

# Fuzzy Logic and Expert Knowledge in the Management of the life cycle of Power transformers of the Cobriza Mine

J. Párraga, Bach<sup>1</sup>, P. Remuzgo, Bach<sup>1</sup>, J. Tisza, MSc<sup>2</sup> and M. Chauca, PhD<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Mantto. Eléctrico Mina Cobriza, Perú, jparraga@pe.doerun.com, paulomario.remuzgo.f@uni.pe

<sup>2</sup>Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, jtisza@uni.edu.pe

<sup>3</sup>Ricardo Palma University, Perú, mario.chauca@urp.edu.pe

*Abstract -- The Cobriza underground mine, for the development of its operations, has an electric power distribution system, in which transformers submerged in 69 kV and 10 kV oil play a vital role in the reliability of the service; even more considering that a large part of them have been working for more than 38 years, it is necessary to know the status of their condition, to attend to their extensions, to optimize their life cycle and to make medium and long-term decisions to prioritize investment needs. a maintenance, relocation or replacement. For this purpose, we will use the concept called: Health Index, which consists of the combination of the relevant data obtained from the analysis of samples of the transformer insulation system and with the support of fuzzy logic using the software tool tool. Matlab, we will find a numerical value, which reflects the current health status of the transformer. The basic concepts of the fuzzy logic associated with the Health Index, the revision of the regulations in force, as well as the method of calculation are explained in a summarized form. For the application of the proposed method, we have considered real data from ten transformers that are currently working in the Cobriza mine, whose results are consistent with other similar works in this regard; In addition, an interface is designed to facilitate the application of the proposed method.*

*Keywords – Fuzzy Logic, Expert Knowledge, Live cycle, Power transformers, Maintenance.*

Digital Object Identifier (DOI):  
<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2019.1.1.381>  
ISBN: 978-0-9993443-6-1 ISSN: 2414-6390

# Fuzzy Logic and Expert Knowledge in the Management of the life cycle of Power transformers of the Cobriza Mine

J. Párraga, Bach<sup>1</sup>, P. Remuzgo, Bach<sup>1</sup>, J. Tisza, MSc<sup>2</sup> and M. Chauca, PhD<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Mantto. Eléctrico Mina Cobriza, Perú, jparraga@pe.doerun.com, paulomario.remuzgo.f@uni.pe

<sup>2</sup>Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, jtisza@uni.edu.pe

<sup>3</sup>Ricardo Palma University, Perú, mario.chauca@urp.edu.pe

*Abstract– The Cobriza underground mine, for the development of its operations, has an electric power distribution system, in which transformers submerged in 69 kV and 10 kV oil play a vital role in the reliability of the service; even more considering that a large part of them have been working for more than 38 years, it is necessary to know the status of their condition, to attend to their extensions, to optimize their life cycle and to make medium and long-term decisions to prioritize investment needs. a maintenance, relocation or replacement. For this purpose, we will use the concept called: Health Index, which consists of the combination of the relevant data obtained from the analysis of samples of the transformer insulation system and with the support of fuzzy logic using the software tool tool. Matlab, we will find a numerical value, which reflects the current health status of the transformer.*

*The basic concepts of the fuzzy logic associated with the Health Index, the revision of the regulations in force, as well as the method of calculation are explained in a summarized form. For the application of the proposed method, we have considered real data from ten transformers that are currently working in the Cobriza mine, whose results are consistent with other similar works in this regard; In addition, an interface is designed to facilitate the application of the proposed method*

*Keywords– Fuzzy Logic, Expert Knowledge, Live cycle, Power transformers, Maintenance.*

## I. INTRODUCTION

Los transformadores de la mina Cobriza juegan un papel importante en el desarrollo continuo de sus operaciones de extracción de mineral y por el tiempo que ellos vienen trabajando desde el año 1980, existe preocupación de la Gerencia por conocer la condición de dichos activos, con la finalidad de atender las futuras ampliaciones de sus operaciones, ya que una falla en los mismos traería ingentes pérdidas para las operaciones, salud y medio ambiente. En la actualidad, con el crecimiento de los sistemas de energía eléctrica; el concepto de prestar atención al incremento de equipos, está cambiando por la gestión de los mismos [1]. En el contexto anterior, por la importancia de los transformadores en la mina Cobriza, el costo alto de inversión y el tiempo que demora su fabricación, se hace imprescindible gestionar el ciclo de vida de los transformadores motivo del presente trabajo.

El ciclo de vida de un transformador comienza desde el primer momento en que se especifican sus características de adquisición (prepuesta en servicio) continúa, con la vida útil,

sistemáticas para gestionarlos óptimamente; incluyendo su rendimiento, riesgos y costo según el plan estratégico de la empresa [2]. En el transcurso de este ciclo; el transformador estará expuesto a condiciones operacionales y ambientales de su entorno que incidirán fuertemente sobre su rendimiento y de allí la importancia de optar por una estrategia de mantenimiento en las que el monitoreo y ensayos de parámetros juegan un papel importante (saber qué medir, entender los procesos físicos químicos necesarios e interpretar adecuadamente los resultados).

Precisamente para gestionar el ciclo de vida de los transformadores se hace necesario contar con un medio que nos facilite su ejecución y para ello haremos uso del Índice de salud que es una herramienta práctica que combina el resultado de las observaciones de operación, inspecciones de campo y pruebas de campo y laboratorio para gestionar el activo y priorizar las inversiones en planes de capital y mantenimiento [3]. Por otro lado, el Índice de salud es el resultado de una evaluación que cuantifica la condición de cada transformador y puede ser usado para establecer un ranking de una flota de transformadores según su condición técnica para establecer por ejemplo prioridades de inversión de capital [4]. Además, el objetivo de evaluar el Índice de salud de los transformadores, es medir la condición del transformador basado en varios criterios relacionados con los factores que influyen en la degradación del equipo a largo plazo y que acumulativamente resulta en el fin de vida de los transformadores que están en operación. Esta evaluación también debe incluir la identificación de equipos que están, en o cerca de su fin de vida, así como aquellos que están con alto riesgo de falla y que puedan requerir inversiones para reemplazo de equipos [5].

Es muy importante mencionar que para la determinación del Índice de salud se requiere una evaluación del grado de importancia de los factores intervinientes en la condición del activo, existiendo para tal fin, los factores: no impactante, contribuyente, combinacional y dominante [6].

El transformador sumergido en aceite es un sistema multivariable, compuesto por diferentes materiales (cobre, hierro, zinc, plata, aislamientos, etc.), de todos ellos, los que tienen mayor incidencia en el envejecimiento y determinan la vida útil del transformador es el sistema aislante; debido a que la degradación o envejecimiento de los transformadores depende principalmente de la pérdida de propiedades del material aislante.

Digital Object Identifier (DOI):

<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2019.1.1.381>

ISBN: 978-0-9993443-6-1 ISSN: 2414-6390

Los transformadores están formados por dos tipos de aislantes, uno líquido y otro sólido. El aislamiento líquido tiene propiedades reversibles y se puede recuperar sus propiedades y si está muy deteriorado se puede cambiar a un costo razonable; sin embargo, el aislamiento sólido que envuelve al bobinado de cobre es imposible tratarlo; su dificultad en acceder al aislamiento sólido, hace muy difícil su diagnóstico, siendo el único medio el análisis de aceite aislante.

Para el cálculo del Índice de salud y Vida Remanente de los transformadores, haremos uso de dos aspectos importantes: la lógica difusa y los parámetros de entrada para el cálculo. En lo referente a la lógica difusa y su aplicación al caso de estudio, este será tratado en un capítulo posterior; en cuanto a los parámetros de entrada, en base a lo mencionado líneas arriba consideraremos al sistema de aislamiento como elemento de entrada y dentro de ello consideramos como elemento combinacional al aceite aislante y como elemento vital al aislante sólido (papel kraft); de ellos hemos seleccionado: la acidez, el grado de humedad, la tensión disruptiva, el factor de potencia, el análisis de gases disueltos y el contenido de furanos (2-fal) como parámetros de entrada; haciendo un análisis combinacional con el apoyo de la herramienta del toolbox del Matlab, obtenemos el resultado deseado.

El resto del presente trabajo consiste en descripción de la lógica difusa, la aplicación práctica de la misma, diseño de una interface para facilitar su aplicación y finalmente las conclusiones como resultado del trabajo.

## II. METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL ÍNDICE DE SALUD Y VIDA REMANENTE DEL TRANSFORMADOR

Los sistemas expertos basados en conocimientos de lógica difusa para transformadores de potencia, utilizan el conocimiento experimentado de los expertos. Asimismo, la información es más cualitativa tal como muy malo, malo, aceptable, bueno y muy bueno. Los sistemas expertos usan códigos de lógica difusa en diagnósticos basados en la experiencia y para facilitar el mejor desarrollo de las estrategias de gestión de activos, para obtener como resultado mejor fiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad de los transformadores. En la Fig. 01, se muestra las entradas y salidas del sistema experto planteado.

Las pruebas del aceite del transformador que se realizaron, se dividieron en seis: Water Content (Humedad), Acidity (Acidez), BDV (Rigidez Dieléctrica), Dissipation Factor (Factor de Disipación), DGA (Análisis de Gases Disueltos) y 2FAL (2-furfuraldehído) mostrándose como entradas en la Fig. 01. DGA representa el análisis de los gases disueltos del aceite de los siguientes niveles de contenido: . El análisis de los gases individualmente nos lleva a diagnosticar un tipo de falla específica; sin embargo, en el presente

proyecto se ha evaluado la salud del transformador de forma global.

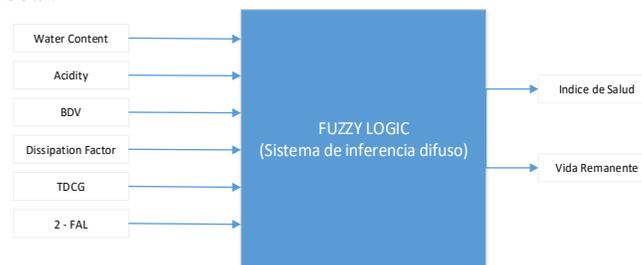


Fig. 1. Diagrama de entradas y salidas del Sistema Experto Difuso.

Por lo que, se usó el TDCG (Contenido Total de Gases) que es el resultado de la suma de los siguientes niveles de contenido:  $H_2, CH_4, C_2H_4, C_2H_2, C_2H_6$  y  $CO$

Asimismo, seis y dos funciones de membresía fueron usados para estimar el Índice de Salud y Vida Remanente del transformador respectivamente. Estas funciones, se obtuvieron a partir de la normativa vigente como: IEEE C57.104, 2008; IEEE C57.106, 2006; IEEE C57.140, 2006; IEEE C57.152, 2013; CIGRE 445, 2011 y los trabajos presentados de expertos (A. Naderian, Abu Elanien y M. Arshad).

### A. Diseño de las Funciones de Membresía

El diseño de las funciones de membresía se basó principalmente en los estándares IEEE y en la experiencia de expertos en el campo de transformadores e ingenieros del área de Mantenimiento Eléctrico de la Mina Cobriza.

Todos los transformadores analizados operan en voltajes menores o iguales a 69 kV; por lo que, las funciones de membresía están diseñadas para este rango de niveles de voltajes.

1) Water Content (Humedad): La gran mayoría de transformadores, que llevan tiempo trabajando, están contaminados por algunos grados de agua. El contenido de humedad en un transformador que afecta tanto al papel como al aceite; ya que, un alto contenido de humedad puede reducir la resistencia mecánica de la celulosa, así como la rigidez dieléctrica del aceite mineral.

Las funciones de membresía del contenido de agua en el transformador fueron realizadas dividiendo los niveles de contenido de agua en tres términos lingüísticos: bueno, aceptable y malo.

Según la norma IEEE C57-152 (2013), el límite de aceptación para aceites en servicio es máximo 35 ppm y para aceites nuevos antes de energización es máximo 20 ppm. De acuerdo a (IEEE C57.106, 2006; Abu Elanien et al., 2012) un valor aceptable de humedad se encuentra entre 25 ppm y 30 ppm. Las funciones de membresía obtenidas, se muestran en la Fig. 02.

2) Acidity (Acidez): La acidez total de los transformadores de aceite son medidos en mgKOH/g y es otro indicador de la deterioración del sistema de aislamiento de los

transformadores. La acidez total se incrementa continuamente con los periodos de servicio extendido del transformador de aceite y pueden a la vez ser usados para indicar el estado de salud del aceite [7]. Asimismo, la deterioración del aislamiento del papel incrementa la acidez de los transformadores de aceite [8].

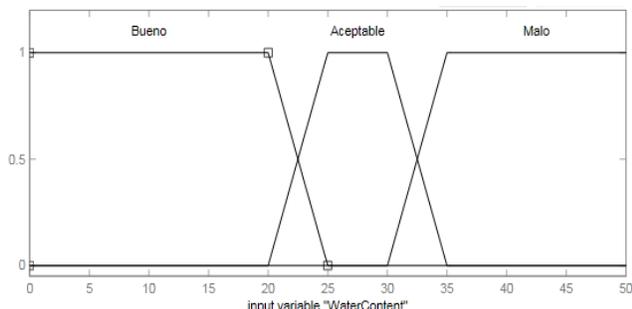


Fig. 2. Funciones de membresía para Water Content (ppm).

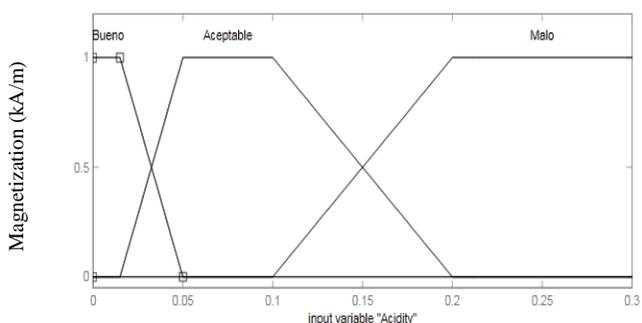


Fig. 3. Funciones de membresía para Acidity (mgKOH/g).

Las funciones de membresía de la acidez en el transformador fueron divididas en tres términos lingüísticos: bueno, aceptable y malo.

Según la norma IEEE C57-152 (2013), el límite de aceptación para aceites en servicio es máximo 0.20mgKOH/g y para aceites nuevos antes de energización es máximo 0.015mgKOH/g. De acuerdo a (A. Naderian et al., 2008; IEEE C57.104, 2008) un valor aceptable de acidez oscila entre 0.05mgKOH/g y 0.1mgKOH/g. Las funciones de membresía obtenidas se muestran en la Fig. 03.

3) BDV (Rigidez Dieléctrica): La rigidez dieléctrica del aceite es la medida de su capacidad para soportar tensión eléctrica. La prueba de BDV para los datos bajo estudio fueron realizados de acuerdo a la ASTM D1816.

Las funciones de membresía de la rigidez dieléctrica del aceite del transformador fueron divididas en tres términos lingüísticos: bueno, aceptable y malo.

Según la norma IEEE C57-152 (2013) y para 1mm de gap, el límite de aceptación para aceites en servicio es mínimo 23kV, mientras que para aceites nuevos antes de energización es mínimo 25kV, por lo tanto, un valor aceptable de rigidez dieléctrica oscilará entre estos dos límites. Las funciones de membresía obtenidas se muestran en la Fig. 04.

4) Dissipation Factor (Factor de Disipación): El factor de disipación es la medida de la pérdida de potencia disipada en forma de calor durante la operación del transformador. La transferencia de la potencia disipada al aceite del transformador en forma de energía térmica, aumenta la temperatura global del mismo y puede acelerar su proceso de envejecimiento.

Las funciones de membresía del factor de disipación del transformador fueron divididas en tres términos lingüísticos: bueno, aceptable y malo.

Según la norma IEEE C57-152 (2013) a 25 °C, el límite de aceptación para aceites en servicio es máximo 0.5% y para aceites nuevos antes de energización es máximo 0.05%. De acuerdo a (CIGRE 445,2011; IEEE C57.104, 2008) un valor aceptable de factor de disipación puede ser máximo 0.1%. Las funciones de membresía obtenidas se muestran en la Fig. 05.

5) TDCG (Contenido Total de Gases): Un transformador de potencia genera gases en operaciones normales de temperatura. Sin embargo, las concentraciones de estos gases pueden incrementarse por dos casos (Naderian et al, 2009): 1) debido a la presencia de una anomalía o falla en el interior del transformador por sobrecalentamiento, descargas parciales, arcos internos, etc. 2) por envejecimiento del transformador. El aceite genera gases como acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), hidrógeno (H<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) y etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), mientras que la celulosa o papel genera CO y (IEEE C57.104, 2008; IEC 60599, 2007).

Existen diferentes técnicas de evaluación de los resultados de DGA como las relaciones de Rogers y Dornenburg (Naderian et al, 2009). Estas técnicas se utilizan para caracterizar tipos de falla; sin embargo, en el presente proyecto se ha evaluado la salud del transformador de forma global, por lo que, se trabajó con el TDCG.

Las funciones de membresía para el TDCG fueron divididas en tres términos lingüísticos: bueno, aceptable y malo.

Según la norma IEC 60599 (2007), el límite de aceptación del TDCG en el aceite de un transformador de potencia debe estar entre 560ppm y 1250ppm. De acuerdo a IEEE C57.104 (2008) un valor máximo puede ser 720ppm. Según (Abu Elanien et al., 2012), un aceite considerado en buena condición debe tener como máximo un TDCG de 300ppm. Las funciones de membresía obtenidas se muestran en la Fig. 6.

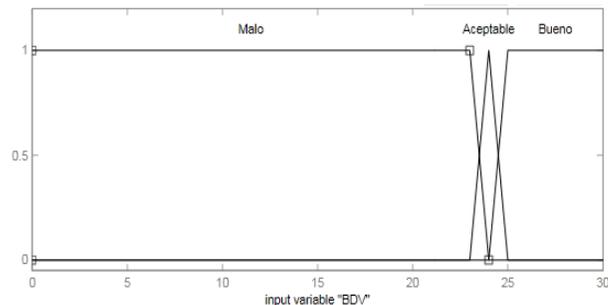


Fig. 4. Funciones de membresía para BDV (kV).

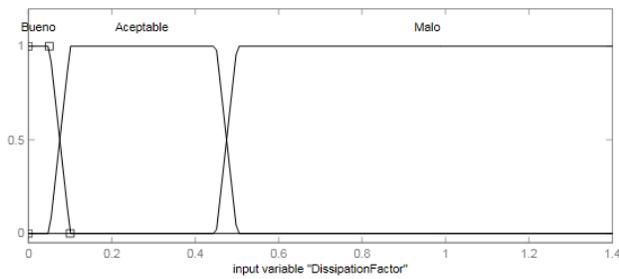


Fig. 5. Funciones de membresía para Dissipation Factor (%).

6) 2FAL (2-furfuraldehyde): El contenido de 2-furfuraldehyde es considerado como el factor más importante para calcular el Índice de Salud del transformador; ya que, implica directamente en el deterioro de la estructura química del papel como consecuencia de una mayor temperatura de operación del transformador y un alto contenido de humedad, lo cual es la principal razón para el final de vida de un transformador [9]-[10].

Las funciones de membresía para el 2-FAL fueron divididos en cinco términos lingüísticos: bueno, aceptable, regular, malo, muy malo.

Según la norma IEEE C57.140 (2006) y de acuerdo a [20], un aceite en buena condición debe tener como máximo un contenido de 2-FAL de 0.13ppm, esto equivale a un grado de polimerización (DP) mayor de 700; lo cual, representa un aislamiento sólido (papel) con una resistencia mecánica de la celulosa cercana al 100% de su valor inicial, es decir, el valor medido para papel nuevo. Un aceite con una condición aceptable tendrá un DP entre 700 y 425 (0.13ppm a 1.2ppm), un aceite con una condición regular tendrá un DP entre 560 y 290 (0.8ppm a 3.55ppm), un aceite con una condición mala tendrá un DP entre 200 y 320 (7.3ppm a 2.8ppm) y un aceite con una condición muy mala tendrá un DP menor a 200 (papel con retención de resistencia mecánica cercana a 0%) correspondiente a 7.3ppm. Las funciones de membresía obtenidas se muestran en la Fig. 7.

7) Salida Health Index (Índice de Salud): El Índice de Salud del transformador se dividió en cinco condiciones: muy bueno, bueno, aceptable, malo y muy malo. De acuerdo a (Abu Elanien et al., 2012) la condición "muy bueno" va desde 0 hasta 0.25, "buena" va desde 0.2 hasta 0.4, "aceptable" va desde 0.35 hasta 0.7, "mala" va desde 0.65 hasta 0.9 y "muy mala" va desde 0.85 hasta 1.0, las funciones de membresía para el índice de salud se muestran en la Fig. 8

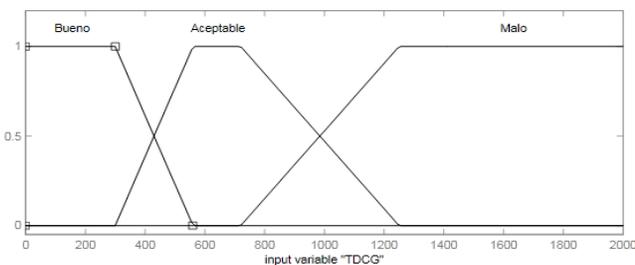


Fig. 6. Funciones de membresía para TDCG (ppm).

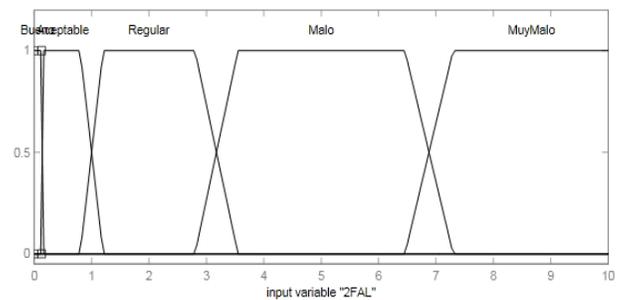


Fig. 7. Funciones de membresía para 2-FAL (ppm).

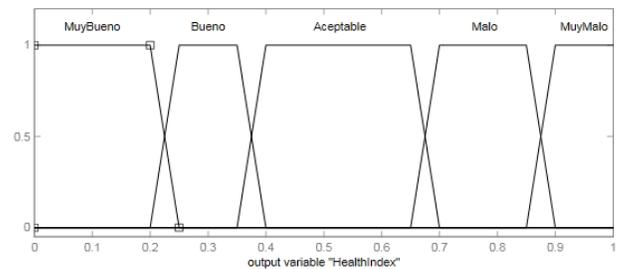


Fig. 8. Funciones de membresía para Health Index (Índice de Salud).

8) Remnant Life (Vida Remanente): La vida remanente es el periodo de tiempo que se estima funcionará bien el transformador en el futuro a partir de una determinada fecha en la cual se le realizó su análisis. Asimismo, indica si el activo ha recibido un buen mantenimiento o por el contrario si el activo ya está para darlo de baja. Las funciones de membresía de la Vida Remanente del transformador fueron divididas en cinco condiciones: Endlife (transformador en el final de su ciclo de vida), Low, Medium, High y SignificantNew (transformador significativamente nuevo) de acuerdo a [11], mostrados en la Fig. 11.

Las Fig. 9 – 10, muestran las funciones de membresía para el 2-FAL y Water Content respectivamente. Cabe resaltar que, solo se ha tomado como entradas estas dos variables para el cálculo de la Vida Remanente. Las funciones de membresía para 2-FAL fueron divididas en cinco condiciones: N (normal), L (bajo), Medium, High y Significant y para Water Content fueron divididas, también, en cinco condiciones: Normal, Low, Medium, High y Significant. Los límites de las cinco condiciones para ambas funciones de membresía fueron tomadas de acuerdo a [11].

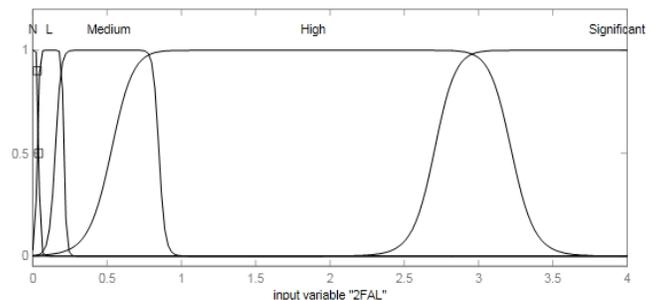


Fig. 9. Funciones de membresía para 2-FAL (ppm).

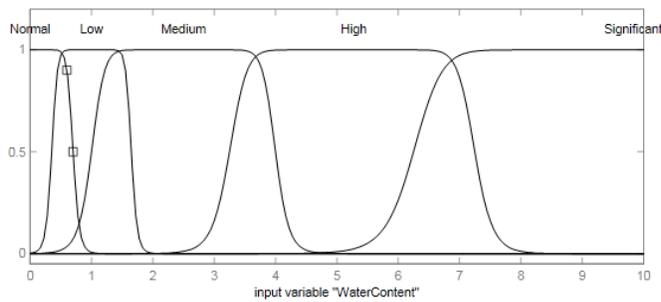


Fig. 10. Funciones de membresía para Water Content (%).

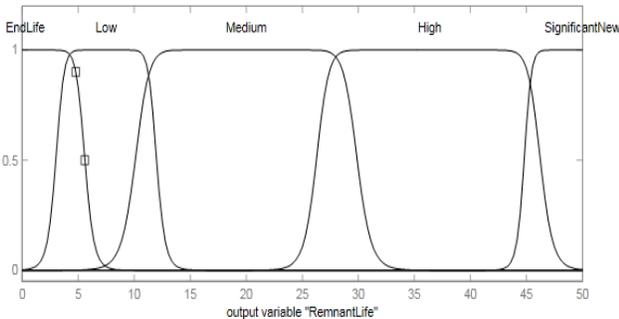


Fig. 11. Funciones de membresía para Remnant Life (Vida Remanente).

### B. Reglas Expertas

Identify applicable funding agency here. If none, delete this text box.

Fueron usadas 80 reglas expertas en el modelo de lógica difusa para calcular el Índice de Salud del transformador y 25 reglas expertas para calcular la Vida Remanente del transformador de acuerdo a [12] y [11]. El contenido de 2-FAL está dado con mayor prioridad sobre las demás variables debido a que, sus resultados permiten evaluar el estado del aislamiento sólido (papel kraft). La siguiente prueba en prioridad es el TDCG, mientras que el factor de disipación, acidez, contenido de contenido de humedad y la rigidez dieléctrica se les asignó una prioridad más baja.

### III. RESULTS

En esta sección, se ha modelado el Sistema Experto para estimar el Índice de Salud y Vida Remanente del Transformador haciendo uso de la herramienta Simulink (Matlab R2013a), el cual es mostrado en la Fig. 12. En esta figura, se aprecia dos bloques Fuzzy Logic, uno para calcular el Índice de Salud y el otro para calcular la Vida Remanente del transformador.

Se ha utilizado el método de inferencia difusa máximo-mínimo (Mamdani), para implementar la metodología e ingresar las reglas de inferencia difusa que relacionan los seis valores de entrada lingüísticos con las salidas lingüísticas que representan el Índice de Salud y Vida Remanente del Transformador.

Una vez obtenida la función de membresía de salida que representa la salud del transformador y vida remanente, se realiza el proceso de defusificación aplicando el método del centroide, con la finalidad de obtener un valor numérico del Índice de Salud y Vida Remanente.

Posteriormente, se ha diseñado la interfaz GUIUMC con el programa Matlab en cual se ingresa las seis variables para el cálculo del Índice de Salud y la Vida Remanente del transformador, por lo que, se simplifica el uso del software experto de lógica difusa y se mejora la visualización de los diferentes parámetros como: las funciones de membresía de las entradas y salidas y el tipo de aislante del transformador como se muestra en la Fig. 13.

En la Tabla II se presentan los datos de entrada para una flota de 30 transformadores de potencia, proporcionados por AMHA (Abu Elanien et al., 2012), los índices de salud y vida remanente. Asimismo, se muestran la clasificación de acuerdo a las variables lingüísticas del Índice de Salud: Muy bueno (VG), Bueno (G), Aceptable (M), Malo (B) y Muy malo (VB) para los 30 transformadores. Estas calificaciones (VG, G, M, B, VB) indican el estado en el que se encuentra el transformador, por ejemplo los transformadores 11, 12, 13 y 23 tienen la condición de “Muy mala” por lo que, tienen una probabilidad muy alta de falla con una vida remanente menor a los 2.5 años y se tiene que planificar su sustitución en un futuro cercano. Por el contrario, los transformadores 17, 19, 25, 27 y 30, tienen la condición de “Aceptable” por lo que, no necesitan ser reemplazados en el corto plazo.

De acuerdo a [3] y [13], se muestra la Tabla I, en la cual se indica las diferentes condiciones para su mantenimiento.

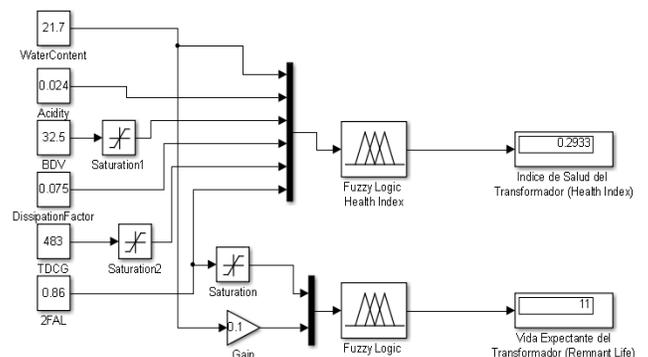


Fig. 12. Diagrama en Simulink del Sistema Experto Final.

En lo que respecta a la Vida Remanente del Transformador, por ejemplo, se observa en la Tabla II, que el Índice de Salud tanto para el transformador 5 y 8 es 0.3. Entonces, lo que los diferencia es la Vida Remanente; ya que, para los transformadores 5 y 8 son 32 y 17 años de vida estimados respectivamente, que le queda de vida a futuro. Asimismo, cabe resaltar que a pesar de que el transformador tenga un índice de salud aceptable, bueno o muy bueno, es necesario realizar el mantenimiento para cada uno de las condiciones, tal como se muestra en la Tabla I.

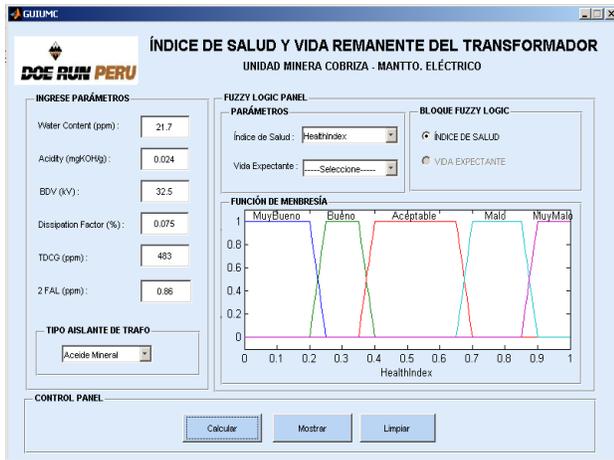


Fig. 13. Interfaz GUIUMC

TABLE I. ÍNDICE DE SALUD Y VIDA REMANENTE DEL TRANSFORMADOR

Condición	Vida Remanente	Requerimientos
VG	Más de 15 años	Mantenimiento normal
G	Más de 10 años	Mantenimiento normal
M	Hasta 10 años	Incrementar el diagnostico de test, posible trabajo correctivo o reemplazo necesario dependiendo de la criticidad.
B	Menos de 3 años	Comenzar el proceso de planificación para reemplazar o reconstruir teniendo en cuenta el riesgo y las consecuencias de la falla.
VB	Cerca del final de vida	Evaluar de inmediato el riesgo; reemplazar o reconstruir en base a la evaluación.

#### IV. CONCLUSIONS

Los resultados presentados para los 30 transformadores dados por AHMA son parciales para lo que se está planteando en el presente proyecto; ya que, como se ha mencionado al principio, el análisis se realizará a 12 transformadores de potencia ubicados tanto en superficie como en el interior de la Mina Cobriza, los cuales están en proceso de análisis de aceite. Sin embargo, estos resultados obtenidos son muy importantes para validar la metodología empleada.

De los resultados mostrados en la Tabla II, se observa que, en comparación con los resultados obtenidos por AMHA, existe un 90% de similitud. Asimismo, se observa que para los transformadores que tienen contenidos altos de furanos y contenido total de gases (TDCG), el Índice de Salud obtenido resulta la condición de malo o muy malo, incluso si los

resultados (Water Content, Acidity, BDV, Dissipation Factor y 2-FAL) se encuentren en los límites de bueno o muy bueno. Demostrando la alta prioridad de estos resultados sobre las demás pruebas.

El método y software presentado puede ser utilizado fácilmente y directamente por las industrias con el fin de determinar los Índices de Salud y Vida Remanente de las flotas de transformadores. Con el cual, se mejora muy significativamente la planificación del mantenimiento, reubicación y retiro de operación de los transformadores, con el objetivo de tener una herramienta de gestión de transformadores muy potente, debido a que se utilizan dos parámetros de gestión (Índice de salud y Vida Remanente) para hacer más fina la toma de decisiones en la gestión de los activos.

Finalmente, se observa que los resultados obtenidos, para cada condición, en la Vida Remanente de la Tabla II, guardan relación con el tiempo presentado en la columna de Vida Remanente de la Tabla I. Es necesario mencionar, que para mejorar la gestión de los activos se necesita tener un historial de pruebas tanto para el índice de salud como para la vida remanente por periodos de tiempo. El cual, permitirá realizar un seguimiento para un análisis más efectivo de los mismos.

#### REFERENCES

- [1] Weizeng, Z. Yanming, L. Lanjun, Y. Wang, Z. Zhang, J. Hu, B. Kuan,S(2006). Study on life management of power transformer. Xi an Jiaotong University. No 28, Xianning West Road, Xi an, Shannxi, P.R China, Hanan Electric Power Corporation, Songshan South Road, Zhengzhou, Henan Province P.R China.
- [2] Ernesto Zelaya. (2015). Ciclo de vida de transformadores. Nova Miron S.A.
- [3] A. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J. Service, and W. Fan, "An approach to power transformer asset management using health index," IEEE Elect. Insul. Mag., vol. 25, no. 2, pp. 20-34, Mar./Apr. 2009.
- [4] Martins Augusta, M. (2014) Condition and risk assessment of power transformers: a general approach to calculate a Health index. Sociada de Portuguesa de Materais (SPM). Publicado por Elsevier España.
- [5] I.G.N. Satriyadi Hernanda, A.C. Mulyana, D.A.Asfani, I.MY.Negara, Daniar Fahmi,(2014) Application of Health Index Method for Transformer Condition Assessment Electrical Engineering Department. Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya Indonesia
- [6] T. Hjartarson. Member, IEEE, B. Jesus, D. T. Hughes and R. M. Godfrey (2003). IEEE
- [7] M. A. A. Wahab, M. M. Hamada, A. G. Zeitoun, and G. Ismail, "Novel modeling for the prediction of aged transformer oil characteristics," Elect. Power Syst. Res. J., vol. 51, no. 1, pp. 61-70, Jul. 1999.
- [8] L. E. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell, and T. J. Painter, "Aging of oil-impregnated paper in power transformers," c., vol. 19, no. 1, pp. 230-239, Jan. 2004.
- [9] A. J. Kachler and I. Hohlein, "Aging of cellulose at transformer service temperatures. Part 1: Influence of type of oil and air on the degree of polymerization of pressboard, dissolved gases, and furanic compounds in oil," IEEE Elect. Insul. Mag., vol. 21, no. 2, pp. 15-21, Mar./Apr. 2005.
- [10]A. M. Emsley, X. Xiao, R. J. Heywood, and M. Ali, "Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 3: Effects of oxygen and water on ageing in oil," in Proc. Inst. Elect. Eng., Sci., Meas. Technol., 2000, vol. 147, no. 3, pp. 115-119.
- [11]M. Arshad, S. M. Islam, "A novel fuzzy logic technique for power transformer asset management," IEEE 2006, pp. 279-280.

[12] Abu-Elanien A., Salama M., Ibrahim M., "Calculation of a health index for oil-immersed transformers rated under 69kV using fuzzy logic," IEEE Trans. Power Del., vol. 27, no. 4, pp. 2029-2036, Oct. 2012.

[13] A. Naderian, S. Cress, R. Piercy, F. Wang, and J. Service, "An approach to determine the health index of power transformers," in Proc. Conf. Rec. IEEE Int. Symp. Elect. Insul., Jun. 2008, pp. 192-196.

[14] IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment, IEEE Standard C57. 106-2006 (Rev. IEEE Standard C57. 106-2002), 2006, pp. 1-36.

[15] IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers, IEEE Standard C57. 104-2008 (Rev. IEEE Standard C57. 104-1991), 2009, pp. C1-27.

[16] IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors, IEEE Standard C57. 152-2013 (Rev. IEEE Standard 62 - 1995), 2013, pp. 1-109.

[17] CIGRE 445, International Council for Large Electric Systems, Guide for Transformer Maintenance, pp. 1-123, French (2011)

[18] IEC 60599, International Electrotechnical Commission, Mineral oil-impregnated electrical equipment in service - Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis, pp. 1-74, Ginebra, Suiza (2007).

[19] ASTM D1816, American Society for Testing and Materials, Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using VDE Electrodes, pp. 1-5, United States (2012).

[20] A.E. B. Abu-Elanien and M. M. A. Salama, "Asset management techniques for transformers," Elect. Power Syst. Res. J., vol. 80, no. 4, pp. 456-464, Apr. 2010.

[21] IEEE C57.140, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers, pp. 1-77, New York, United States (2006).

TABLE II. ÍNDICE DE SALUD Y VIDA REMANENTE CALCULADOS Y EL ÍNDICE DE SALUD DADOS POR AMHA PARA 30 TRANSFORMADORES

No.	Año de Instalación	Tensión nominal [kV]	Resultados de las pruebas de diagnóstico						Índice de Salud		Vida Expectante (años)	Índice de Salud dado por AHMA	
			Water Content (ppm)	Acidity (mgKOH /g)	BDV (kV)	Factor de Disipación (%)	TDCG (ppm)	2-FAL (ppm)					
1	1980	22/6.9	21.7	0.024	32.5	0.075	483	0.86	0.293	G	11	0.377	G
2	1980	22/6.6	26.9	0.098	40.5	0.894	254	0.65	0.3	G	17	0.334	G
3	1980	22/6.6	14.5	0.033	58	0.14	78	0.26	0.3	G	20	0.29	G
4	1980	22/6.9	21.2	0.226	48.7	0.424	215	5.53	0.775	B	2.5	0.7	B
5	2000	22/6.6	10	0.01	75	0.111	126	0.06	0.3	G	32	0.102	G
6	1981	22/6.6	15.5	0.075	71	0.143	38	0.53	0.3	G	18	0.274	G
7	1981	22/6.6	16.8	0.167	70.1	0.255	149	0.78	0.3	G	16.5	0.316	G
8	1980	22/7.2	15	0.092	67.8	0.211	28	0.69	0.3	G	17	0.29	G
9	1980	22/6.9	17	0.035	62.7	0.113	9	0.21	0.3	G	22	0.226	G
10	1981	22/3.3	30	0.088	37.6	0.353	197	0.31	0.3	G	19.5	0.316	G
11	1970	22/6.9	16.2	0.181	25.5	0.201	35	8.76	0.939	VB	2.5	1	B
12	1980	23.5/11	15	0.155	37.5	0.182	53	7.29	0.935	VB	2.5	0.931	B
13	1980	11/23.5	16.8	0.115	25.6	0.174	78	9.6	0.939	VB	2.5	1	B
14	1980	11/23.5	15	0.21	57.2	0.22	53	6.69	0.803	B	2.5	0.916	B
15	1980	22/6.6	27.6	0.089	30.4	0.128	336	5.12	0.775	B	2.5	0.732	B
16	1980	21.45/6.976	23.5	0.106	45.8	0.207	30	0.24	0.3	G	20	0.354	G
17	1980	21.45/6.9	24.8	0.012	29.9	0.068	504	1.68	0.525	M	7.5	0.45	M
18	1980	24.45/7.2	23.6	0.07	39.2	0.203	22	0.5	0.3	G	18.5	0.291	G
19	1980	21.45/6.9	30.5	0.073	28.7	67	30	15.7	0.5	M	2.5	1	B
20	1980	21.45/6.9	18.4	0.063	64.5	0.243	69	0.15	0.3	G	20	0.347	G
21	1980	22/0.4	21.1	0.019	28.4	0.025	144	0.02	0.144	VG	20	0.414	M
22	1981	22/0.4	8.1	0.01	66.9	0.042	71	0.05	0.110	VG	35	0.241	G
23	1980	23.5/11	19.6	0.216	41.1	0.264	48	7.54	0.939	VB	2.5	0.953	B
24	2000	22/6.98	6	0.01	67.6	0.126	427	0.08	0.3	G	36	0.368	G
25	1981	22/6.6	18.4	0.152	37.2	0.299	81	1.14	0.505	M	7.5	0.45	M
26	1997	6.6/0.4	11.1	0.032	67.2	0.089	119	0.04	0.246	VG	28.5	0.072	G
27	1980	22/6.6	21.5	0.147	60.8	0.938	168	0.92	0.406	M	8	0.371	G
28	1986	22/6.6	7.5	0.16	70.1	0.448	10	0.06	0.3	G	35.5	0.225	G
29	1981	0.38/19.2	1.3	0.091	51.6	0.369	8	0.32	0.3	G	20	0.241	G
30	1981	0.38/19.2	35.7	0.229	41.4	0.639	24	1.07	0.668	M	6	0.45	M