para las pruebas de factor de Potencia.	28
Tabla 8. Resultado de las pruebas de factor de potencia.....	28
Tabla 9. Vida normal del aislamiento para un sistema bien mantenido, seco y libre de oxígeno. Transformadores con elevación de temperatura de 65°C, temperatura de referencia del devanado 110°C.	33
Tabla 10. Ciclo de carga típico para un periodo de 24 horas en el año 2015 y parámetros para el cálculo del factor de aceleración del envejecimiento.	36
Tabla 11. Proyección de la demanda máxima de potencia en cada transformador.	37
Tabla 12. Ciclo de carga típico para un periodo de 24 horas en el año 2015 y parámetros para el cálculo del factor de aceleración del envejecimiento. Para el transformador de los Palos.....	40
Tabla 13. Ciclo de carga típico para un periodo de 24 horas en el año 2015 y parámetros para el cálculo del factor de aceleración del envejecimiento. Para el transformador de los Palos.....	44
Tabla 14. Pérdida total acumulada de la vida útil de los transformadores para diferentes periodos de operación.....	46
Tabla 15. Pérdida diaria porcentual de vida útil de cada transformador.	47
Tabla 16. Porcentaje de vida útil residual de los transformadores según métodos de análisis.....	48

ANEXOS

ANEXO A	PLACAS DE ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LOS TRANSFORMADORES OBJETO DE ESTUDIO
ANEXO B	RESULTADOS PRUEBAS CROMATOGRAFÍA DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DE LOS TRASFORMADORES OBJETO DE ESTUDIO
ANEXO C	INFORME OPERATIVO DE MANTENIMIENTO EFECTUADO A LOS TRANSFORMADORES OBJETO DE ESTUDIO
ANEXO D	TABLAS DE CÁLCULO DE LA VIDA UTIL DE LOS TRANSFORMADORES

TÍTULO: OPTIMIZACIÓN DE LA INVERSIÓN EN LA REPOSICIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

AUTORES: MANUEL URBANO CALA FLÓREZ
EDWARD FABIAN OLARTE SILVA

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECÁNICAS, ESCUELA DE INGENIERIA MECÁNICA, UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.

DIRECTOR: PEDRO JOSÉ DIAZ GUERRERO, MECHANICAL ENG., M. Sc

PALABRAS CLAVE: TRANSFORMADOR DE POTENCIA, VIDA ÚTIL, TEMPERATURA, VIDA UTIL DEL AISLAMIENTO

Al ser los transformadores de potencia el activo crucial en el sistema eléctrico de ESSA y no obstante las buenas prácticas de mantenimiento y el seguimiento continuo al comportamiento de los transformadores y su vida útil residual, se han presentado fallas, las cuales son objeto de análisis y han motivado profundizar en los métodos de evaluación del agotamiento de la vida útil y vida residual estimada de los transformadores.

Con este trabajo se realizó un análisis a tres transformadores de potencia representativos del sistema, observando las rutinas de mantenimiento, las pruebas eléctricas realizadas, los resultados de los análisis de furanos (con los cuales se establece la vida residual), y utilizar los datos del comportamiento de la carga y temperatura haciendo uso de la metodología planteada en el estándar IEEE C57.91-1995 [1] para obtener otro criterio de análisis del estado y vida útil residual de los equipos, de modo que se pueda con cierto nivel de certeza determinar los periodos de las inversiones en la reposición de los mismos.

Con base en los datos históricos de tres transformadores de 48 y 40 MVA 115/34,5 kV de las subestaciones Bucaramanga, Palos y Palenque y aplicando la guía de carga para transformadores sumergidos en aceite del IEEE, se calculó el agotamiento de la vida del aislamiento, bajo el criterio que establece la guía en el sentido que, un transformador bien mantenido, seco, libre de Oxígeno y trabajando a plena carga tiene una vida útil de 20,55 años. El análisis permite deducir un adecuado desgaste de los equipos y una expectativa de vida dentro de lo establecido por la industria para estos activos.

TITLE: OPTIMIZATION OF THE INVESTMENT IN THE REPLACEMENT OF POWER TRANSFORMERS

AUTORS: MANUEL URBANO CALA FLÓREZ
EDWARD FABIAN OLARTE SILVA

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECAÑICAS, ESCUELA DE INGENIERIA MECÁNICA, UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.

DIRECTOR: PEDRO JOSÉ DIAZ GUERRERO, MECHANICAL ENG., M. Sc

KEYWORDS: POWER TRANSFORMER, SHELF LIFE, TEMPERATURE, INSULATION LIFESPAN

Being power transformers the most significant equipment in an electric transmission and distribution system and, in spite of good practices in maintenance and continuous monitoring of the transformers behavior and their remaining shelf life, failures have occurred, these failures are subject of investigation and had motivated a deeper analysis on the evaluation methods used to determine the depletion of the lifespan and the remaining shelf life of the transformers.

In this monograph there was carried out an analysis to three (3) power transformers which significantly represent the system, by monitoring the maintenance routines, the electric tests performed, the results on the furans analysis (which help determine the remaining shelf life) and using the data from the load and temperature records using the method propounded on the IEEE C57.91-1995 Standard in order to procure a different analysis criteria to the condition and remaining shelf life of the equipment, so that with some level of certainty there will be possible to determine the adequate lapse of the investment in the replacement of this equipment.

Based on historical data of three 115/34,5 kV 40 and 48 MVA transformers from Bucaramanga, los Palos and Palenque substations and applying the IEEE guide for lading mineral-oil-immersed transformers, there was calculated the depletion of insulation's lifespan, under the criteria proposed in the guide where states that if a transformer is well maintained, dry, oxygen free and working full load it will last 20,55 years. The analysis let us infer an adequate weathering of the equipment and a life forecasts in accordance with is expected in the industry for this assets.

INTRODUCCIÓN

En el ámbito de la planeación de las inversiones y de la confiabilidad del servicio es de vital importancia para las empresas del sector eléctrico, conocer con cierto nivel de certeza la vida útil remanente de transformadores de potencia, considerando que éstos son de gran importancia para el sistema y su valor es significativo.

Para la estimación de la vida útil de transformadores en servicio ESSA actualmente utiliza los resultados de los análisis de las pruebas fisicoquímicas y de cromatografía del aceite dieléctrico, especialmente las pruebas de furanos; sin pretender cuestionar la objetividad y calidad de los resultados obtenidos, en muchos casos las expectativas de vida de los equipos no se han cumplido pese al cumplimiento de las rutinas de mantenimiento y demás pruebas eléctricas realizadas, por lo anterior se ha querido explorar y aplicar otra metodología que permita complementar la información obtenida haciendo uso de los parámetros de carga a que son sometidos los transformadores, con el fin de tener mayores fundamentos a la hora de planificar las inversiones en reposición y prevenir contingencias en cuanto a la continuidad del servicio.

Este trabajo busca utilizar una metodología basada en los registros de carga y temperatura de los transformadores, para determinar con base en los datos con que cuenta la empresa, el envejecimiento de los transformadores y la vida útil residual, obteniendo resultados que pueden ser actualizados en cualquier momento.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

ESSA dispone en su Sistema de Transmisión Regional STR y en el Sistema de Distribución Local SDL, un total de 76 subestaciones de potencia, con 133 transformadores, todos del tipo de los sumergidos en aceite dieléctrico, de diferentes capacidades y niveles de tensión, que suman una capacidad de transformación de 2.290 MVA.

El 22 % de esos transformadores tiene una vida de servicio entre 15 y 30 años y el 30 %, es decir, 33 unidades de transformación ya superaron los 30 años de servicio. La Comisión de Regulación de energía y Gas CREG, establece para la remuneración de inversiones en transformadores de potencia un periodo de 30 años, aunque la vida útil de estos equipos puede superar ampliamente esta cifra dependiendo de las condiciones de uso y mantenimiento.

El transformador de potencia es el elemento más importante y costoso en una subestación, un MVA de transformación en niveles 115/34,5 kV actualmente está costando unos US\$19.400, las últimas unidades de 40 MVA que adquirió ESSA en 2015, en estos niveles de tensión, costaron US\$ 775.000 cada una, lo que evidencia una alta inversión en estos equipos.

Lo anterior plantea para la empresa un importante problema que consiste en la optimización de las inversiones orientadas a la reposición de sus transformadores, en especial del grupo que ha superado los 15 años de servicio.

Para la aproximación de la vida útil residual de los transformadores en servicio, la empresa actualmente utiliza como parámetros los análisis fisicoquímicos y de cromatografía del aceite dieléctrico, el tiempo de servicio y las pruebas eléctricas, pero estos análisis en muchos casos no han sido efectivos, presentándose situaciones evidentemente contrarias e inesperadas con los estimados de vida útil residual, generando contingencias en pronósticos de inversiones y confiabilidad del servicio.

El presente proyecto busca una aproximación a la solución del problema, enfocando esfuerzos para complementar y disponer de criterios adicionales que permitan determinar la vida útil residual de los transformadores, introduciendo otras variables que pueden afectar la operación y la vida del equipo, los niveles de temperatura, eventos, carga y sobrecarga, entre otras variables adicionales.

Dentro de este contexto se han seleccionado tres transformadores de potencia del orden de 40 MVA, con tensiones de 115/34,5 kV correspondientes a las subestaciones: Bucaramanga, Palos y Palenque, con tiempo de servicio de 19 años, sobre los cuales se realizarán los análisis y la aplicación de una metodología que permita complementar para tener una mayor certeza sobre la vida útil residual de los equipos, de modo que le permita a la empresa establecer los periodos de dichas inversiones sin afectar la confiabilidad del servicio.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Optimizar la inversión en la reposición de transformadores de potencia a partir de la estimación de la vida útil residual de los transformadores de 40 MVA 115/34,5 kV de las subestaciones Bucaramanga, Palos y Palenque.

2.2. OBJETIVO ESPECÍFICOS

- 2.2.1 Determinar el tiempo de vida útil residual de los tres equipos en estudio.
- 2.2.2 Establecer la información básica necesaria que debe tener la empresa para garantizar los análisis.
- 2.2.3 Complementar el método de análisis fisicoquímico y de cromatografía del aceite dieléctrico utilizado actualmente para determinar la vida útil residual, introduciendo otras variables críticas que afectan la vida de servicio de los transformadores.
- 2.2.4 Implementar una metodología para la determinación del tiempo de vida útil residual que pueda aplicarse a equipos similares a los del caso de estudio.
- 2.2.5 Determinar con anticipación los periodos y montos de la inversión para realizar la adquisición de los equipos de reemplazo.
- 2.2.6 Aportar en la mejora de la confiabilidad del servicio.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PLAN PROPUESTO

La energía eléctrica es un servicio catalogado como esencial por la Ley 142 de 1994 [1] que establece el régimen para la prestación de los Servicios Públicos Domiciliarios, en la medida que el país se desarrolla y se universaliza la prestación del servicio, adquiere más importancia la energía eléctrica y las empresas prestadoras del servicio han tenido que mejorar la calidad y confiabilidad, bien sea forzadas por la reglamentación o la sostenibilidad del negocio.

La Ley 142 de 1994 también determinó que la prestación de los servicios públicos ha de realizarse bajo los principios constitucionales de eficiencia, libertad de competencia y obtención de economías de escala comprobables [1], aspectos que deben contemplar las empresas en sus procesos de expansión, administración, operación y mantenimiento, elementos que enmarcan el objeto del proyecto planteado de optimización de inversiones en la reposición de transformadores de potencia.

ESSA en los últimos años ha tenido que sortear contingencias en la prestación del servicio derivadas de la pérdida definitiva de transformadores de potencia, en especial en aquellos casos en los que la falla ha sido completamente inesperada, si se tiene en cuenta que varias unidades de acuerdo con los análisis fisicoquímicos y de cromatografía del aceite y las pruebas eléctricas obtenidas, mostraban un tiempo de vida útil residual importante, mientras que otras unidades cuyos resultados de pruebas mostraban el agotamiento de la vida útil, continuaron trabajando por varios años hasta ser reemplazadas sin que finalmente se produjera un fallo definitivo.

En los últimos cinco años, periodo 2010 a 2015, se presentaron en total 20 fallas definitivas de transformadores de potencia de diferentes capacidades nominales y niveles de tensión, cuatro de ellas con tiempos de funcionamiento entre 30 y 58 años, otras cuatro unidades de transformación con periodo de servicio entre 20 y 30 años y las otras 12 con tiempo de vida útil inferior a los 20 años; las fallas de los transformadores del grupo con servicio mayor a 30 años pueden categorizarse como agotamiento de la vida útil, mientras que en los otros dos grupos las causas son diversas y hacen parte de los análisis que internamente viene realizando la empresa.

Aquí es importante tener en cuenta lo escrito en la publicación de la IEEE en el año 2007: “Por lo general, un transformador de potencia es un dispositivo muy

confiable que está diseñado para lograr una vida útil de 20-35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65 °C y 95 °C. Aunque en la práctica la vida de un transformador de potencia podría llegar a 60 años con un mantenimiento adecuado y en función de la fecha de fabricación, ya que se ha observado en transformadores producidos recientemente una edad promedio al fallo de 14,9 años en idénticas condiciones de trabajo.” Artículo titulado: Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura W. Flores, E. Mombello, Senior Member, IEEE, G. Rattá, Senior Member, IEEE, José Antonio Jardini, Fellow IEEE [2].

La realidad descrita anteriormente motiva la realización del proyecto que busca complementar el método de estimación de la vida útil residual de los transformadores de potencia en servicio, introduciendo en el análisis variables que afectan sensiblemente su funcionamiento y los métodos de cálculo, para poder predecir con mayor exactitud los periodos en los que han de realizarse las apropiaciones presupuestales para realizar las inversiones de reposición optimizando estos recursos y mejorando la confiabilidad del servicio.

4. ANÁLISIS DE LITERATURA RECOPIADA

4.1. MARCO CONCEPTUAL

La variable crítica a controlar en un transformador es la temperatura del aislamiento, [3] esta guía brinda un método para estimar la vida unitaria del aislamiento del transformador con base en la temperatura, permitiendo determinar los valores de sobrecarga admisibles sin deteriorar la vida útil o determinar la pérdida en caso de sobrecarga o de acuerdo con los ciclos de carga del equipo.

Pronosticar la vida útil residual de un transformador de potencia en servicio, es un elemento clave para la confiabilidad del servicio y para la previsión de las inversiones destinadas a la reposición, a cualquier empresa distribuidora del servicio de energía o de la industria y en especial a su gerente de mantenimiento, le interesaría aproximarse lo mejor posible a esta información con el fin de planear con efectividad sus acciones de inversión y prevenir contingencias.

En la operación de un transformador inciden variables que afectan su vida de servicio, tales como: su instalación, ventilación, el mantenimiento, los niveles de carga y sobrecarga, las fallas eléctricas externas, las fallas internas y las sobretensiones, entre otras.

Quienes han estudiado sobre la vida de los transformadores, coinciden en afirmar que el papel aislante utilizado en la fabricación del transformador es el elemento clave a conservar y a analizar para determinar el tiempo de servicio del equipo.

El Ingeniero Ernesto Gallo, afirma que la vida útil del transformador es la vida útil del papel aislante, bajo esta premisa se han dedicado esfuerzos a determinar la vida útil de los transformadores a partir del seguimiento al deterioro o desgaste de este elemento, algunos basan principalmente su seguimiento con fundamento en las pruebas fisicoquímicas y de cromatografía del aceite [4], a partir de las cuales se puede determinar el estado del papel aislante, otros estudiosos utilizan la variable temperatura que afecta el mismo elemento, teniéndose como fundamentación estos dos métodos de aproximación, entre otros.

Por otro lado publicaciones realizadas por miembros del IEEE indican que es necesario establecer una correlación un tanto más sólida, a través de la correlación entre la vida y la temperatura, los autores relacionados [2] [5], presentan un modelo numérico aproximado de la vida del transformador de

potencia y dan cuenta de dos métodos desarrollados por la industria para este propósito:

1. Las guías de carga, basadas en el modelo de Arrhenius-Dakin.
2. La obtención del DP¹ de manera directa o mediante el contenido de furanos en el aceite.

El segundo método se analiza en [2]. Según los autores otros métodos de detección de fallos como las descargas parciales, en y fuera de línea, son muy efectivos en el seguimiento y detección de fallos tempranos en el aislamiento de los transformadores de potencia, pero habida cuenta que no se consideran métodos que especifiquen de manera concreta el tiempo de vida utilizado y final del aislamiento, no se desarrollan en la citada publicación.

Este proyecto se basa en la aplicación de la metodología de temperatura como una comparación y complemento al utilizado en la práctica en la empresa, buscando una mejor aproximación a la vida útil residual de los tres transformadores de potencia en análisis.

Ahora bien, las leyes 142 y 143 de 1994 [6] [1], establecen los regímenes para la prestación de los servicios públicos domiciliarios así como para la para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, respectivamente.

Por su parte la CREG a través de la Resolución 097 del 26 de septiembre de 2008, estableció los principios generales y la metodología para la definición de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local [7].

¹ Grado de Polimerización, corresponde al número de moléculas de glucosa que compone la celulosa, indica la cristalización del papel por efecto térmico, incide en la resistencia a la tracción mecánica.

5. DESARROLLO METODOLÓGICO

5.1. ESPECIFICACIONES Y DATOS TÉCNICOS DE LOS TRANSFORMADORES EN ESTUDIO

Un transformador eléctrico es una máquina estática que funciona con corriente alterna y mediante el fenómeno físico de la inducción magnética permite variar los parámetros de voltaje y corriente de la potencia eléctrica de entrada del transformador respecto a los de salida.

Los transformadores se utilizan en las subestaciones eléctricas y permiten el enlace entre las centrales de generación y las líneas de transmisión para llevar la energía a los centros de consumo, estos se denominan transformadores elevadores, en los centros de consumo sirven de enlace para reducir los niveles de tensión para llevar el servicio hasta los usuarios finales y se denominan transformadores reductores. Para mayor información consúltese [8].

Los transformadores objeto de estudio se encuentran actualmente en servicio y están ubicados en las subestaciones eléctricas Bucaramanga, Palos y Palenque de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., en la tabla 1 se muestra las especificaciones técnicas de la placa de características de cada uno de los equipos, las cuales pueden ser consultadas en detalle en el anexo A.

Tabla 1. Datos de placa de los transformadores objeto de análisis

Subestación	Bucaramanga	Palos	Palenque
Fabricante	ABB	HYUNDAI	HYUNDAI
N° de Serie	FHU 27 122	T973016	TL0488
Potencia nominal ONAN (MVA) AT-MT	30	30	30
Potencia nominal ONAF (MVA) AT-MT	48	40	40
Tensiones máxima del sistema (kV)	115/34,5/13,8	115/34,5/13,8	115/34,5/13,8
Año de fabricación	1997 ⁽¹⁾	1997	1997
Elevación de temperatura superior del aceite (°C)	60	52	52
Elevación de temperatura media de los devanados (°C)	65	57	57
Norma aplicable	IEC/ICONTEC	IEC-76	IEC-76
Aceite aislante	mineral	mineral	mineral
Frecuencia (Hz)	60	60	60
Fases	3	3	3

⁽¹⁾ Según la placa de características el transformador fue reconstruido, adicionalmente fue repotenciado de 40 a 48 MVA.

En las fotografías se muestran cada uno de los transformadores objeto de análisis.

Figura 1. Transformador sub. Bucaramanga



Figura 2 Transformador sub. Los Palos



Figura 3. Transformador sub. Palenque



5.2. ANÁLISIS FISICOQUÍMICO Y DE CROMATOGRAFÍA DEL ACEITE Y VIDA ÚTIL RESIDUAL DE LOS TRANSFORMADORES POR EL MÉTODO DE LOS FURANOS

El aceite dieléctrico en un transformador cumple dos funciones fundamentales, servir de aislante de la parte activa y como medio refrigerante permitiendo la

evacuación del calor generado al interior del equipo, para cumplir adecuadamente estas funciones el aceite debe cumplir ciertas propiedades especiales que tienen que ver entre otras con la estabilidad química, baja viscosidad, buena estabilidad de oxidación, elevada conductividad térmica, alta temperatura de inflamación, baja temperatura de congelación, alta rigidez y bajas pérdidas dieléctricas, baja humedad, ausencia de compuestos corrosivos, lodos y compuestos químicos prohibidos por la normatividad ambiental.

La parte activa del transformador compuesta por el núcleo, las bobinas y el papel aislante se encuentra sumergida en aceite mineral aislante, el papel aislante a base de celulosa obtenido mediante el proceso Kraft, junto con el aceite conforman el conjunto de aislamiento del transformador, entre estos dos elementos se da permanentemente una interacción durante el ciclo de vida del transformador que conduce a su deterioro, por un lado el papel sufre un proceso de degradación química denominada despolimerización y por el otro en el aceite se produce el proceso de poliesterización, en ambos elementos se encuentra la influencia perjudicial del agua y de los productos de oxidación que afectan negativamente el sistema de aislamiento, especialmente la vida útil del papel.

Una de las ventajas del aceite dieléctrico es su larga vida útil mientras sea monitorizado y mantenido adecuadamente, el cual puede ser recuperado muchas veces mediante un proceso de regeneración, proceso que hoy en día la tecnología permite realizar sin sacar de servicio el transformador y de manera casi autónoma, si se cuenta con los medios tecnológicos adecuados.

5.2.1. Pruebas fisicoquímicas

Para conocer el estado de degradación y contaminación del aceite dieléctrico, en la práctica y según el consenso internacional se utilizan seis pruebas y dos opcionales, aunque la norma ASTM D-117 [9] relaciona 33 propiedades de los aceites aislantes minerales con base en hidrocarburos y 55 métodos de prueba [4]. La tabla 2 muestra las pruebas fisicoquímicas recomendadas para el análisis.

Tabla 2. Criterios de evaluación de las pruebas fisicoquímicas de los aceites aislantes.

Prueba	Criterios de evaluación			
	Aceptable	Cuestionable	Inaceptable	Contenido
Rigidez dieléctrica D-877 (kV)	≥ 30	= (25-30)	< 25	Contaminantes, conductores, impurezas, agua
Número de neutralización	≤ 0.05	= (0,06-0,1)	$> 0,1$	Ácidos y lodos
Tensión Interfacial D-971 (d/cm)	≥ 32	= (28-31,9)	< 27.9	Compuestos hidrofílicos o contaminantes polares ácidos
Color D-1500A	$\leq 3,5$	-	$> 3,5$	Un marcado cambio en un año indica anomalía
Contenido de agua	< 30	= (30-34.9)	≥ 35	Indica contenido total de

Prueba	Criterios de evaluación			
	Aceptable	Cuestionable	Inaceptable	Contenido
(ppm)				agua en el aceite
Gravedad específica D-1298	0,84-0.91	< 0,84	> 0,91	Necesaria para ajustar el valor leído de tensión interfacial indicativo del tipo de aceite naftenico o parafinico
Contenido de inhibidor, DBP o DBCP ASTM D-4768	0,08 % Para aceite tipo 1 0,3 % Para aceite tipo 2 > = 2,0%	= (0,19-0,11)	< = 0,1	Nivel de defensas contra productos de oxidación
Factor de potencia A 25 °C y 100° ASTM D-924	0,05% máximo	=(0,1-0.3)	> 0,3	Indica agua, contaminantes, ácidos o extraños

A continuación se muestran los resultados de las diferentes pruebas fisicoquímicas realizadas al aceite de cada uno de los transformadores en estudio.

Tabla 3. Resultados pruebas fisicoquímicas realizadas al aceite aislante de los transformadores año 2015.

Prueba	Transformador sub. Bucaramanga		Transformador sub. Los Palos		Transformador sub. Palenque	
Color	< 2,5	Aceptable	< 1,5	Aceptable	< 2,5	Aceptable
Gravedad específica	0,8730	Aceptable	0,8560	Aceptable	0,8580	Aceptable
Tensión Interfacial	33,4	Aceptable	34,9	Aceptable	31,2	Cuestionable
Contenido de agua	18,2	Aceptable	20,8	Aceptable	18,1	Aceptable
Número de Neutralización	< 0,02	Aceptable	< 0,02	Aceptable	< 0,02	Aceptable
Tensión de rigidez dieléctrica	43,6	Aceptable	42,3	Aceptable	37	Aceptable
Grado de Polimerización	595	Aceptable	825	Aceptable	765	Aceptable
Estimativo vida útil	73,3%	Aceptable	92%	Aceptable	87,7%	Aceptable

5.2.2. Pruebas de cromatografía de gases disueltos

Esta técnica se fundamenta en el análisis de las fallas de los transformadores a partir de la asociación, interrelación y velocidad de formación de los gases encontrados en el aceite y su objetivo es permitir establecer y dar tratamiento a fallas tempranas en los equipos. Los gases son generados como consecuencia del efecto térmico o eléctrico que ocasiona el rompimiento de las moléculas de

hidrocarburos presentes en el aceite o la celulosa del papel aislante resultado de una falla temprana o consolidada.

Los gases analizados son: Hidrógeno (H₂), Oxígeno (O₂), Nitrógeno (N₂), monóxido de Carbono (CO), Metano (CH₄), Dióxido de Carbono (CO₂), Etileno (C₂H₄), Etano (C₂H₆) y Acetileno (C₂H₂).

Las guías más utilizadas y recomendadas para estos análisis corresponden a la norma IEEE C57.104-2008 [10] y la IEC 60599 versión 1999 y 2007 [11].

En las tablas 4 y 5 se presentan los valores recomendados y los resultados de las últimas pruebas realizadas a los tres transformadores.

Tabla 4. Concentraciones de gases disueltos de acuerdo con la norma IEEE C57.104-2008.

	Límite de Concentración de Gas Característico Disuelto (ppm)							TDCG
	Hydrogen	Methane	Acetylene	Ethylene	Ethane	Carbon monoxide	Carbon Dioxide	
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	
Condición 1	< 100	< 120	1	< 50	< 65	< 350	< 2500	< 720
Condición 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2501-4000	721-1920
Condición 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Tabla 5. Concentración de gases en los transformadores.

Transformador	Límite de Concentración de Gas Característico Disuelto (ppm)							TDCG	Fecha
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂		
Bucaramanga	65,4	17,2	4,4	22,4	2,6	262,7	5.264	374,7	ago-15
Condición	1	1	2	1	1	1	3	1	Ver observación
Palos	42,5	84,7	0,0	0,0	0,0	539,3	12.508	666,5	ene-15
Condición	1	1	1	1	1	2	4	1	Ver observación
Palenque	57,0	16,0	0,0	39,0	4,0	726,0	5492	842	ene-15
Condición	1	1	1	1	1	3	3	2	Ver observación

Observación: Debido a que algunos gases no se encuentran en la condición 1 de acuerdo con los parámetros de la norma IEEE C57.104 Tabla 4, se debe realizar el análisis de velocidad de generación de gases de acuerdo con el histórico de pruebas de cromatografía realizadas al equipo, para determinar la evolución de la condición del transformador y comparar nuevamente la situación del equipo de acuerdo con dicha norma y los parámetros establecidos en las tablas No. 2 y No. 3 de la norma.

Para el caso de los transformadores analizados, se tendría una posible descarga de alta energía o calentamiento, sin embargo, al realizar el análisis de velocidad de generación de gases se determina que hay estabilidad en la formación de los mismos ya que la tasa de crecimiento es muy baja, que no determina una situación crítica. De acuerdo con lo anterior, se debe realizar seguimiento

continuo de según indica la norma para precisar el comportamiento de cada gas en particular, su contenido total de gases y su tasa de crecimiento para así poder diagnosticar algún posible daño interno que afecte la vida útil del equipo. Para mayor información al respecto puede consultarse el anexo B.

5.2.3. Análisis de furanos y vida residual de los transformadores

El análisis de furanos permite determinar el nivel de degradación del papel aislante en el transformador, cuando el papel ha perdido la resistencia mecánica prácticamente se ha extinguido la vida útil del transformador y el equipo entrará en falla en cualquier momento o cuando sea exigido por los efectos electrodinámicos derivados de una falla o cortocircuito externo en la red.

El papel es un compuesto polimérico a base de celulosa el cual está formado por anillos de glucosa, bajo los efectos principalmente de origen térmico y otros agentes que inciden en su degradación forma compuestos furánicos en el aceite, se ha demostrado que el contenido de 2-furaldehído (2FAL) disuelto en el aceite está ligado al grado de polimerización o número de moléculas de glucosa presentes en la celulosa, de modo que al determinar el grado de polimerización (DP) se puede estimar la vida remanente de transformador. El método estándar para la medición de furanos es el IEC61198 [12].

El valor del grado de polimerización está directamente asociado con la rigidez mecánica del papel. En un transformador recién fabricado el DP del papel estará entre 1000 y 1300, durante el proceso de secado se reduce a 950 y durante el servicio, el envejecimiento lo continua reduciendo. La rigidez mecánica es constante para un gado de polimerización entre 950 y 500, sin embargo en el rango 500-200 esta decrece en proporción directa al DP y al llegar a 150 la rigidez mecánica se reduce a 20% de su valor inicial y por debajo de este valor el papel no tiene rigidez mecánica alguna, por lo que en la industria se considera que debajo de un DP =200, el papel pierde todas sus propiedades mecánicas y el equipo es susceptible a daños.

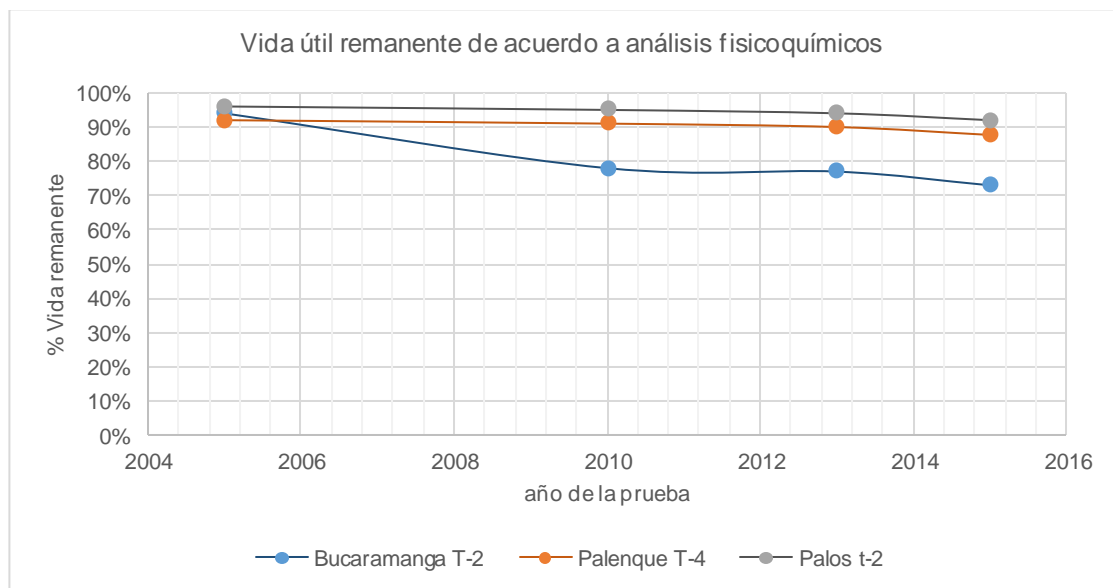
Tabla 6. Contenido de furanos en partes por billón (ppb) y % de vida útil residual para cada uno de los transformadores.

Año	Transformador sub. Bucaramanga		Transformador sub. Palos		Transformador Sub. Palenque	
	Furfural (ppb)	Vida útil residual (%)	Furfural (ppb)	Vida útil residual (%)	Furfural (ppb)	Vida útil residual (%)
2005	828	94	884	96	794	92
2010	604	78	ND	ND	ND	ND
2013	597	77	837	94	769	90

De acuerdo con el resultado de las pruebas de furanos realizadas en el año 2015 el transformador de la subestación Bucaramanga tiene una vida útil residual del 73 %, en el caso de la subestación Palos un 92 % y el equipo de la subestación Palenque el 88 %, puede decirse que estas unidades en los 19 años evaluados de funcionamiento han agotado menos del 30 % de su vida útil, según se muestra en la Figura 4.

El transformador de la subestación Bucaramanga presenta una importante reducción en el grado de polimerización entre el año 2005 y 2010, que aceleró el deterioro del aislamiento, asunto sobre el que es importante establecer el origen, en la indagación realizada de información histórica y consultas con el personal de mantenimiento no se pudo establecer una causa derivada del manejo del aceite o del manejo de carga o eventos en el equipo que expliquen ese resultado por lo que se presume que puede estar asociado a la reconstrucción y repotenciación del que fue objeto, asunto sobre el que es importante continuar el análisis.

Figura 4. Vida útil remanente de acuerdo a análisis fisicoquímicos.



5.3. PRUEBAS ELÉCTRICAS Y RUTINAS DE MANTENIMIENTO

Con el propósito de conocer el estado eléctrico de los transformadores se solicitó un informe al equipo de mantenimiento de subestaciones, sobre las pruebas eléctricas realizadas a los equipos y las rutinas de mantenimiento ejecutadas en los últimos años, informe que se adjunta en el Anexo C.

La práctica utilizada en ESSA para transformadores de potencia es realizar una parada cada tres años en la que se realizan: cambio de empaques, corrección de fugas menores de aceite, chequeo general del transformador, inyección del sistema de protecciones con el fin de establecer la adecuada operación y apertura de los interruptores en caso de falla interna o en la red y las pruebas eléctricas de rutina.

Las pruebas eléctricas que permiten conocer el estado o calidad del aislamiento son:

- Prueba del factor de potencia del aislamiento
- Prueba de la resistencia de aislamiento

Estas pruebas son complementarias a las realizadas al aceite que también dan idea del estado del aislamiento al analizar el conjunto papel aceite dieléctrico.

De otra parte las pruebas que permiten conocer el estado de los devanados son las siguientes:

- Medición de la corriente de excitación
- Medición de la relación de transformación TTR
- Medición de la resistencia de los devanados

Según se concluye del informe referido en el anexo C, todas las pruebas eléctricas realizadas a los tres transformadores se encuentran dentro de los parámetros normales con variaciones menores que no implican ningún tipo de anomalía o preocupación sobre el estado de los transformadores, en la Tabla 7 se muestran los valores de referencia y comparación y en la Tabla 8 el resultado de las pruebas de factor de potencia; de todas las pruebas eléctricas se indican solo estas por ser las más comúnmente usadas para conocer el estado del aislamiento, siendo complementarias con los análisis fisicoquímicos y de cromatografía del aceite.

Tabla 7. Parámetros de referencia para las pruebas de factor de Potencia.

Parámetro pruebas de factor de potencia	Bueno	Regular	Malo
Factor de Potencia (%)	< 0,5	0,5 – 1,5	> 1,5

Tabla 8. Resultado de las pruebas de factor de potencia.

Transformador	Pruebas de estado del aislamiento-factor de potencia (%)						Fecha
	Alta-tierra	Alta-baja	Baja-tierra	Baja-terciario	Terciario-tierra	Terciario-alta	
Bucaramanga	0,37	0,28	0,57	0,31	0,36	0,34	Abr-16
Condición	bueno	bueno	revisar	bueno	bueno	bueno	
Palos	0,39	0,18	0,37	0,14	0,21	0,06	Jul-15
Condición	bueno	bueno	revisar	bueno	bueno	bueno	
Palenque	0,3	0,19	0,69	0,22	0,2	0,07	Jul-12
Condición	bueno	bueno	revisar	bueno	bueno	bueno	

5.4. CÁLCULO DE LA VIDA ÚTIL RESIDUAL UTILIZANDO LA TEMPERATURA DE CARGA Y SOBRECARGA, SEGÚN EL ESTÁNDAR IEEE C57.91-1995.

Este análisis consiste en la aplicación de La Guía de Carga para Transformadores Sumergidos en Aceite Mineral Estándar IEEE C57.91-1995, según lo descrito en el numeral 5, vida del aislamiento del Transformador [3].

El estándar provee un método que involucra la temperatura como la variable crítica que afecta el deterioro de papel aislante del transformador, a medida que un transformador toma carga la temperatura interna se incrementa producto de las pérdidas de funcionamiento, el aceite dieléctrico realiza la función de enfriamiento llevando el calor generado en el interior de los devanados hasta la parte superior y los radiadores propiciando así el ciclo de enfriamiento. La temperatura en el interior de los transformadores no es uniforme y en las partes donde se concentre la mayor temperatura se tendrá la mayor exposición al deterioro del aislamiento.

El punto más caliente del transformador se encuentra en la parte superior de los arrollamientos, conocido como el HOTTEST SPOT, este punto es el que determina con qué rapidez se envejece el aislamiento del equipo en un periodo de tiempo y su temperatura corresponde a la suma de la temperatura ambiente, el incremento de temperatura del aceite en la parte superior TOP OIL y el incremento de temperatura del devanado HOTTEST SPOT.

Los transformadores normalmente se construyen con dos tipos de papel Kraft, el no enriquecido térmicamente o enriquecido, también llamado termoestabilizado, cada uno de ellos permite una elevación de temperatura de 55 o 65°C sobre la temperatura del medio ambiente (25 o 30 °C) [5] [3], dato que proporciona el fabricante en la placa de características del equipo de acuerdo con el requerimiento realizado en la especificación hecha por el cliente.

5.4.1. Vida del aislamiento

La evidencia experimental indica que la relación del deterioro del aislamiento con el tiempo sigue una adaptación a la teoría de la velocidad de reacción de Arrhenius la cual se define:

$$PU \text{ de vida} = Ae^{\frac{B}{\theta_H + 273}} \quad (1)$$

Donde:

P.U de Vida: Pérdida por unidad de vida.

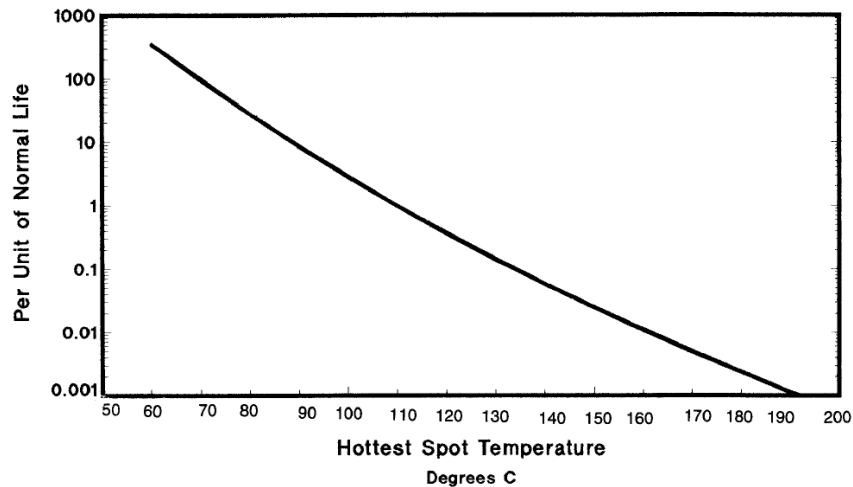
θ_H : Es la temperatura del punto más caliente del bobinado, en °C.

A: Es una constante que depende de la temperatura de referencia.

B: Es una constante empírica.

La ecuación relaciona la vida unitaria del aislamiento, con la temperatura del punto más caliente HOTTEST SPOT, se utiliza para determinar los valores de sobrecarga admisibles en un transformador, sin que se afecte su vida útil o para establecer la pérdida de vida cuando es necesaria una sobrecarga.

$$PU \text{ de vida} = 9,80 \times 10^{-18} e^{\frac{B}{\theta_H + 273}} \quad (2)$$



Para un aislante cuya elevación de temperatura promedio sea 55° C con elevación de temperatura de 95° C, la constante *A* es igual a 2×10^{-18} .

Figura 5. Vida útil del aislamiento de un transformador.

La curva de la Figura 5, permite establecer el grado de aceleración del nivel de envejecimiento sobre una temperatura de referencia de 110 °C o su desaceleración en caso de temperaturas menores a 110 °C.

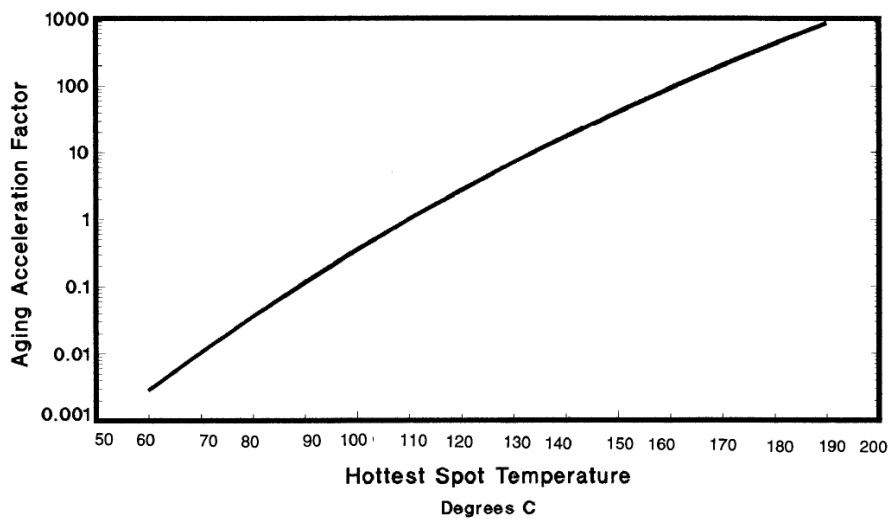
5.4.2. Factor de aceleración de envejecimiento.

El estándar IEEE C57, 91-1995 establece que: "La temperatura de referencia para los puntos más calientes es de 110 °C para transformadores con elevación de 65 °C en promedio en el bobinado y de 95 °C para los transformadores con elevación de 55 °C en promedio del bobinado (sin aislamiento térmico mejorado)" [3].

La curva de vida en por unidad del aislamiento de la Figura 6 puede utilizarse para siguientes propósitos:

- Permite el cálculo de un factor de aceleración del envejecimiento (F_{AA}).
- Para una carga variable y un perfil de temperaturas de un periodo de 24 horas.

Una curva de F_{AA} con relación a la temperatura del punto más caliente para un transformador cuyo aislamiento permita una elevación de temperatura de 65° C, muestra que el factor de aceleración de envejecimiento será mayor o menor que 1 según se exceda o reduzca el valor de la temperatura respecto de la referencia del



punto más caliente correspondiente a 110 °C, obsérvese la Figura 6.

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273} \right]} \quad (3)$$

Para un aislante cuya elevación de temperatura promedio sea 55°C con elevación de temperatura de 95°C, la ecuación es:

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{15000}{368} \frac{15000}{\theta_H + 273} \right]} \quad (3')$$

Con las ecuaciones (3 y 3') es posible establecer la pérdida equivalente de vida del transformador en un periodo de tiempo determinado bien sea en horas o días para un ciclo de carga en el que se tenga la temperatura de acuerdo con la siguiente expresión:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (4)$$

Donde:

F_{EQA} : factor de envejecimiento equivalente para el período total de tiempo.

n : enésimo del intervalo de tiempo (t)

N : número total de intervalos de tiempo

F_{AA_n} : factor de aceleración de envejecimiento para la temperatura durante el intervalo de tiempo Δt_n

t_n : intervalo de tiempo, horas

5.4.3. Pérdida porcentual de vida

Es posible calcular el porcentaje de pérdida total de vida del aislamiento a partir de la curva de vida en por unidad, para lo cual se requiere definir la vida normal del aislamiento a la temperatura de referencia en horas o años. En ausencia de información del fabricante se utiliza la recomendación de la Tabla 9, la cual facilita un criterio para la vida del aislamiento de un equipo bien mantenido, seco y libre de oxígeno, de 180,000 horas o 20.55 años.

Tabla 9. Vida normal del aislamiento para un sistema bien mantenido, seco y libre de oxígeno. Transformadores con elevación de temperatura de 65°C, temperatura de referencia del devanado 110°C.

$$\% \text{ Pérdida de vida} = \frac{F_{EQA} \cdot t \cdot 100}{\text{Vida Normal de Aislamiento}} \quad (5)$$

Donde:

F_{EQA} : Corresponde al factor de envejecimiento equivalente para el período de tiempo.
 t : Período de tiempo.

El valor máximo de pérdida de vida diaria para un transformador a carga nominal, según la interpretación de la norma IEEE Std C57,91-1995, para el aislamiento térmicamente mejorado a 65 °C de referencia es de 0.0133 %, cumpliendo el tiempo de vida estimado de diseño de este tipo de aislamiento de 180.000 horas o 20,55 años [3].

5.4.4. Análisis de la información recopilada y cálculos

Los transformadores objeto de este análisis fueron fabricados en 1997 como señalan sus placas de características, la fecha exacta de su puesta en operación no se obtuvo, sin embargo, es posible asumir que ese mismo año fueron puestos en servicio; en la consulta de información realizada para el análisis, se obtuvieron datos de las diferentes variables de carga, tensiones y temperaturas desde el año 2002 hasta la fecha para periodos horarios durante todos los días de cada año, lo que

bastante
 realidad.
 primeros
 que no se
 utilizará
 de carga
 2002 con
 análisis
 dado que
 potencia
 se

Basis	Normal insulation life	
	Hours	Years
50% retained tensile strength of insulation (former IEEE Std C57.92-1981 criterion)	65 000	7.42
25% retained tensile strength of insulation	135 000	15.41
200 retained degree of polymerization in insulation	150 000	17.12
Interpretation of distribution Transformer functional life test data (former IEEE Std C57.91-1981 criterion)	180 000	20.55
NOTES: 1 — Tensile strength or degree of polymerization (D.P.) retention values were determined by sealed tube aging on well-dried insulation samples in oxygen-free oil. 2 — Refer to I.2 in annex I for discussion of the effect of higher values of water and oxygen and also for the discussion on the basis given above.		

permite una
 estimación
 cercana a la
 Para los
 años en los
 obtuvo
 información se
 el perfil típico
 diaria del año
 lo cual los
 resultan más
 conservadores
 la demanda de
 en el sistema
 incrementa

cada año y de acuerdo con los datos ese perfil diario de carga está muy por debajo de la capacidad nominal de los equipos.

Es importante mencionar que revisados los datos de carga aparente de los transformadores, no se encontraron picos que estén por encima de la capacidad nominal y en su gran mayoría están por debajo de ese valor, así mismo se descarta que se haya operado con niveles de tensión por encima de los establecidos en la normatividad o que superen los valores de norma aceptables en los equipos, lo anterior obedece a los criterios de operación que aplica el Centro de Control de ESSA, los cuales son muy exigentes respecto a llevar las variables operativas fuera de los rangos normales, aún en casos de contingencias en el sistema.

De la información de archivos de los transformadores se obtuvo una curva diaria típica para cada año e igualmente la información de las temperaturas correspondientes, las cuales se utilizaron para calcular la pérdida de vida diaria del aislamiento de cada transformador.

En general los transformadores del nivel de potencia y tensiones como los del caso de estudio siempre vienen dotados de los termómetros que registran las temperaturas tanto del aceite como del devanado, con esta información se parte para hallar la temperatura del punto más caliente HOTTEST SPOT del devanado que corresponde a la principal variable de la fórmula (1); dado que los termómetros aportan la información de la temperatura media del aceite y de los devanados para hallar la temperatura del punto más caliente se procede así:

$$\theta_H = \theta_{A+} \Delta\theta_{T_O} + \Delta\theta_H \quad (6)$$

Donde:

θ_H : Temperatura del punto más caliente del devanado.

θ_A : Temperatura Ambiente.

$\Delta\theta_{T_O}$: Incremento de temperatura del aceite TOP OIL.

$\Delta\theta_H$: Incremento de temperatura del devanado HOTTEST SPOT

La guía IEEE Estandar C57.92 – 1981 Revisión 1990 [3], recomienda incrementar en 15 ° C el valor calculado de temperatura del punto más caliente de los devanados.

$$\Delta\Theta_H = \Delta\bar{\Theta}_H + 15^\circ \quad (7)$$

Para el caso de estudio debido a que se cuenta con el valor de la temperatura del devanado dada por el termómetro, simplemente aplicamos para el cálculo la fórmula (7) para determinar el punto más caliente del devanado.

Igualmente la guía en el apartado 6.2 de la guía [3] permite o recomienda que la temperatura ambiente se incremente en 5°C para ser más conservadores en el cálculo en especial para compensar el incremento de temperatura en los periodos de mayor temperatura ambiente.

Finalmente la temperatura del HOTTEST SPOT corresponde a la adición de la temperatura ambiente, el incremento de temperatura del aceite TOP OIL y el incremento de temperatura del devanado HOTTEST SPOT.

5.4.5 Resultados transformador de la subestación Bucaramanga

A manera ilustrativa se presenta la gráfica del ciclo típico diario de carga del año 2015 en potencia aparente (MVA) y la temperatura media del aceite y del devanado, así como la tabla de resultados del año 2015; en archivo Excel se adjuntan los cálculos realizados en cada año para cada uno de los transformadores según el Anexo D.

Figura 7. Ciclo típico de carga y temperatura del transformador de la subestación Bucaramanga.

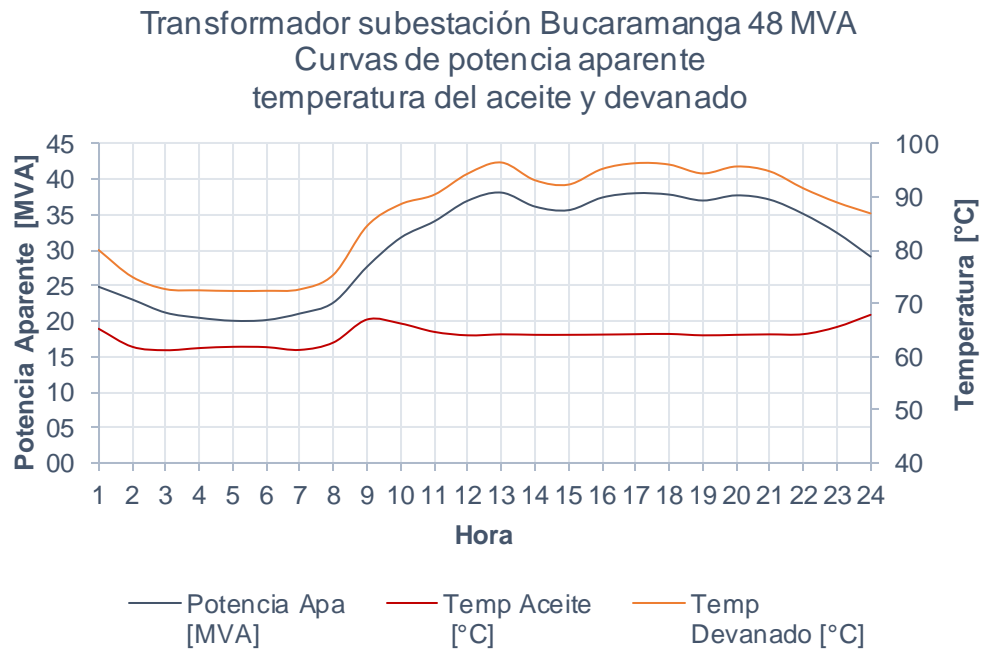


Tabla 10. Ciclo de carga típico para un periodo de 24 horas en el año 2015 y parámetros para el cálculo del factor de aceleración del envejecimiento.

Periodo [horas]	Potencia Aparente [MVA]	Temperatura a Aceite [°C]	Temperatura Devanado [°C]	Gradiente de temperatura	Hottestspot [°C]	F _{AA}	F _{AA} *dt
1	24.9	65.24	80.04	14.80	95.04	0.20	74.3054446
2	23.1	61.86	74.99	13.13	89.99	0.12	42.1491485
3	21.2	61.21	72.68	11.47	87.68	0.09	32.3362775
4	20.5	61.61	72.46	10.85	87.46	0.09	31.5434763
5	20.1	61.85	72.35	10.50	87.35	0.09	31.1140678
6	20.2	61.78	72.38	10.59	87.38	0.09	31.2237746
7	21.1	61.27	72.65	11.38	87.65	0.09	32.2113085
8	22.6	62.67	75.41	12.74	90.41	0.12	44.2011508
9	27.7	66.98	84.56	17.58	99.56	0.33	121.848981
10	31.8	66.23	88.64	22.41	103.64	0.52	188.365665
11	34.1	64.65	90.43	25.78	105.43	0.62	227.442394
12	37.0	64.01	94.40	30.39	109.40	0.94	343.139036
13	38.1	64.19	96.48	32.29	111.48	1.16	424.36795
14	36.2	64.10	93.15	29.05	108.15	0.83	301.680179
15	35.6	64.10	92.33	28.23	107.33	0.76	277.195657
16	37.4	64.15	95.26	31.11	110.26	1.03	374.696717
17	38.0	64.21	96.35	32.14	111.35	1.15	418.992145
18	37.8	64.27	96.09	31.82	111.09	1.12	407.859444
19	37.0	64.00	94.43	30.42	109.43	0.94	344.190486
20	37.7	64.10	95.73	31.63	110.73	1.08	393.24392
21	37.1	64.19	94.81	30.62	109.81	0.98	357.953289
22	35.1	64.23	91.62	27.39	106.62	0.71	257.425653
23	32.4	65.58	88.98	23.40	103.98	0.53	195.259465
24	29.1	67.86	86.91	19.05	101.91	0.43	156.740433

Para el año 2015 se tiene un tiempo de vida del transformador acumulado de 19 años, el factor de envejecimiento equivalente calculado para este periodo de tiempo es:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^{19} F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^{19} \Delta t_n} = 0,4668$$

El porcentaje de pérdida de vida obtenido para este valor se muestra a continuación:

$$\% \text{ Pérdida de vida} = \frac{F_{EQA} \cdot 166.440 \cdot 100}{180.000} = 43,16\%$$

La pérdida de vida es del 43,16 % sobre un periodo de referencia de 180.000 horas y a plena carga.

Considerando un factor equivalente de envejecimiento F_{EQA} de 1, en otras palabras, si el transformador hubiese estado operando a condiciones de plena carga durante las 166.440 horas (19 años) su pérdida de vida útil equivaldría al 92,46 %; cabe aclarar que el desgaste del 43,16% no implica que la vida restante del transformador (56,84%) sea de 11,68 años, dado que el transformador no viene envejeciendo a la misma tasa que transcurre el tiempo, el tiempo de servicio dependerá de la forma en que se continúe utilizando el transformador.

Para establecer hacia el futuro como será el desgaste del equipo, se ha realizado el análisis considerando la proyección de demanda, para los tres equipos a partir del año 2016, teniendo en cuenta el crecimiento anual de la demanda, la entrada del plan de expansión 2016-2018 de ESSA y proyecciones del área de planeación de la empresa extrapolados hasta el año 2035, según se muestra en la Tabla 11 y estableciendo la correlación de los datos de demanda y temperatura.

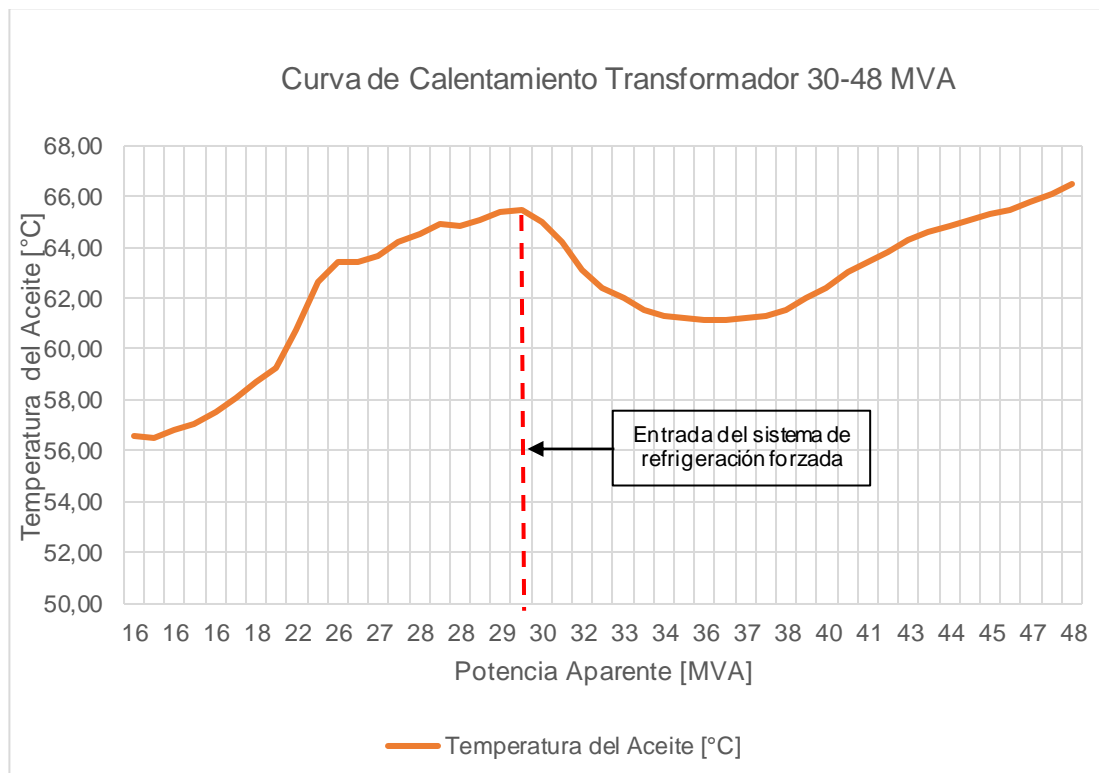
Tabla 11. Proyección de la demanda máxima de potencia en cada transformador.

Año	Transformador subestación Bucaramanga [MVA]	Transformador subestación Palos [MVA]	Transformador subestación Palenque [MVA]
2016	39.1	39.1	33.4
2017	39.1	40.3	34.1
2018	23.1	23.1	22.1
2019	23.5	23.5	22.6
2020	24.0	24.0	23.1
2021	24.5	24.5	23.7
2022	25.0	25.0	24.3
2023	25.5	25.5	24.8
2024	26.0	26.5	25.3
2025	26.5	27.1	26.0
2026	27.1	27.6	26.5
2027	28.0	28.5	27.0
2028	28.5	29.4	27.8
2029	29.1	30.3	28.7
2013	29.8	31.2	29.2
2031	30.6	31.9	30.2
2032	31.5	32.9	31.2
2033	32.4	33.9	32.2
2034	33.7	34.9	33.5
2035	34.9	35.9	34.9

La Figura 8. Curva de calentamiento del transformador de Bucaramanga, corresponde a la curva de calentamiento del transformador y correlaciona la temperatura del aceite a diferentes potencias la cual es obtenida en pruebas en laboratorio con una temperatura ambiente de 24°C, se utiliza para estimar la temperatura que alcanza el transformador según las potencias de carga de acuerdo con las proyecciones de carga.

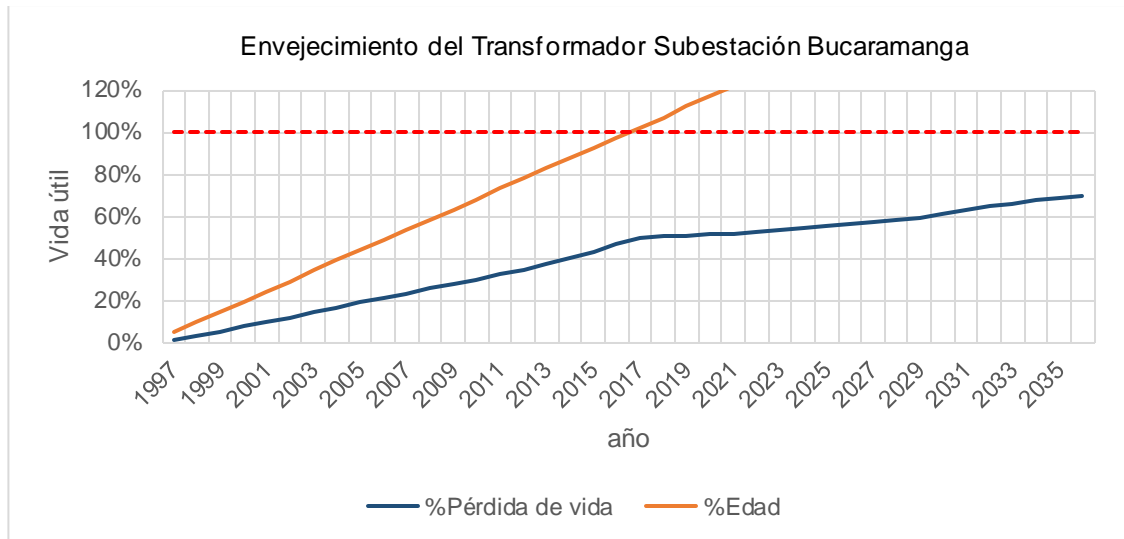
El sistema de refrigeración forzada consiste en ventiladores sobre los radiadores que se activan con un termostato y entran en operación cuando la temperatura se aproxima a un set que es la temperatura nominal de operación del aceite del transformador (en este caso 65°C). La temperatura desciende con la operación de los ventiladores y va incrementándose a medida que el transformador continúa tomando mayor carga.

Figura 8. Curva de calentamiento del transformador de Bucaramanga.



La Figura 9 muestra la evolución del deterioro del transformador en % comparado con el transcurso del tiempo de vida útil.

Figura 9. Envejecimiento del transformador de la Subestación Bucaramanga.



De acuerdo con la proyección a partir del año 2018 cuando se reduce el nivel de carga del transformador, también se reduce la rata de desgaste, se estima que para cuando el transformador tenga 40 años en operación, su deterioro será del 69,3%. Se puede afirmar que si el transformador es operado con la proyección de demanda y bajo buenas prácticas de mantenimiento, desde el punto de vista del envejecimiento térmico tendrá una vida de servicio hasta el año 2036.

5.4.6 Resultados transformador de la subestación los Palos

Figura 10. Ciclo típico de carga y temperatura del transformador de la subestación Los Palos.

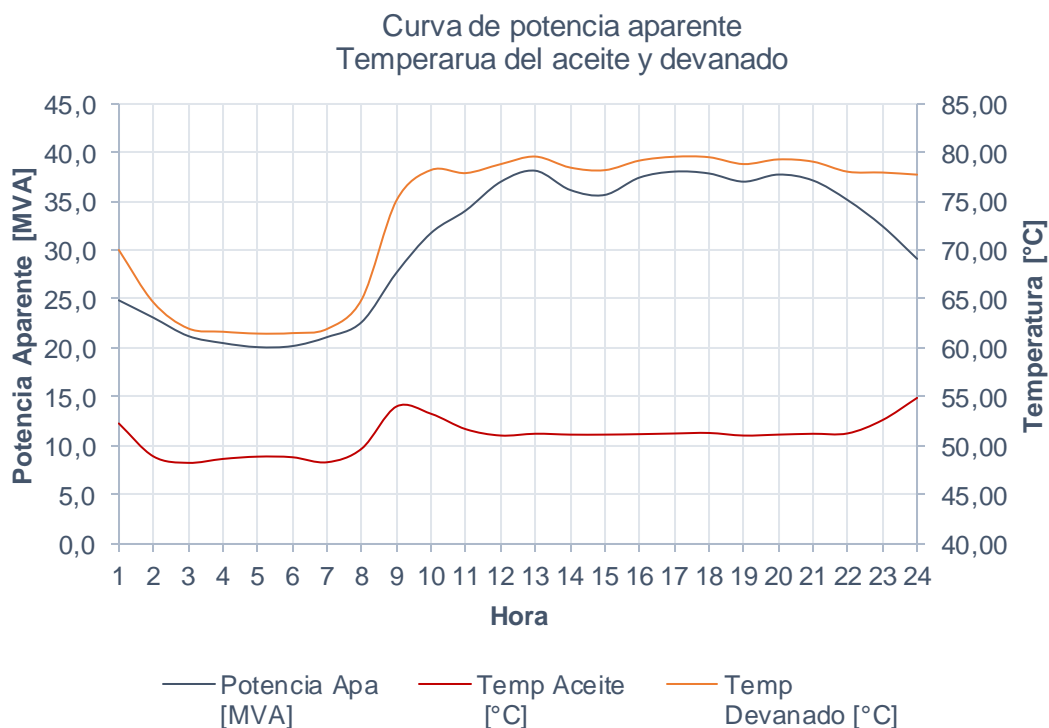


Tabla 12. Ciclo de carga típico para un periodo de 24 horas en el año 2015 y parámetros para el cálculo del factor de aceleración del envejecimiento. Para el transformador de los Palos.

Periodo [horas]	Potencia Aparente [MVA]	Temperatura Aceite [°C]	Temperatura Devanado [°C]	Gradiente de temperatura	Hottestspot [°C]	F _{AA}	F _{AA} *dt
1	24.9	52.24	70.00	17.76	85.00	0.32	116.922727
2	23.1	48.86	64.62	15.76	79.62	0.17	61.6771957
3	21.2	48.21	61.97	13.76	76.97	0.12	44.7167596
4	20.5	48.61	61.63	13.02	76.63	0.12	42.897967
5	20.1	48.85	61.45	12.60	76.45	0.11	41.9136432
6	20.2	48.78	61.49	12.71	76.49	0.12	42.1651236
7	21.1	48.27	61.92	13.65	76.92	0.12	44.4298238
8	22.6	49.67	64.96	15.29	79.96	0.18	64.2581647
9	27.7	53.98	75.08	21.10	90.08	0.58	210.093844
10	31.8	53.23	78.20	24.98	93.20	0.82	298.806443
11	34.1	51.65	77.88	26.23	92.88	0.79	288.231553
12	37.0	51.01	78.79	27.78	93.79	0.87	319.148612

13	38.1	51.19	79.57	28.38	94.57	0.95	348.013788
14	36.2	51.10	78.45	27.35	93.45	0.84	307.137178
15	35.6	51.10	78.18	27.08	93.18	0.82	297.936486
16	37.4	51.15	79.16	28.01	94.16	0.91	332.460843
17	38.0	51.21	79.55	28.33	94.55	0.95	347.201657
18	37.8	51.27	79.50	28.24	94.50	0.95	345.482119
19	37.0	51.00	78.80	27.80	93.80	0.88	319.419546
20	37.7	51.10	79.28	28.18	94.28	0.92	336.855602
21	37.1	51.19	79.05	27.86	94.05	0.90	328.312559
22	35.1	51.23	78.02	26.79	93.02	0.80	292.690519
23	32.4	52.58	77.94	25.35	92.94	0.79	290.022687
24	29.1	54.86	77.72	22.86	92.72	0.78	283.020724

Al año 2015 para el transformador de la subestación Palos han transcurrido 19 años desde su puesta en operación, el factor de envejecimiento equivalente calculado para este periodo de tiempo es:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^{19} F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^{19} \Delta t_n} = 0,5852$$

El porcentaje de pérdida de vida obtenido para este valor se muestra a continuación:

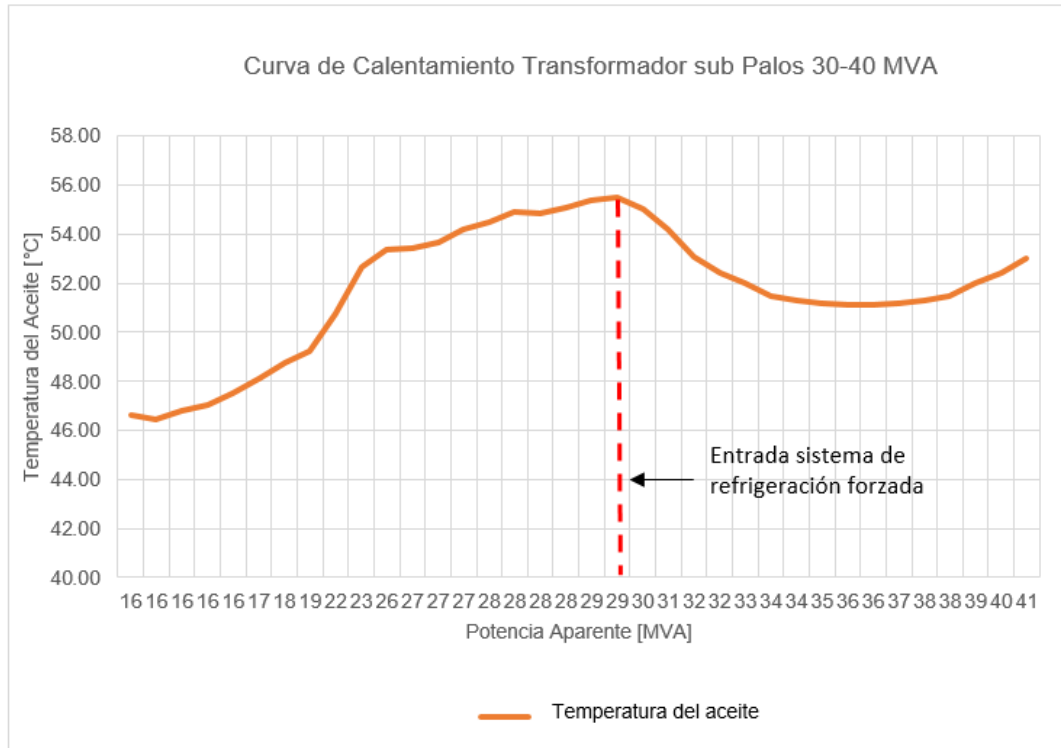
$$\% \text{ Pérdida de vida} = \frac{F_{EQA} \cdot 166.440 \cdot 100}{180.000} = 54,10\%$$

La pérdida de vida es del 54,1 % sobre un periodo de referencia de 180.000 horas.

Considerando un factor equivalente de envejecimiento F_{EQA} de 1, en otras palabras, si el transformador hubiese estado operando a condiciones de plena carga durante las 166.440 horas (19 años) su pérdida de vida útil equivaldría al 92.46% respecto al tiempo (20,55 años); cabe aclarar que el desgaste del 54,1% no implica que la vida restante del transformador (45,9%) sea de 9,43 años, esto dependerá de las condiciones de uso y la proyección de la demanda que soporte.

Al igual que en el caso del transformador de la subestación Bucaramanga se realizó la proyección de demanda en el largo plazo para este equipo, específicamente en esta subestación en octubre de 2016 entrará en servicio un transformador adicional de 40 MVA, que permitirá reducir los niveles del carga del equipo, la proyección de demanda se encuentra en la Tabla 12, con esta información se realizó el análisis de deterioro futuro del transformador.

Figura 11. Curva de calentamiento del transformador de la subestación los Palos 40 MVA.

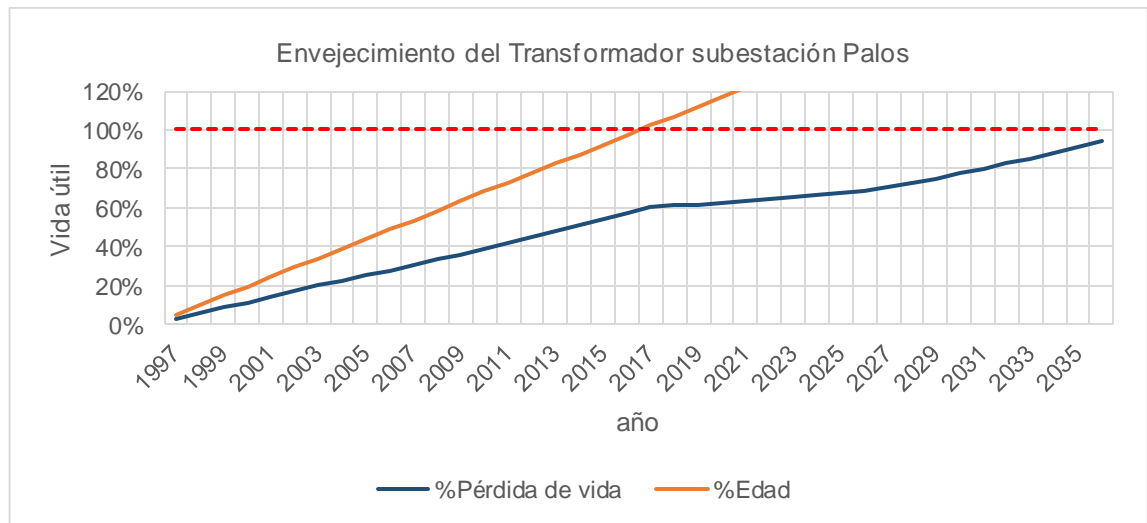


La Figura 11, corresponde a la curva de calentamiento del transformador y correlaciona la temperatura del aceite a diferentes potencias la cual es obtenida en pruebas en laboratorio con una temperatura ambiente de 24°C, se utiliza para estimar la temperatura que alcanza el transformador según las potencias de carga de acuerdo con las proyecciones de carga.

El sistema de refrigeración forzada consiste en ventiladores sobre los radiadores que se activan con un termostato entrando en operación cuando la temperatura se aproxima a un ajuste que corresponde a la temperatura nominal de operación del aceite del transformador (en este caso 55°C). La temperatura desciende con la operación de los ventiladores y va incrementándose a medida que el transformador continúa tomando mayor carga.

En la Figura 12 se muestra la evolución del deterioro del transformador en % comparado con el transcurso del tiempo de vida útil.

Figura 12. Envejecimiento del transformador de la Subestación Los Palos.



De acuerdo con la proyección se estima que para cuando el transformador tenga 40 años en operación su deterioro será en el 93,85 %, es recomendable realizar un seguimiento periódico debido a las exigencias de uso que ha tenido y a la pérdida de vida útil, sin embargo a pesar que el equipo ha venido siendo exigido más cerca de sus límites, se puede afirmar que sí es operado con la proyección de demanda y bajo buenas prácticas de mantenimiento, podría tener una vida de servicio más allá del año 2036.

5.4.7 Resultados transformador subestación Palenque

Figura 13. Ciclo típico de carga y temperatura del transformador de la subestación Palenque.

Transformador subestación Palenque 40 MVA
 curva de potencia aparente
 Temperarua del aceite y devanado

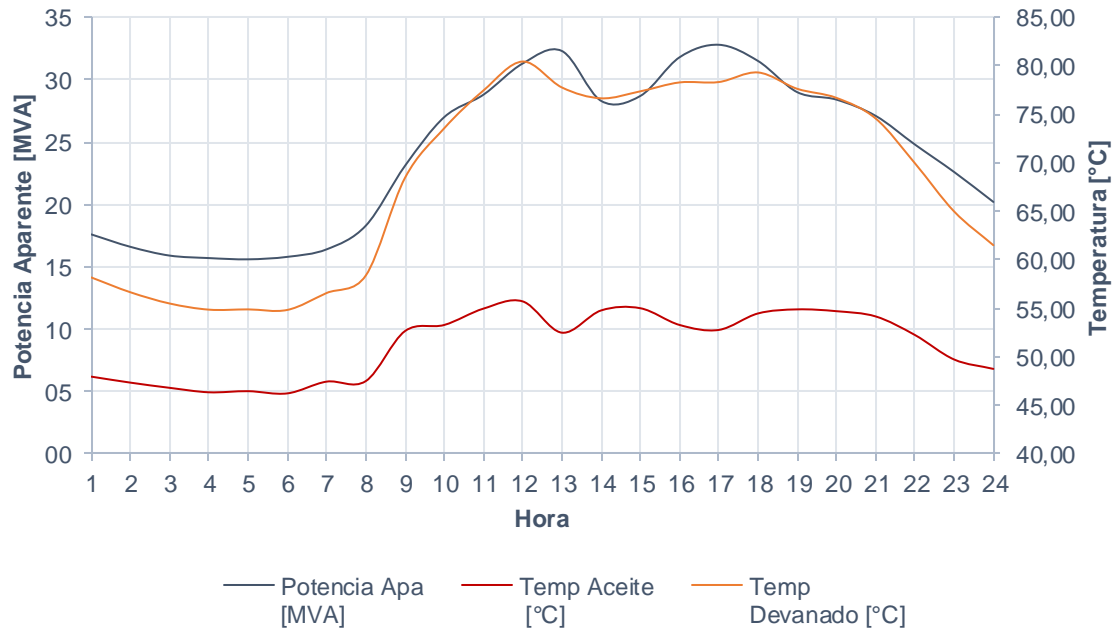


Tabla 13. Ciclo de carga típico para un periodo de 24 horas en el año 2015 y parámetros para el cálculo del factor de aceleración del envejecimiento. Para el transformador de los Palos.

Periodo [horas]	Potencia Aparente [MVA]	Temperatura Aceite [°C]	Temperatura Devanado [°C]	Gradiente de temperatura	Hottestspot [°C]	F _{AA}	F _{AA} ^{dt}
1	17.6	47.97	58.19	10.22	73.19	0.08	27.99924101
2	16.6	47.35	56.66	9.31	71.66	0.06	23.0958759
3	15.9	46.81	55.50	8.69	70.50	0.05	19.94668007
4	15.7	46.35	54.87	8.52	69.87	0.05	18.40338969
5	15.6	46.47	54.90	8.43	69.90	0.05	18.46898125
6	15.8	46.24	54.84	8.60	69.84	0.05	18.33879669
7	16.4	47.45	56.59	9.13	71.59	0.06	22.87813395
8	18.3	47.51	58.39	10.88	73.39	0.08	28.71647483
9	23.1	52.66	68.46	15.80	83.46	0.27	97.57317088
10	27.0	53.29	73.57	20.28	88.57	0.48	176.7862621
11	28.8	54.98	77.46	22.48	92.46	0.75	274.9863697
12	31.3	55.72	80.44	24.72	95.44	1.05	383.3875887
13	32.3	52.50	77.77	25.27	92.77	0.78	284.6756349

Periodo [horas]	Potencia Aparente [MVA]	Temperatura Aceite [°C]	Temperatura Devanado [°C]	Gradiente de temperatura	Hottestspot [°C]	F _{AA}	F _{AA} ·dt
14	28.3	54.79	76.65	21.86	91.65	0.69	251.0718687
15	28.7	55.02	77.38	22.36	92.38	0.75	272.3621381
16	31.8	53.29	78.29	25.00	93.29	0.83	301.7860612
17	32.8	52.78	78.33	25.55	93.33	0.83	303.057561
18	31.5	54.48	79.32	24.83	94.32	0.93	338.3086716
19	29.0	54.90	77.63	22.73	92.63	0.77	280.3317073
20	28.4	54.71	76.70	21.99	91.70	0.69	252.2958507
21	27.1	54.17	74.57	20.40	89.57	0.54	198.1500649
22	24.8	52.26	69.96	17.70	84.96	0.32	116.2948876
23	22.6	49.73	64.99	15.25	79.99	0.18	64.4672348
24	20.2	48.76	61.51	12.75	76.51	0.12	42.24956736

Para el año 2015 el transformador de la subestación Palenque ha cumplido 19 años en operación, el factor de envejecimiento equivalente calculado para este periodo de tiempo es:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^{19} F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^{19} \Delta t_n} = 0,3982$$

El porcentaje de pérdida de vida obtenido para este valor se muestra a continuación:

$$\% \text{ Pérdida de vida} = \frac{F_{EQA} \cdot 166.440 \cdot 100}{180.000} = 36,82\%$$

La pérdida de vida es del 36,82 % sobre un periodo de referencia de 180.000 horas.

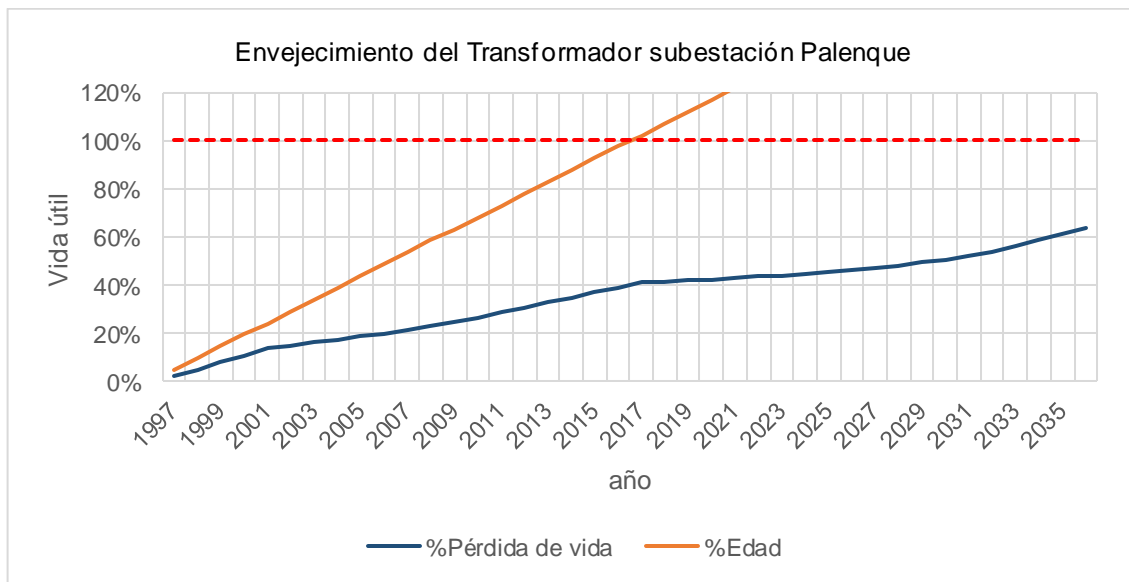
Considerando un factor equivalente de envejecimiento F_{EQA} de 1, es decir, si el transformador hubiese estado operando a condiciones de plena carga durante las 166.440 horas (19 años) su pérdida de vida útil equivaldría al 92.46%; cabe aclarar que el desgaste del 36,82% no implica que la vida restante del transformador (63,18%) sea de 12,98 años, esto dependerá de las condiciones de uso, sin embargo, es necesario considerar como ya se advirtió, que el deterioro del transformador es más lento que el transcurrir del tiempo.

De forma similar a los casos anteriores, se realizó la proyección de demanda en el largo plazo para este equipo, considerando el plan de expansión y los escenarios

de crecimiento adoptados por la empresa, de acuerdo con lo indicado en la Tabla 13 extrapoliéndolos hasta el año 2036.

Dado que los transformadores de Palos y Palenque son de similares características sus curvas de calentamiento tienen el mismo comportamiento, por lo cual tomamos como referente la Figura 13 para la correlación de la proyección de carga y temperatura del transformador de la subestación Palenque, con la que estimamos el envejecimiento futuro mostrado en la Figura 14.

Figura 14. Envejecimiento del transformador de la Subestación Palenque.



Para cuando el transformador cumpla 40 años se estima que su deterioro llegará al 63,48%.

Finalmente en la Tabla 14 se muestra el resultado obtenido de la pérdida acumulada de vida del aislamiento de cada transformador.

Tabla 14. Pérdida total acumulada de la vida útil de los transformadores para diferentes periodos de operación.

Año de Cálculo	Periodo tiempo (años)	Transformador subestación Bucaramanga	Transformador subestación Palos	Transformador subestación Palenque
2015	19	43,16	54,10	39,82
2036	40	69,30	93,85	63,48

El transformador de la subestación Bucaramanga es el que menos deterioro presenta en el periodo evaluado de 20.55 años, la pérdida acumulada de vida en su aislamiento es del 43,16 %, el resultado guarda coherencia respecto de la información utilizada para los cálculos, toda vez que nunca ha sido utilizado a su plena carga, que corresponde a 48 MVA y está siendo exigido solo al 79.1 % de su capacidad, tampoco ha sido sometido a sobrecargas que son las que mayor deterioro generan en el aislamiento, así mismo, se aprecia en la Tabla 10 que la temperatura máxima del punto más caliente del devanado HOTTEST SPOT ha llegado a los 111,3 °C, lo que indica que en algunos momentos ha estado un poco sobre límite recomendado de 110 °C, sin embargo, el factor de aceleración de envejecimiento es menor que 1, extendiendo la vida del equipo por encima del tiempo de diseño del fabricante.

Bajo ese mismo escenario de 20.55 años el transformador de la subestación palos ha agotado un 54,1% de la vida del aislamiento, la característica para la elevación de temperatura media de los devanados es de 57 °C, por lo que la temperatura máxima del HOTTEST SPOT es de 95 °C; este transformador ha venido siendo explotado muy cerca de su potencia nominal y por periodos más prolongados del día por lo que muestra un mayor envejecimiento, el nivel de carga máxima está alrededor del 95 % de su capacidad nominal que es de 40 MVA, con temperaturas del punto más caliente de 94,57 °C.

Así mismo el transformador de Palenque que tiene especificaciones muy similares al de la subestación Palos ha envejecido menos que este, solo un 39,82% debido a que la demanda máxima es del 82 % y el tiempo de esa demanda diaria es menor al caso de Palos.

De otra parte en la Tabla 15 se muestra el porcentaje diario actual de pérdida de vida útil de cada transformador respecto del referente de la guía, para equipos con carga nominal y en un periodo de 20,55 años.

Tabla 15. Pérdida diaria porcentual de vida útil de cada transformador.

Referencia Guía IEEE	Transformador sub. Bucaramanga	Transformador sub. Palos	Transformador Sub. Palenque
0,0133 %	0,0077 %	0,0082%	0,0058 %
Diferencia porcentual	42,11 %	38,35 %	56,39 %

Se observa que el transformador de la subestación Palos es el que presenta un mayor envejecimiento diario, el cual está más próximo porcentualmente al de referencia.

5.5. COMPARATIVO DE RESULTADOS DE VIDA ÚTIL RESIDUAL POR LOS METODOS DE TEMPERATURA Y DE FURANOS.

En la tabla Tabla 16 se presentan los datos obtenidos a partir de los análisis realizados aplicando la metodología de las temperaturas de carga y sobrecarga, según el estándar IEEE C57.91-1995 y de los correspondientes resultados derivados de los análisis de furanos.

Tabla 16. Porcentaje de vida útil residual de los transformadores según métodos de análisis.

Método de análisis	Transformador sub. Bucaramanga	Transformador sub. Palos	Transformador Sub. Palenque
Temperatura año 2015	43,1 %	54,1%	39,8 %
Furanos año 2015	73,0 %	88,0 %	92,0 %

Los resultados de vida útil residual se muestran solo a modo indicativo, no es pertinente el comparativo dado que los referenciales de estimación son diferentes, lo cierto es que las dos metodologías indican que los equipos tienen una expectativa amplia de vida remanente, que depende como se indicó de la forma en que ese porcentaje de vida útil residual se utilice con base en el uso de los transformadores.

5.6. PERIODOS DE INVERSIÓN DE ACUERDO CON LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS.

De acuerdo con la Resolución CREG 097 de 2008 [7] la vida útil de un transformador de potencia que sea remunerado vía tarifa es de 30 años; según el estándar IEEE Std C57,91-1995 un transformador bien mantenido, con el aceite seco y libre de oxígeno, con aislamiento térmicamente mejorado a 65 °C tiene un tiempo de vida por diseño de 20,55 años, si trabaja continuamente a carga nominal.

El resultado del análisis realizado a los tres transformadores indica que en las condiciones de carga proyectadas, siguiendo buenas prácticas de operación y mantenimiento, la empresa no requiere proyectar inversiones para reposición de los tres transformadores analizados al menos en los próximos 20 años.

En el caso de los transformadores de las subestaciones Palos y Palenque es importante que se esté monitorizando el comportamiento de carga de cada uno de ellos, debido a que si las condiciones de carga actuales se mantienen y los proyectos de expansión con fechas de entrada en octubre de 2016 y en el año 2018 no se cumplen, el tiempo de agotamiento de su vida útil residual se acelerará fuertemente dado que actualmente están muy cerca de su capacidad nominal.

5.7. ALGORITMO METODOLOGICO PARA DETERMINAR EL TIEMPO DE VIDA ÚTIL RESIDUAL APLICABLE A EQUIPOS SIMILARES

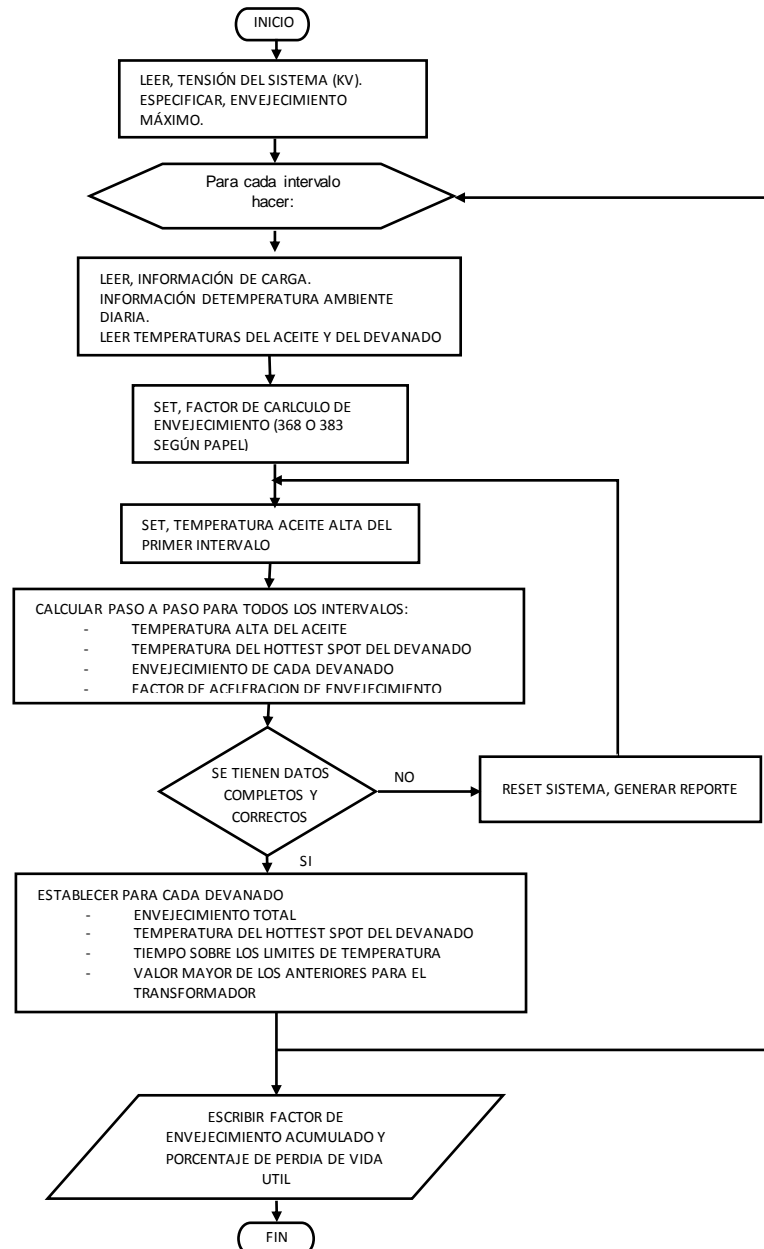
Durante el desarrollo del presente trabajo ha sido necesario conjugar tres elementos fundamentales que son el insumo para poder disponer de una metodología que permita a futuro continuar realizando la actualización de la vida útil residual de los tres equipos analizados y a su vez sirva para realizar el mismo análisis con transformadores similares, ellos son:

- EL algoritmo o guía metodológica del estándar del IEEE utilizada en el trabajo.
- La determinación y organización de la información necesaria que dispone la empresa para los cálculos.
- El desarrollo de una aplicación informática en Excel para realizar los cálculos.

A continuación se presenta el algoritmo aplicado.

Es importante tener en cuenta que particularmente para el procedimiento de análisis referido se requiere que los transformadores dispongan de los termómetros y registros de las temperaturas.

Figura 15. Diagrama de flujo para el algoritmo de cálculo de la pérdida de vida útil del aislamiento



Producto de este trabajo se dejan las bases para que la empresa pueda continuar realizando la actualización de la vida residual de los tres transformadores y de los demás que crea conveniente.

Dado que en la actualidad la empresa viene automatizando y telecontrolando sus subestaciones, es importante incorporar las señales de temperatura de los transformadores al sistema SCADA, de modo que en un futuro próximo sea

posible automatizar la utilización del algoritmo expandiendo su uso para los otros transformadores importantes del sistema de potencia.

6. CONCLUSIONES.

- De acuerdo con la metodología aplicada de la guía IEEE Std C57.91-1995 actualización 2011, la vida residual de los tres transformadores evaluados supera los próximos 20 años de servicio, si se cumplen las tres siguientes condiciones: a) El cumplimiento de las proyecciones de demanda de potencia en cada una de las subestaciones, b) Se ejecutan según lo planeado las obras del plan de expansión que debe realizar la empresa en el periodo 2016 al 2018, y c) Se continua con buenas prácticas de operación y mantenimiento en los equipos evaluados.
- Dado que la expectativa de vida de los equipos supera los próximos 20 años, la empresa no requiere proyectar inversiones para la reposición de las tres unidades de transformación al menos en ese horizonte de tiempo.
- La metodología de análisis de furanos, al igual que la de la guía de carga para transformadores sumergidos en aceite, evidencian un desgaste adecuado de los equipos comparados con el tiempo de servicio de 19 años e indican una expectativa de vida dentro del horizonte esperado para los transformadores de al menos 20 años adicionales, con lo cual su vida útil total se ubica sobre los 40 años.
- De la información utilizada para realizar este trabajo se puede concluir que en ESSA se tienen buenas prácticas de mantenimiento y operación en condición operativa normal y de emergencia, lo operativo se refleja en la forma en que se ha manejado la demanda de potencia en los equipos, lo que se traduce en la expectativa de vida operativa de los transformadores analizados.
- Se destaca el buen manejo de archivos de información histórica operativa de los equipos, lo que ha permitido una muy buena aproximación a la realidad y relativa facilidad para la adquisición y uso de estos insumos.

7. RECOMENDACIONES.

- ESSA debe realizar una monitorización y seguimiento al comportamiento de la demanda de potencia en las subestaciones Bucaramanga, Palos y Palenque y un seguimiento estricto al cumplimiento de los cronogramas de las obras de su plan de expansión para evitar un acelerado desgaste de los tres transformadores analizados, dado que se encuentran actualmente sobre su capacidad nominal.
- Muy importante es trabajar en la caracterización y análisis causa raíz de las fallas definitivas en los transformadores de potencia que no superen los 20 años de servicio, involucrando a los fabricantes, pues bajo adecuadas prácticas de operación y mantenimiento no es normal que ocurran estas contingencias en los equipos.
- Siendo la temperatura la variable operativa más importante del transformador, es relevante que ESSA dedique esfuerzos para llevar al SCADA las señales de temperatura ambiente, aceite y devanados de los principales transformadores para tener una información mucho más confiable y disponible en bases de datos.
- Con base en lo anterior ESSA podría implementar en software el algoritmo para la estimación del envejecimiento de los transformadores de su sistema de potencia de manera automatizada, bien sea en tiempo real o de manera periódica.
- Es importante profundizar en la correlación de la metodología de análisis de furanos y de las guías de carga en transformadores del IEEE para el análisis de la vida residual de los equipos.
- Profundizar en el análisis del impacto de las fallas en la red sobre la estructura de los transformadores y los efectos de los niveles de corto circuito en su vida útil.

Referencias Bibliográficas

- [1] El Congreso de Colombia., *Ley 142 de 1994.*, Diario Oficial, 1994 (41.433):597,, 1994.
- [2] W. FLORES, E. MOMBELLO, G. RATTA and J. A. JARDINI, *Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayo fisico-químicos.* 5(8):591-5198., 2007..
- [3] Transformes Committee and The Society IEEE Power Engineering., *IEEE Guied for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers*, IEEE Std C57.91, 1995.
- [4] E. GALLO MARTÍNEZ, *Diagnóstico y mantenimiento a transformadores en campo.*, Bogotá D.C.: ECM IMPRESORES, segunda edición,, 2010.
- [5] IEEE Latin America Transactions, *Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura.* 5(1):50-54, 2007.
- [6] El Congreso de Colombia, *Ley 143 de 1994.*, Diario Oficial, 1994(41):347,, 2002.
- [7] MME. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS., *Resolución CREG 097.*, 2008.
- [8] W. D. STEVENSON and J. J. GRAINGER, *Análisis de sistemas de potencia*, McGraw-Hill, ISBN 970-10-0908-8), 1996.
- [9] AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS, Norma ASTM D-117, Propiedades de los aceites minerales aislantes y métodos de prueba.
- [10] IEEE, C57. 104-2008 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers, 2008.
- [11] IEC, IEC 60599 Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gasses analysis, 2007.
- [12] IEC, IEC61198 MINERAL INSULATING OILS - METHODS FOR THE DETERMINATION OF 2-FURFURAL AND RELATED COMPOUNDS, 1993.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS, Norma ASTM D-117, Propiedades de los aceites minerales aislantes y métodos de prueba.

E. GALLO MARTÍNEZ, *Diagnóstico y mantenimiento a transformadores en campo.*, Bogotá D.C.: ECM IMPRESORES, segunda edición,, 2010.

El Congreso de Colombia, *Ley 143 de 1994.*, Diario Oficial, 1994(41):347,, 2002.

El Congreso de Colombia., *Ley 142 de 1994.*, Diario Oficial, 1994 (41.433):597,, 1994.

IEC, IEC 60599 Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gasses analysis, 2007.

IEC, IEC61198 MINERAL INSULATING OILS - METHODS FOR THE DETERMINATION OF 2-FURFURAL AND RELATED COMPOUNDS, 1993.

IEEE Latin America Transactions, *Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura. 5(1):50-54*, 2007.

IEEE, C57. 104-2008 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers, 2008.

MME. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS., *Resolución CREG 097.*, 2008.

Transformes Committee and The Society IEEE Power Engineering., *IEEE Guided for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers*, IEEE Std C57.91, 1995.

W. D. STEVENSON and J. J. GRAINGER, *Análisis de sistemas de potencia*, McGraw-Hill, ISBN 970-10-0908-8), 1996.

W. FLORES, E. MOMBELLO, G. RATTA and J. A. JARDINI, *Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayo físico-químicos. 5(8):591-5198.*, 2007.

*Ver anexos adjuntos en el CD