



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**  
**SEDE CUENCA**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

ANÁLISIS DEL ESTADO FUNCIONAL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA  
CON VOLTAJE DE FUNCIONAMIENTO DE HASTA 500KV MEDIANTE EL USO DE  
LÓGICA DIFUSA

Trabajo de titulación previo a la obtención  
del título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: JUAN PABLO LATA CANDO

TUTOR: ING. JORGE LUIS ROJAS ESPINOZA, MER.

Cuenca - Ecuador

2022

## **CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Yo, Juan Pablo Lata Cando con documento de identificación N° 0104144969 manifiesto que:

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

Cuenca, 27 de abril de 2022

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:  
**JUAN PABLO  
LATA CANDO**

---

Juan Pablo Lata Cando

0104144969

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

Yo, Juan Pablo Lata Cando con documento de identificación N° 0104144969, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Proyecto Técnico: “Análisis del estado funcional de transformadores de potencia con voltaje de funcionamiento de hasta 500kV mediante el uso de lógica difusa”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Cuenca, 27 de abril de 2022

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:  
**JUAN PABLO  
LATA CANDO**

---

Juan Pablo Lata Cando

0104144969

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Jorge Luis Rojas Espinoza con documento de identificación N° 0301575866, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: ANÁLISIS DEL ESTADO FUNCIONAL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA CON VOLTAJE DE FUNCIONAMIENTO DE HASTA 500KV MEDIANTE EL USO DE LÓGICA DIFUSA, realizado por Juan Pablo Lata Cando con documento de identificación N° 0104144969, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 27 de abril de 2022

Atentamente,



---

Ing. Jorge Luis Rojas Espinoza, MER.  
0301575866

## **DEDICATORIA**

A mis padres, pilar fundamental en mi vida, personas luchadoras y de corazón inmenso. Gracias a ustedes por no dejar de creer en mí, por el apoyo incondicional, por guiarme por el camino del bien, gracias por demostrar que nada es imposible si trabaja duro por obtenerlo, son el mejor ejemplo de constancia y superación que nuestra familia pudo tener.

A mi esposa, mujer increíble, ser de luz, fuerte como pocas, capaz de entregar su vida por quienes ama. Gracias por no dejarme caer rendido en innumerables ocasiones, por cuidar de mí, por día a día brindarme una razón para seguir luchando, TE AMO.

Por ultimo a todos quienes en su momento forman parte de mi vida, mi familia, mis amigos, compañeros, maestros y todo aquel que Dios ha puesto en mi camino.

## **AGRADECIMIENTOS**

El camino ha sido difícil, sin embargo la vida siempre ha puesto en mi camino a personas increíbles.

A mi gran amigo Ricardo, gracias por apoyar este proceso incondicionalmente, desde tus conocimientos has sido pilar fundamental en el desarrollo de esta investigación. Gracias amigo Dios te bendiga.

A mis docentes y todas las personas que apoyaron en mi proceso de formación, gracias por la paciencia y el gusto por compartir sus conocimientos, son parte fundamental del desarrollo de nuestra sociedad.

A mis amigos de la vida, del deporte, del arte y de la música, gracias por enseñarme a luchar en la vida por los ideales, por convicción propia, y por lo que uno ama.

Principalmente gracias a Dios por la vida, por la salud, por lo bueno y por lo malo, gracias por que hoy tengo vida y voluntad para seguir caminando.

# ÍNDICE GENERAL

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN .....	¡Error! Marcador no definido.
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA .....	¡Error! Marcador no definido.
CERTIFICACIÓN DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN .....	¡Error! Marcador no definido.
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	i
ÍNDICE DE FIGURAS .....	iii
INDICE DE TABLAS.....	vi
RESUMEN .....	vii
ABSTRACT .....	viii
INTRODUCCIÓN .....	ix
1. Fundamentos Teóricos. ....	1
1.1. Transformadores de potencia .....	1
1.1.1. Núcleo Magnético .....	1
1.1.2. Devanados .....	2
1.1.3. La Cuba .....	3
1.1.4. Aislamiento. ....	4
1.2. La gestión de activos .....	4
1.3. La gestión de transformadores de potencia. ....	6
1.3.1. Adquisición: .....	6
1.3.2. Operación y mantenimiento: .....	7
1.3.3. Renovación / desinstalación. ....	9
1.4. Pruebas en transformadores de potencia. ....	10
1.4.1. Humedad .....	11
1.4.2. Acidez.....	12
1.4.3. Rigidez dieléctrica.....	13
1.4.4. Análisis de gases disueltos .....	14
1.4.5. Factor de disipación.....	14
1.4.6. Análisis de furanos .....	15

1.4.7. El grado de polimerización.....	16
1.5. La lógica difusa .....	20
1.5.1. Conjuntos difusos .....	21
1.5.2. Funciones de pertenencia. ....	22
1.5.3. Sistemas de inferencia difusos.....	24
2. DETERIORO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	28
2.1. El envejecimiento del transformador de potencia .....	28
2.2. El papel aislante y el estado de salud de un transformador .....	29
2.2.1. El estado del papel aislante.....	29
2.3. Envejecimiento del papel aislante .....	30
2.3.1. Oxidación. ....	32
2.3.2. Pirólisis.....	33
2.3.3. Hidrólisis. ....	33
2.4. Efecto de la humedad en el papel aislante.....	36
2.4.1. Evaluación del envejecimiento del papel aislante en función de la humedad.....	38
3. EVALUACIÓN DEL ESTADO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA USANDO LOGICA DIFUSA .....	41
3.1. El estado de un transformador.....	41
3.2. Los criterios expuestos por Abu Elanien, Andrés Cerón y Ricardo Medina.....	41
3.2.1. Metodología de Abu Elanien.....	41
3.2.2. Metodología de Andrés Cerón.....	42
3.2.3. Metodología de Ricardo Medina.....	42
3.2.4. El análisis desarrollado por Diego Chacón. ....	43
3.3. Desarrollo de la metodología propuesta .....	44
3.3.1. Construcción de funciones de pertenencia. ....	45
3.3.2. Sistema de inferencia difuso.....	49
4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	62
4.1. Aplicación para calcular el estado funcional de un transformador de potencia. ....	63
4.2. Discusión de resultados.....	65
4.2.1. Sensibilidad del sistema de evaluación propuesto.....	68
5. Conclusiones .....	71
6. Bibliografía.....	74
A. ANEXOS.....	78
A.1. Reglas de criterio experto propuestas por Abu Elanien .....	78



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Núcleo de acero laminado .....	1
Figura 1-2. Tipos de núcleos de un transformador.....	2
Figura 1-3. Tipos de núcleos de transformadores trifásicos.....	2
Figura 1-4. Tipos de devanados de un transformador .....	3
Figura 1-5. Cuba y tanque de un transformador.....	3
Figura 1-6. Jerarquización en gestión de activos. Fuente: [8].....	5
Figura 1-7. Ciclo de vida de un transformador de potencia [10].....	6
Figura 1-8. Tipos de mantenimiento. Fuente Propia. ....	7
Figura 1-9. Evaluación termográfica de un transformador de potencia [13].....	8
Figura 1-10. Mantenimiento de un devanado destruido en un transformador de potencia. ....	9
Figura 1-11. Electrodo usado en prueba de rigidez dieléctrica según ASTM 1816 [14] .....	13
Figura 1-12. Aislamiento sólido de papel [22]. ....	16
Figura 1-13. Monómero de una cadena de celulosa [22]. ....	16
Figura 1-14. Gráficas de ecuaciones que relacionan al DP y 2FAL. Fuente propia.....	19
Figura 1-15. Gráfica de la relación entre el total de furanos y DP. Fuente propia. ....	19
Figura 1-16. Ejemplo de función de pertenencia conjunto clásico. Fuente propia.....	21
Figura 1-17. Ejemplo función de pertenencia de conjunto difuso. Fuente propia.....	21
Figura 1-18. Partes de una función de pertenencia [29]. ....	22
Figura 1-19. Ejemplo función de pertenencia de temperatura durante un día. Fuente propia.....	22
Figura 1-20. Función de pertenencia triangular. Fuente propia. ....	23
Figura 1-21. Función de pertenencia trapezoidal. Fuente propia. ....	23
Figura 1-22. Función de pertenencia gamma. Fuente propia. ....	23
Figura 1-23. Función de pertenencia sigmodal. Fuente propia. ....	24
Figura 1-24. Función de pertenencia gaussiana. Fuente propia. ....	24
Figura 1-25. Sistema de inferencia difuso. Fuente propia.....	25
Figura 1-26. Metodología Mamdani con valores de entrada crisp [29]. ....	26
Figura 1-27. Métodos de Defuzzificación. Fuente propia. ....	27
Figura 2-1. Probabilidad de falla del transformador de potencia [4].....	28
Figura 2-2. Porcentaje de vida de papel aislante utilizada. Fuente propia. ....	30
Figura 2-3. Porcentaje de vida de papel utilizada [22]. ....	32
Figura 2-4. Descomposición de la celulosa [44]. ....	34
Figura 2-5. Evolución de la degradación de la celulosa propuesta por Medina [22]. ....	36
Figura 2-6. Comparación del efecto de diferentes niveles de humedad sobre la rigidez dieléctrica [56]. .....	38
Figura 3-1. Gráficas de dispersión de índice de salud: a) General ; b) Transformadores separados en grupos por estado obtenido [2]. ....	44

Figura 3-2. Sistema de evaluación difuso del índice de salud, de transformadores de potencia de hasta 230kV [2].	45
Figura 3-3. Función de pertenencia BDV para transformadores de voltaje $v \leq 69\text{kV}$ [17].	45
Figura 3-4. Función de pertenencia BDV para transformadores de voltaje $69\text{kV} < v \leq 230\text{kV}$ [18].	45
Figura 3-5. Función de pertenencia BDV para transformadores de voltaje $v > 230\text{kV}$ . Fuente propia.	46
Figura 3-6. Función de pertenencia factor de disipación para transformadores de voltaje $v \leq 69\text{kV}$ [17].	46
Figura 3-7. Función de pertenencia factor de disipación para transformadores de voltaje $69\text{kV} < v \leq 230\text{kV}$ [18].	46
Figura 3-8. Función de pertenencia factor de disipación para transformadores de voltaje $v > 230\text{kV}$ . Fuente propia.	46
Figura 3-9. Función de pertenencia humedad para transformadores de voltaje $v \leq 69\text{kV}$ [17].	47
Figura 3-10. Función de pertenencia humedad para transformadores de voltaje $69\text{kV} < v \leq 230\text{kV}$ [18].	47
Figura 3-11. Función de pertenencia de humedad para transformadores de voltaje $v > 230\text{kV}$ . Fuente propia.	47
Figura 3-12. Función de pertenencia acidez para transformadores de voltaje $v \leq 69\text{kV}$ [17].	47
Figura 3-13. Función de pertenencia acidez para transformadores de voltaje $69\text{kV} < v \leq 230\text{kV}$ [18].	48
Figura 3-14. Función de pertenencia de acidez para transformadores de voltaje $v > 230\text{kV}$ . Fuente propia.	48
Figura 3-15. Función de pertenencia TDCG para transformadores de voltaje $v \leq 69\text{kV}$ [17].	48
Figura 3-16. Función de pertenencia TDCG para transformadores de voltaje $v > 69\text{kV}$ [18].	48
Figura 3-17. Función de pertenencia DP para transformadores de potencia [18].	49
Figura 3-18. a) Función de pertenencia de temperatura ambiente. b) Función de pertenencia de nubosidad. Fuente propia.	50
Figura 3-19. Resultado del tipo de vestimenta a usar. Fuente propia.	50
Figura 3-20. Resultado del tipo de vestimenta a usar luego de cambiar el peso de las entradas 1 y 2. Fuente propia.	51
Figura 3-21. Total de cambios de estados en el índice de salud que se produce al variar una a una sus entradas [2].	52
Figura 3-22. Total de cambios de estado generados en el índice de salud, producto de variar una a una las entradas, luego de modificar a 0.5 el peso de las reglas que no incluyen la variable humedad. Fuente propia.	52
Figura 3-23. Total de cambios de estado en el índice de salud que se produce al variar una a una sus entradas, luego de modificar a 0.1 el peso de las reglas que no incluyen la variable humedad. Fuente propia.	53
Figura 3-24. Comparación del total de cambios de estado en el índice de salud. Fuente propia.	53
Figura 3-25. Total de cambios de estado en el índice de salud que se produce al variar una a una sus entradas, luego de modificar las reglas de criterio experto. Fuente propia.	58
Figura 3-26. Comparación del total de cambios de estado en el índice de salud. Fuente propia.	59
Figura 3-27. Resumen de cambios estado de índice de salud por, separado por estado de IS, evaluado con sistema de inferencia difuso propuesto por Medina [2].	60
Figura 3-28. Resumen de cambios estado de índice de salud, separado por estado de IS, evaluado con sistema de inferencia difuso modificado. Fuente propia.	60

Figura 3-29. Evaluación del índice de salud del transformador #10 de la Tabla 3.4 en FIS Editor de MATLAB. Fuente propia. ....	61
Figura 3-30. Evaluación del índice de salud del transformador #10 de la Tabla 3.4, en FIS Editor de MATLAB, humedad moderada. Fuente propia.....	61
Figura 4-1. Ventana de aplicación para calcular el estado funcional de transformadores de potencia. Fuente propia.....	63
Figura 4-2. Ingreso de datos a la matriz de la aplicación. Fuente propia. ....	63
Figura 4-3. Error de voltaje V1 mayor a V2. Fuente propia. ....	64
Figura 4-4. Error de campos sin llenar. Fuente propia. ....	64
Figura 4-5. Matriz de datos ingresados en la aplicación. Fuente propia. ....	64
Figura 4-6. Matriz de resultados de índice de salud. Fuente propia. ....	65
Figura 4-7. Archivo de resultados exportado a Excel. Fuente propia. ....	65
Figura 4-8. Evaluación del estado funcional del transformador #10 de la Tabla 3.1. Fuente propia. ...	67
Figura 4-9. Probabilidad de falla del transformador de potencia con y sin acciones de mantenimiento. Fuente propia.....	68
Figura 4-10. Puntos de interés para el análisis de sensibilidad de una función de pertenencia [2]. .....	68
Figura 4-11. Cambios de estado del índice de salud generados por la variación de cada entrada. Fuente propia.....	69
Figura 5-1 ..... . Ejemplo de resultados de ensayos de físico-químicos de un transformador de potencia. Fuente propia.....	71

## INDICE DE TABLAS

cTabla 1.1. Pruebas y normas para aceites aislantes IEEE C57.152 [15].	11
Tabla 1.2. Humedad aceptable por voltaje de funcionamiento en aceites minerales. Fuente: IEEE 57.152 [15], IEC 60422 [16]	12
Tabla 1.3. Acidez aceptable por voltaje de funcionamiento en aceites minerales. Fuente IEEE 57.152[15], IEC 60422 [16]	13
Tabla 1.4. Voltaje de ruptura mínimo según voltaje de funcionamiento para aceites minerales. Fuente: IEEE 57.152 [15], IEC 60422 [16].	14
Tabla 1.5. TDCG considerado tolerable en aceites minerales por autor. Fuente propia.	14
Tabla 1.6. Factor de disipación permisible para aceites minerales. Fuente: IEEE 57.106 [21].	15
Tabla 1.7. Nivel de 2FAL permisible en aceites minerales. Fuente: IEEE 57.140 [12].	16
Tabla 1.8. Comparación de la relación 2FAL – DP en función de la ecuación usada. Fuente: propia .	18
Tabla 1.9. Estado de un transformador en función de su nivel de furanos y DP. Fuente Propia	20
Tabla 2.1. Valores de Eaoxi y Aoxi. Fuente:[22].	35
Tabla 2.2. Valores de Eapir y Apir. Fuente :[22].	35
Tabla 2.3. Valores de Eahid y Ahid. Fuente : [22].	35
Tabla 2.4. Resultados de análisis del DP en estudio realizado por Medina. Fuente [22].	36
Tabla 2.5. Niveles de humedad permisibles en el papel aislante. Fuente : [22].	38
Tabla 2.6. Datos históricos de humedad transformadores ejemplo. Fuente: propia.	40
Tabla 2.7. Proceso de degradación hidrolítica en el tiempo. Fuente: propia.	40
Tabla 3.1. Datos de transformadores usados por Medina (2016). Fuente: [1]	51
Tabla 3.2. Reglas de criterio experto propuestas por Medina (2016). Fuente: [1].	55
Tabla 3.3. Reglas de criterio experto propuestas en esta investigación. Fuente: Propia	57
Tabla 3.4. Comparación de resultados entre las metodologías de Medina y la propuesta en la presente investigación. Fuente: Propia	59
Tabla 4.1. Datos de ensayos de transformadores de potencia de hasta 500kV. Fuente: Propia.	62
Tabla 4.2. Resultados del análisis del estado de transformadores de hasta 500kV. Fuente: Propia.	65
Tabla 4.3. Resultados del análisis del cambio del valor crisp del índice de salud. Fuente: Propia.	70

## RESUMEN

La siguiente investigación presenta el desarrollo de una herramienta de evaluación del estado físico (salud) de transformadores de potencia de hasta 500 kV sumergidos en aceite, basado en lógica difusa.

En primer lugar, fue necesario comprender los aspectos de operación y mantenimiento que afectan al correcto desempeño de un transformador de potencia, así como de los diversos elementos que se generan en el aceite aislante del transformador, producto de su operación en el sistema de potencia. En la normativa existente se encuentra los límites permisivos de elementos generados en el aceite del transformador durante la operación.

Luego de ello, se estudió detenidamente, y se replicó metodologías previamente desarrolladas para la evaluación del estado de salud de transformadores mediante el uso de lógica difusa, específicamente las desarrolladas por Abu Elanien (2012), Andrés Cerón (2015) y Ricardo Medina (2016), encontrando que en ellas existía un déficit en el análisis con respecto a los efectos de la humedad, sobre la esperanza de vida de un transformador.

A continuación, se procedió a realizar un levantamiento del estado del arte acerca de los efectos que tiene la humedad sobre el estado de salud de transformadores de potencia, con el conocimiento acerca de los daños que desencadenan niveles de humedad excesivos en un transformador, para con ellos desarrollar una herramienta que responda de mejor manera ante mencionado parámetro.

Una vez desarrollada la herramienta, mediante un análisis de sensibilidad de la respuesta de la salida frente a cambios en sus entradas, se procedió a comparar la respuesta que la herramienta desarrollada en la presente investigación, posee con respecto a metodologías desarrolladas previamente. Como resultado se encontró que la respuesta ante cambios drásticos en parámetros como la humedad, generen cambios de igual o similar magnitud sobre la evaluación del estado funcional del transformador.

Finalmente, se plasma la metodología desarrollada en una herramienta montada en GUI\_Matlab, que de manera sencilla permite ingresar los valores necesarios para la evaluación. La respuesta que presenta la herramienta propuesta es de fácil interpretación y uso.

Palabras clave: transformador de potencia, humedad, gestión de activos, lógica difusa, condición.

## ABSTRACT

The following research presents the development of a tool for evaluating the physical state (health) of power transformers up to 500 kV immersed in oil, based on fuzzy logic.

In the first place, it was necessary to understand the operation and maintenance aspects that affect the correct performance of a power transformer, as well as the various elements that are generated in the transformer's insulating oil, as a result of its operation in the power system. The existing regulations contain the permissive limits for elements generated in the transformer oil during operation.

After that, methodologies previously developed for evaluating the health status of transformers were carefully studied and replicated through the use of fuzzy logic, specifically those developed by Abu Elanien (2012), Andrés Cerón (2015) and Ricardo Medina (2016), finding that in them there was a deficit in the analysis with respect to the effects of humidity, on the life expectancy of a transformer.

Next, we proceeded to carry out a survey of the state of the art about the effects that humidity has on the state of health of power transformers, with the knowledge about the damages that trigger excessive humidity levels in a transformer, to con They develop a tool that responds in a better way to the mentioned parameter.

Once the tool was developed, through a sensitivity analysis of the output response to changes in its inputs, we proceeded to compare the response that the tool developed in this research has with respect to previously developed methodologies. As a result, it was found that the response to drastic changes in parameters such as humidity, generate changes of equal or similar magnitude on the evaluation of the functional state of the transformer.

Finally, the methodology developed is reflected in a tool mounted on GUI\_Matlab, which in a simple way allows entering the necessary values for the evaluation. The answer presented by the proposed tool is easy to interpret and use.

Keywords: power transformer, humidity, asset management, fuzzy logic, condition.

## INTRODUCCIÓN

Los transformadores de potencia son activos que por su gran magnitud y naturaleza constructiva, requieren de una gran inversión inicial, presentan características de confiabilidad muy elevada, dependiendo del mantenimiento que reciban, estos se irán envejeciendo en mayor o menor grado con el tiempo, llegando a tener un lapso de vida útil de algunas décadas. Es importante tomar en cuenta que dentro de un sistema eléctrico de potencia, los transformadores son un vínculo necesario entre las etapas que lo conforman, generación, transmisión y distribución.

Debido a la elevada importancia de los transformadores dentro de un SEP, es necesario considerar que la posibilidad de la salida de operación intempestiva o la indisponibilidad de éstos, produciría graves alteraciones en la estabilidad del sistema, pudiéndose generar sobrecargas, reducción en la calidad del suministro de energía, además de provocar grandes perjuicios económicos tanto al distribuidor de energía como a los consumidores.

Por lo tanto, para el personal encargado de la administración y mantenimiento de transformadores de potencia, resulta muy útil disponer de herramientas que permitan evaluar la condición de las unidades de transformación a su cargo, de manera rápida, con resultados precisos y de fácil entendimiento.

Con estos resultados, el administrador podrá gestionar de mejor manera sus recursos técnicos y económicos, atendiendo en orden de prioridad las diferentes contingencias que pudiesen haberse avizorado luego de la evaluación. Todo con el fin de mejorar los índices de confiabilidad y disponibilidad de las unidades de transformación a su cargo.

Actualmente existe diferentes tipos de metodologías desarrolladas para evaluar el estado físico de un transformador de potencia, de las cuales se desprende la evaluación mediante el uso de la lógica difusa, lógica que permite convertir resultados numéricos en indicadores lingüísticos tales como: “Bueno”, “Regular” o “Malo”, para luego de un análisis de reglas de criterio experto, brindar una salida numérica fácilmente entendible e interpretable. En mencionadas técnicas, se observa que, mediante el uso de los resultados obtenidos de los ensayos de laboratorio al aceite aislante, y demás pruebas de rutina, generan una evaluación del estado físico general en el que se encuentra un transformador.

Es propósito de esta investigación desarrollar una herramienta para evaluar la condición de transformadores de potencia de hasta 500 kV basada en técnicas de lógica difusa utilizando como entrada resultados de pruebas comúnmente realizadas a las unidades.

Con el conocimiento de la condición en la que se encuentran sus unidades, el administrador del parque podrá focalizar de mejor manera sus recursos, dando mayor mantenimiento a las unidades que lo necesiten, manteniendo la inversión en las que se encuentren en buen estado, así como planificar las acciones necesarias para una posible repotenciación de las existentes o la adquisición de nuevas unidades si el caso lo amerita.

# 1. Fundamentos Teóricos.

## 1.1. Transformadores de potencia

La normativa IEC 60076-1 [3] define a un transformador de potencia, como una máquina eléctrica estática compuesta por dos o más bobinados, los cuales se encuentran enrollados sobre un núcleo ferromagnético. La interacción entre ellos, genera un flujo magnético el cual convierte un sistema de voltaje de corriente alterna, en otro que posee la misma frecuencia, pero de distinta magnitud de voltaje.

Los transformadores son parte vital dentro de un sistema de suministro de energía eléctrica ya que son un vínculo necesario entre las diferentes etapas que comprenden dicho sistema, la falla o salida de operación de un transformador provocaría grandes perjuicios tanto al operador energético como al usuario final.

A breves rasgos, constructivamente un transformador de potencia se encuentra constituido de un núcleo magnético, en el cual se encuentran montado uno o más devanados, los cuales se montan en el interior de una cuba protectora, cuba que es rellena con algún tipo de material dieléctrico, que en el caso de los transformadores de potencia suele ser aceite dieléctrico. A continuación, se presenta una breve descripción de las principales partes constructivas de un transformador de potencia

### 1.1.1. Núcleo Magnético

El núcleo magnético es el componente de mayor volumen de un transformador de potencia, tiene la función de acoplar magnéticamente a los devanados [4] y se encuentra construido en acero o hierro, debido a las excelentes cualidades conductoras de flujo magnético que poseen estos materiales.

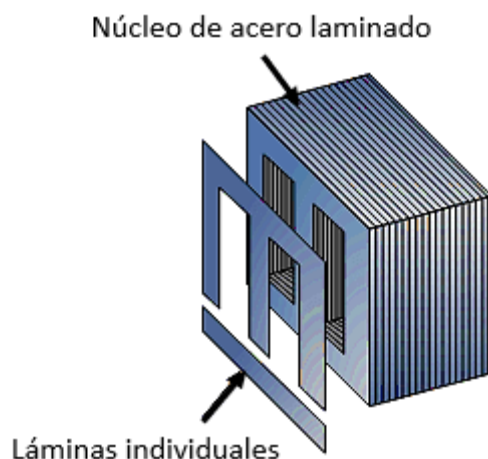


Figura 1-1. Núcleo de acero laminado

Actualmente la construcción de los núcleos magnéticos se la realiza mediante el uso de chapas magnéticas de acero silicio orientado al grano, con aislamiento termoquímico denominado Carlite, apiladas una junto a la otra, Figura 1-1. Debido a que las pérdidas por corrientes parásitas (Foucault), son proporcionales al cuadrado del espesor, las chapas magnéticas se



construyen en láminas bastante delgadas, con espesores que pueden variar entre los 0.23 y los 0.33mm, con el fin de reducir las corrientes parásitas que se pudieran generar [5].

Constructivamente el núcleo magnético de un transformador puede ser de dos tipos: de columnas, en donde los devanados se encuentran colocados de ambos lados del núcleo y del tipo acorazado, en donde las bobinas se encuentran montadas en la columna central, colocadas una sobre la otra, Figura 1-2.

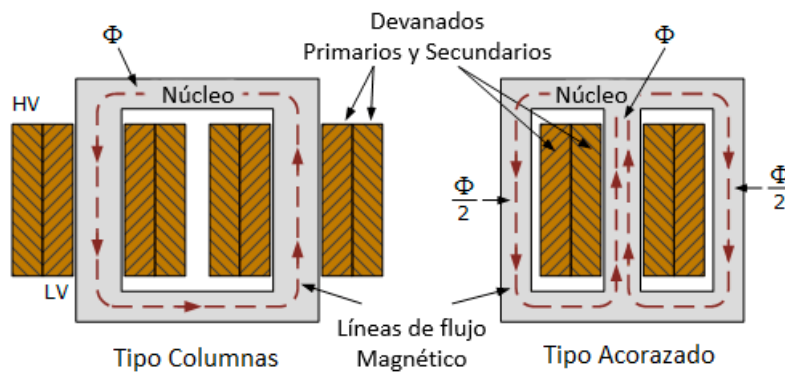


Figura 1-2. Tipos de núcleos de un transformador

En el caso de ser transformadores trifásicos, el núcleo puede ser de igual manera de columnas y acorazado, Figura 1-3.

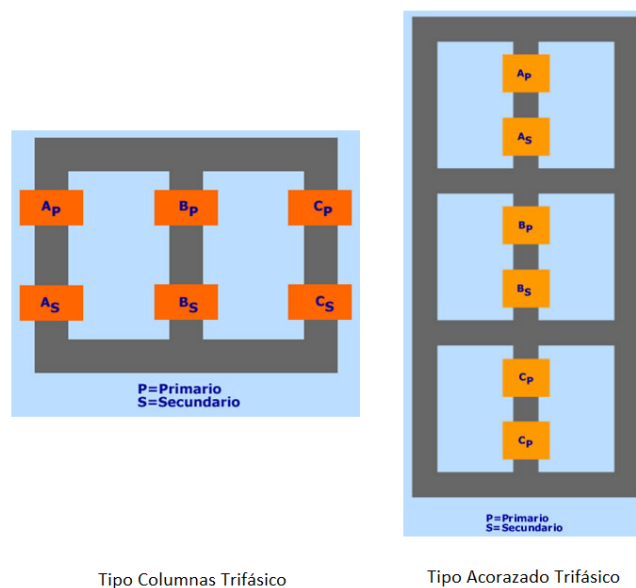


Figura 1-3. Tipos de núcleos de transformadores trifásicos

### 1.1.2. Devanados

Lo esencial al hablar de devanados es el número de espiras que este posee [6], sin embargo al hablar de ellos, también hay que tomar en cuenta el tipo de disposición constructiva que estos poseen, pudiendo presentarse de dos tipos: por capas (concéntrico) separadas la una de la otra por un material aislante, o en disposición de discos, Figura 1-4.

Como se observa en la Figura 1-4, los conductores poseen una forma rectangular, esto es con el fin de optimizar el espacio de manera eficaz. En el caso de que la sección del cable sea muy grande, es común usar conductores de menor calibre en paralelo. Lo que se busca con esta acción es primeramente facilitar el trabajo de montaje de los devanados, que con cables de menor sección resulta más sencillo, además al disminuir la sección del cable se busca disminuir el efecto pelicular que los conductores poseen, disminuyendo así el efecto Foucault. Los conductores individualmente pueden estar aislados mediante barniz, o con vueltas de papel.

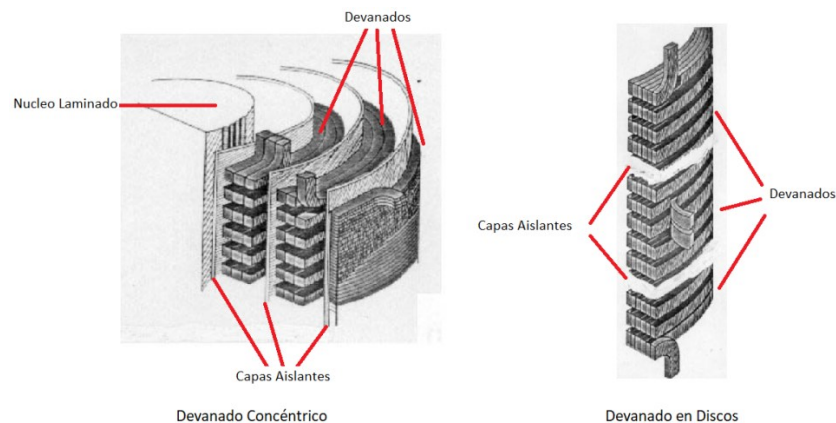


Figura 1-4. Tipos de devanados de un transformador

### 1.1.3. La Cuba

La cuba esencialmente es un tanque que contiene en su interior: al núcleo, los devanados y el aislante del transformador, manteniéndolos aislados del medio ambiente. Además, sirve como soporte para las diferentes partes externas y demás accesorios de control.

Una vez montado el núcleo magnético con sus devanados, la cuba se cierra generando un vacío en su interior, esto con el fin de eliminar la humedad existente, para luego llenarla con aceite dieléctrico.

Debido a que la temperatura en el interior del transformador sufre cambios durante su operación, provocando que la presión en interna del transformador varíe, es necesario adosar a la cuba, el denominado tanque de expansión, Figura 1-5, el cual tiene la misión de recibir el aceite que se expande cuando la temperatura del transformador suba.



Figura 1-5. Cuba y tanque de un transformador

#### 1.1.4. Aislamiento.

La expectativa de vida de una unidad de transformación se encuentra ligada directamente con la calidad de su aislamiento. Un transformador posee un complejo sistema de aislamiento, encargado de generar una protección completa, la cual debe tener la capacidad aislar las partes activas del equipo (conductores) que se encuentran a diferente potencial de las demás partes (chapas del núcleo, carcasa, y demás partes metálicas) [7].

El sistema de aislamiento de un transformador de potencia se encuentra constituido dos tipos de medios dieléctricos:

- **Aislamiento Sólido:** conformado por el papel aislante (sea kraft o térmicamente mejorado), y el pressboard impregnado en aceite.
- **Aislamiento líquido:** constituido por el aceite dieléctrico, el cual tiene la misión de asegurar la rigidez dieléctrica del interior de la cuba, impregnando al papel y cartón aislante, además de cumplir la labor de medio de transferencia térmica, disipando el calor de los devanados, hacia los radiadores.

#### 1.2. La gestión de activos

La PAS- 55, define a la gestión de activos como el conjunto de actividades de orden técnico y administrativo, mediante los cuales una organización coordina, planifica, mantiene y dispone de cada uno de sus activos, encaminando cada acción, a la mejora de los índices de disponibilidad y sostenibilidad en tiempo de los mismos [8].

En organizaciones en las cuales cuya actividad económica dependen directamente de la explotación de sus activos físicos, es resulta primordial garantizar la disponibilidad de cada uno de ellos. Tal es el caso del sector eléctrico, en donde, cada uno de los eslabones que conforman la cadena que va desde la etapa de generación hasta la distribución, tienen la misma importancia.

La ISO 55000 considera a la gestión de activos como el conjunto de actividades coordinadas necesarias para lograr materializar el valor de cada uno de sus activos [9], pudiendo tratarlos individualmente o grupalmente.

La diferencia esencial entre la PAS-55 y la ISO 55000 radica en que la PAS-55 se enfoca en los activos físicos propiamente, reconociendo que dichos activos físicos, pueden tener dependencias con otros tipos de activos y provocar impactos sobre todos ellos. En cambio la ISO 55000 se extiende a todo lo que tiene valor potencial o real en una organización, el valor que un activo tiene puede ser de naturaleza financiera y no financiera y puede variar entre diferentes organizaciones.

Para comprender de mejor manera la gestión de activos es necesario definir previamente algunos de los parámetros que intervienen en ella.

- **Activo:** se considera como activo de una organización, a un bien, ítem u objeto, tangible o intangible, que tenga un cierto valor para dicha organización, el valor de los activos puede ser real (económico) o potencial (de importancia) [9, 10].

- **Vida:** comprende el periodo de tiempo que transcurre entre la creación del activo y el fin su vida útil [9].
- **Ciclo de Vida:** son todas las etapas que tienen el activo durante su vida útil. El ciclo de vida de un activo no necesariamente coincide con el lapso de tiempo en el cual una organización administra dicho activo, es decir, un activo puede beneficiar a varias organizaciones durante su ciclo de vida, pudiendo tener diferente valor dentro de una u otra organización [9].

Independientemente de las dificultades resultantes debido a la interacción de las diferentes etapas que conforman el ciclo de vida de un activo (adquisición, disposición, mantenimiento, confiabilidad, entre otros), es necesario que cada organización, sin importar su giro de negocio, disponga de herramientas que le permitan considerar todos los posibles escenarios a los que estos se encuentra expuesto el manejo sus activos, procurando obtener de ellos la mayor rentabilidad posible. Además es libertad del administrador, agrupar sus activos para gestionarlos conforme le resulte más beneficioso y práctico, usualmente siendo agrupados por tipo, sistema, o cartera a la cual pertenecen.

Según la PAS-55, la gestión de activos puede ser jerarquizada en tres diferentes niveles, Figura 1-6:

- **Operación:** encargado de la gestión de las unidades, este nivel opera y dispone directamente las unidades que están a su cargo además de realizar las actividades de mantenimiento y repotenciación propuestos por el nivel táctico. Los proveedores de estos servicios pueden ser de la propia organización o externos a ella. Este nivel depende de los niveles superiores.
- **Táctico:** encargado de la gestión de parques de unidades, en este nivel se evalúan y se manejan los diferentes riesgos a los que los activos se encuentran expuestos, además de generar las operaciones necesarias para mitigarlos. Se encarga de realizar los planes de mantenimiento, además de verificar y garantizar la existencia de un correcto stock de repuestos, asimismo gestiona los presupuestos necesarios para mantener las unidades. Acciones realizadas con el fin de mantener un balance entre la los gastos y la eficiencia del conjunto de activos.
- **Estratégico:** nivel encargado de especificar las políticas y metas globales de la organización, así como de la administración de recursos.

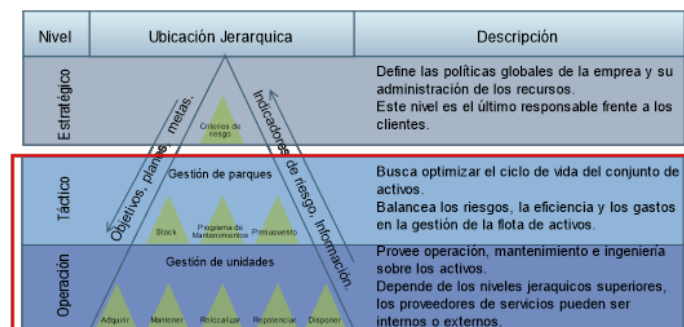


Figura 1-6. Jerarquización en gestión de activos. Fuente: [8].

La correcta retroalimentación entre los diferentes niveles es necesaria para una correcta gestión de los activos, ya que si dicha retroalimentación estuviese fallando o simplemente no existiese, se daría el caso de que la planificación realizada por el nivel táctico no se lleve a cabo a cabalidad, de igual manera si la comunicación fallara, el nivel de operación no dispondría de los recursos realizar sus actividades encomendadas, provocando con ello un gran impacto en los activos a largo plazo, lo que conllevaría pérdidas tanto para la organización, como para sus clientes.

### 1.3. La gestión de transformadores de potencia.

En el sector eléctrico la gestión de activos implica una planificación que permita maximizar los niveles de calidad y confiabilidad de suministro de energía, tomando en cuenta que a pesar de que pudiesen existir riesgos de daños en los activos del sistema de suministro, estos sean aceptables y manejables en todo momento. El fin de esta gestión es maximizar las ganancias de la organización a largo plazo.

En el caso del sector eléctrico, la gestión se centra principalmente en los activos que conforman al SEP, de los cuales, se considera al transformador de potencia como uno de los activos más importantes, ya que es un equipo de capital intensivo y puede alcanzar hasta el 60% del total de la inversión de una subestación [11], además de ser este un punto de conexión necesario entre las diferentes etapas del SEP. La gestión del transformador de potencia (o de un parque de transformadores) involucra a la gestión realizada durante todas las etapas del ciclo de vida del activo con el fin de lograr el mayor beneficio posible.

El ciclo de vida de un transformador de potencia consta de las siguientes etapas:



Figura 1-7. Ciclo de vida de un transformador de potencia [10].

#### 1.3.1. Adquisición:

La adquisición de una unidad nueva parte de identificar las necesidades que la organización posea, entre las cuales pueden estar: la reubicación de equipos, el cambio de unidades antiguas o en mal estado, instalación de cargas nuevas o el aumento de demanda en el área de servicio.

Cualquier decisión que la organización tome deberá tomar en cuenta la planificación de expansión del sistema, esto con el fin de que las inversiones realizadas se las haga a tiempo, correspondiendo también al continuo crecimiento de la demanda. Una vez identificada la necesidad es imperiosa especificar las condiciones técnicas con las cuales debe cumplir el nuevo equipo, en base a las normativas y estándares organizacionales vigentes.

Con la necesidad identificada y las especificaciones dadas se procede con la obtención de la unidad, cabe recalcar que previa la recepción de ésta, es necesario verificar que cumplan todos los protocolos de transporte, recepción, pruebas y puesta en servicio de la unidad, tal cual exige la normativa organizacional.

### 1.3.2. Operación y mantenimiento:

Esta etapa abarca todas las acciones de mantenimiento y operación, así como el monitoreo y diagnóstico de las unidades de transformación necesarios para conservarlos en buen estado. Una correcta gestión en esta etapa, derivará en una mejor expectativa de la vida útil de cada activo, así como la reducción en los costos de mantenimiento y operación, logrando con esto mejorar la disponibilidad de los activos, mejorando así la confiabilidad del sistema, maximizando las inversiones iniciales.

La correcta operación de las unidades implica cuidar que éstas no sean expuestas a periodos de sobrecarga extensos, así como de precautelar que los devanados no se expongan a temperaturas elevadas o a una refrigeración parcial, ya que si se expone a factores como los mencionados anteriormente es posible que los devanados y el núcleo magnético puedan sufrir daños irreversibles [12].

El mantenimiento implica todas las acciones necesarias para conservar un activo las mejores condiciones posibles, o para restaurarlo si se diera el caso. Para realizar una correcta planificación del mantenimiento de los activos físicos de una organización, fuera cual fuera su fin, es necesario que se diferencie entre los diversos tipos de mantenimiento existentes.

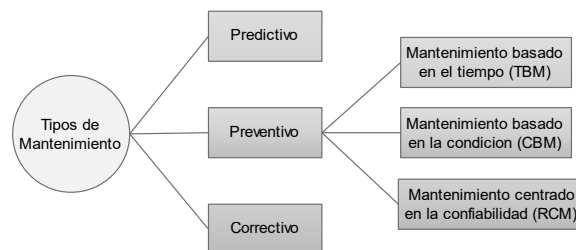


Figura 1-8. Tipos de mantenimiento. Fuente Propia.

#### 1.3.2.1. Mantenimiento predictivo

Este tipo de mantenimiento consiste en determinar las condiciones de funcionamiento reales del activo, mientras este se encuentre en operación normal, dicha evaluación se la hace mediante el uso sistemático de sistemas de medición en tiempo real o de la estadística de las pruebas realizadas en el activo periódicamente, con los datos obtenidos se procede a realizar una planificación de cambio o mejora de las partes que se encuentren con cierto grado de deterioro [13].

En transformadores de potencia este tipo de mantenimiento implica evaluar parámetros como: voltajes, corrientes, potencia, temperatura de funcionamiento, viscosidad del aceite dieléctrico, vibraciones, termografía, entre otros. Con esta información y con la ayuda de la normativa vigente para cada parámetro (ASTM, IEEE, etc.), el gestor podrá realizar la planificación necesaria para mejorar o corregir los puntos bajos de la evaluación, así como mantener los puntos altos de mencionada evaluación.

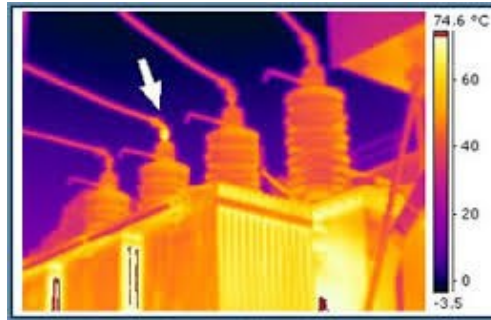


Figura 1-9. Evaluación termográfica de un transformador de potencia [13].

### 1.3.2.2. Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo (planificado), conlleva la realización de las diferentes acciones de mantenimiento necesarias para prever la ocurrencia de fallas. Este tipo de mantenimiento usa todos los medios disponibles, catálogos de piezas, manuales técnicos, datos estadísticos de averías, incluso la pericia y la experiencia del personal a cargo del activo, para determinar la frecuencia con la que se realizarán: inspecciones, sustitución de piezas fundamentales de cada activo, además de la evaluación de la probabilidad de aparición de averías, vida útil, entre otras [13].

Al mantenimiento preventivo, en función del parámetro a considerar, se lo puede subdividir en:

#### A. Mantenimiento Basado en el Tiempo.

Conocido como TMB (time maintenance based) por sus siglas en inglés, el mantenimiento basado en el tiempo, no es más que la planificación de la ejecución de las acciones de mantenimiento cada cierto tiempo. El intervalo de tiempo entre un mantenimiento y otro, se encuentra definido estrictamente por la planificación del gestor, pudiendo ser semanal, mensual, trimestral, anual, entre otros [10].

Al ser realizado cada intervalo de tiempo específico, si el intervalo es muy corto, es probable que se provoquen salidas de operación innecesarias de los activos. De igual manera si el intervalo es muy extenso es posible que partes sensibles del activo se deterioren antes de que se ejecute el mantenimiento, provocando la salida de operación del activo, conllevando con ello pérdidas tanto económicas como operativas, es por eso que la planificación de los intervalos existentes entre ejecución de las acciones mantenimiento, resulta decisiva a la hora de gestionar un grupo de activos.

#### B. Mantenimiento Basado en la Condición.

Denominado como CBM (Condition based maintenance), tiene como objetivo realizar la planificación de las acciones de mantenimiento de los activos basado en la supervisión continua de parámetros fundamentales en el funcionamiento de cada uno de estos. Este mantenimiento requiere de un sistema de monitoreo sistemático, el cual le permita al administrador, reconocer cuando uno o más de los parámetros de un activo se encuentren fuera de los márgenes permisibles, y con ello se puedan convertir en un factor de riesgo para una futura falla del activo.

En definitiva lo que se busca es identificar fallas o trastornos de funcionamiento, que pudiesen convertirse en un futuro en causales de falla completa del activo. Identificados los riesgos, se procede a planificar las acciones de mantenimiento necesarios para mitigarlos. A diferencia del TMB, el CBM ejecuta acciones solo cuando detecta una alteración en el activo que pudiese provocar una futura falla inminente.

### **C. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad**

Conocido como RCM (reliability centered maintenance), busca optimizar las acciones de mantenimiento haciendo usos de varias estrategias de mantenimiento a la vez, esto con el fin de optimizar los costos y garantizar el correcto funcionamiento de los activos de una organización. Para que este tipo de mantenimiento se considere exitoso, es necesario que el administrador identifique el riesgo que representa cada una de las fallas para su sistema, y partiendo de esta evaluación, planificar las acciones necesarias para mitigarlas de manera más eficiente posible.

#### **1.3.2.3. Mantenimiento correctivo.**

El mantenimiento correctivo CM (corrective maintenance) no implica una planificación previa, y se lo realiza luego de la ocurrencia de una falla. Dentro de la gestión de activos físicos este tipo de mantenimiento debe tener una ocurrencia mínima, de preferencia inexistente, ya que implica la salida de operación del activo, pudiendo provocar graves pérdidas económicas para la organización al no disponer de este. Se considera que únicamente debe realizarse en subsistemas que no representan una amenaza grave e inmediata para el activo, por ejemplo, si uno de las unidades de ventilación forzada de un transformador se potencia se destruye, no se la considera como amenaza inminente para el transformador en un corto plazo, siendo una pieza susceptible del mantenimiento correctivo



Figura 1-10. Mantenimiento de un devanado destruido en un transformador de potencia.

#### **1.3.3. Renovación / desinstalación.**

Al llegar al fin del ciclo de vida útil de las unidades de transformación existen tres posibles acciones que el gestor puede realizar sobre ellas; renovación, remanufactura y desinstalación. La decisión sobre la acción que el administrador tome sobre el activo que llego a esta etapa, dependerá de cuál de ellas resulte más beneficiosa, tanto económicamente como operativamente para la organización.

Hay que tomar en cuenta que el hablar de renovación o remanufactura de un equipo se puede convertir en un tema netamente económico para una organización, pues en el caso de unidades



de baja potencia, podría resultar más económico y fiable comprar un transformador nuevo que invertir en una unidad antigua.

Sin embargo existen casos en los que, generalmente en transformadores de gran potencia, resulta más viable para una organización la remanufactura de una unidad. Al remanufacturar un transformador se tiene la ventaja de que al tener varios de los componentes constructivos de la unidad, como los son la cuba y el núcleo, se reducen los costos con respecto de la compra de una unidad nueva, pudiendo obtener un ahorro de hasta el 40% [10], además de tener la ventaja de que los tiempos de entrega de la unidad son más cortos.

Se debe tener en cuenta que, si se opta por una remanufactura, los tiempos de indisponibilidad de la unidad son considerables, por lo cual el administrador debe poseer la planificación necesaria para poder realizarla sin que esto afecte a la calidad y fiabilidad del servicio eléctrico. En el caso de que el ciclo vida útil de un transformador llegue a su fin, y el administrador de activos decida desmontar la unidad para desecharla, es necesario que se siga un proceso mediante el cual la desinstalación de la unidad no represente ninguna amenaza para el medio ambiente.

El manejo que se dé al aceite dieléctrico es uno de las consideraciones más importantes al momento de desinstalar una unidad de transformación de potencia, ya que si este llega a tener contacto con el medio ambiente o peor aún, con fuentes de agua, el daño que se generaría sería muy grave. Dependiendo del contenido de PCB del aceite, las precauciones que se tengan con este, serán de mayor o menor grado. Por ejemplo si el aceite dieléctrico no poseen PCB's, las partes internas del transformador podrían ser usadas como chatarra cualquiera, mientras que si el aceite tiene un alto contenido de PCB es necesario que las partes que tuvieron contacto con este se incineren, usando un procedimiento que genere un bajo nivel de contaminación.

En definitiva, de las acciones que el administrador tome sobre sus activos, dependerá que tan fiables sean estos tanto para el sistema eléctrico, como para la economía de la empresa. Una correcta planificación en la gestión de los activos tendrá como resultado un ahorro en recursos para la organización, y una mayor confiabilidad del servicio de suministro de energía.

Caso contrario, una incorrecta planificación generaría gastos innecesarios, además de la falta de confiabilidad del sistema suministro de energía, exponiendo a la empresa proveedora de servicio eléctrico a graves perjuicios económicos y operativos, provocados por posibles salidas de operación imprevistas de sus activos.

#### **1.4. Pruebas en transformadores de potencia.**

La correcta gestión de un parque transformadores de potencia implica que la empresa que lo administra, posea un sistema continuo de monitoreo y evaluación de la condición de cada una de las unidades del parque, esto con el fin de identificar tempranamente posibles contingencias. Un correcto sistema de monitoreo permitirá al administrador planificar acciones e inversiones que mitiguen dichas contingencias, además de alargar el ciclo de vida útil de cada una de sus unidades.

Parte esencial de la evaluación del estado en el que se encuentra una unidad de transformación, es identificar ciertos componentes físicos y químicos que se encuentran presentes en su aceite dieléctrico, la presencia de mencionados componentes es producto del funcionamiento propio

del transformador. Parámetros como la humedad del aceite, la cantidad de gases disueltos, la acidez, entre otros, presentes en el aceite, nos pueden dar una clara idea de la “salud” del transformador.

La medida en la que se encuentre uno u otro parámetro dentro del aceite, brindará al administrador una idea clara de cuál es la condición interna de la unidad. Por ejemplo, si un transformador posee una cantidad de humedad excesiva, podría dar cuenta de que la cuba permite el ingreso de partículas de agua, por lo tanto, no se encuentra en buen estado. Ya con este precedente el gestor de las unidades ya podría tomar los correctivos necesarios para evitar futuras contingencias.

Sabiendo de la importancia de evaluar el aceite dieléctrico, es posible analizar su estado sirviéndose de la normativa internacional. La ASTM D117 [14], describe las diferentes metodologías de prueba a las que son sometidos los aceites derivados del petróleo, destinados al uso en aplicaciones de equipos eléctricos, pudiendo ser usados como dieléctrico, o como un medio de transferencia de calor. Mencionada normativa define también, las especificaciones técnicas mínimas que este tipo de aceites deben cumplir. Por otro lado, las normativas IEEE C57.152-2013 [15] e IEC 60422 [16], además de ofrecer los límites tolerables para cada parámetro, son guías que permiten determinar la condición de un aceite dieléctrico basado en los resultados de estas pruebas

<b>Prueba</b>	<b>Norma ASTM</b>
Examen Visual	D1524
Sedimentos y Lodos	D1698
Color	D1500
Voltaje de Ruptura Dieléctrica	D1816 /D877
Factor de disipación	D924
Humedad	D1533
Acidez	D974
Contenido de PCB	D4059
Tensión Interfacial	D971
Densidad Relativa	D1298
Análisis de Furanos	D5837
Conteo de Partículas	D6786
Azufre Corrosivo	D1275
Inhibidor de Oxidación	D2668
Gases Disueltos	D3612

Tabla 1.1. Pruebas y normas para aceites aislantes IEEE C57.152 [15].

Partiendo del hecho de que se tomaran los estudios realizados por Abu Elanien (2012) [17], Andrés Cerón (2015) [18] y Medina (2016) [1] como base del presente análisis, de todas las pruebas enumeradas, se usaran seis de ellas, las cuales se citan a continuación:

### **1.4.1. Humedad**

Un aumento en el porcentaje de la humedad presente en el aceite dieléctrico de un transformador provoca una reducción considerable de la expectativa de vida del aislamiento de la unidad, por lo tanto, la presencia de humedad en el interior de un transformador juega un rol crítico en el ciclo de vida del equipo.

La existencia de humedad en el sistema de aislamiento de transformador, por encima de los márgenes permitidos, provocaría un deterioro de la rigidez dieléctrica y mecánica del

aislamiento, además de la posible aparición de un progreso de burbujeo bajo condiciones de sobrecarga, lo cual desencadenaría la inestabilidad térmica del sistema de aislamiento de la unidad. En términos generales se puede decir que el ciclo de vida mecánica del sistema de aislamiento se reduce a la mitad cuando el contenido de humedad existente en él se duplica [19].

El contenido de humedad refleja también en cierta medida de la condición del aislamiento de papel, debido a que éste tiene una gran afinidad por el agua la mayor parte de la humedad estará presente en él, por lo tanto, es de gran importancia que el contenido de humedad en el aceite aislante sea conocido y controlado.

El nivel de humedad es medido siguiendo el estándar ASTM D1533, método que estima la cantidad de agua presente en un aceite aislante, por medio de la estimación coulométrica de Karl Fischer, método muy sensible, el cual permite detectar cantidades de agua de hasta de 10µg. En la tabla 1.2 se presenta los valores máximos permisibles de humedad tanto en aceites nuevos como en los que se encuentran en uso.

Estado del aceite mineral aislante	Normativa	Voltaje de funcionamiento (KV)	Contenido de humedad máximo (mg/Kg)
Nuevo en equipos nuevos	IEEE 57.152	≤ 69	20
	IEEE 57.152	> 69 < 230	10
	IEEE 57.152	≥ 230	10
	IEC 60422	≥ 170	10
En servicio	IEEE 57.152	≤ 69	35
	IEEE 57.152	> 69 < 230	25
	IEEE 57.152	≥ 230	20
	IEC 60422	≥ 400	15

Tabla 1.2. Humedad aceptable por voltaje de funcionamiento en aceites minerales. Fuente: IEEE 57.152 [15], IEC 60422 [16]

### 1.4.2. Acidez

Denominado también índice de neutralización. La presencia de ácidos en el aceite de un transformador, generalmente es un subproducto de la oxidación del mismo. Los ácidos en el aceite generan pérdidas de las propiedades dieléctricas del mismo, además de aumentar la corrosividad en el interior de la cuba, lo cual afecta directamente al aislamiento sólido del transformador, así como al núcleo magnético. [17].

Un elevado nivel de acidez en el aceite dieléctrico de un transformador, es un indicador de la alta contaminación del mismo, producto de la degradación química interna. Los restos de barniz, pintura, óxido, entre otros desechos internos, se sedimentan al interior de la cuba, generando la aparición de lodos, los cuales pueden ingresar en los conductos de circulación del aceite y obstruirlos, provocando a su vez que el transformador tenga problemas en la evacuación del calor.

Estado del aceite mineral aislante	Normativa	Voltajes de funcionamiento (KV)	Índice de Acidez (mg KOH/g) máximo
Nuevo con espinillas	IEEE 57.152	-	0,015
	IEC 60422	-	0,03
	IEEE 57.152	≤ 69	0,2
	IEEE 57.152	> 69 < 230	0,15
En recambio	IEEE 57.152	> 230	0,1
	IEC 60422	> 400	0,1

Tabla 1.3. Acidez aceptable por voltaje de funcionamiento en aceites minerales. Fuente IEEE 57.152[15], IEC 60422 [16]

Además es necesario considerar que un elevado nivel de acidez, en conjunto con niveles de humedad indeseables, son muy dañinos para el transformador, esta condición genera graves daños tanto al aislamiento sólido, como al núcleo del magnético, es por eso que una adecuada estimación de este parámetro, permite al administrador de mantenimiento saber cuándo es necesario realizar acciones de mantenimiento sobre el aceite transformador.

La norma ASTM D-974 presenta las pautas necesarias para la medición del nivel de acidez presente un aceite dieléctrico, la medición se la realiza mediante el número de neutralización (numero acido), el cual se expresa como la cantidad de miligramos de hidróxido de potasio necesarios para neutralizar el ácido en un gramo de líquido aislante. (mgKOH/g). Los niveles de acidez permitidos en aceites dieléctricos se exhiben en la Tabla 1.3.

### 1.4.3. Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica, BDV (Breakdown Voltage) por sus siglas en inglés, representa la capacidad que tiene un medio aislante para soportar un nivel de voltaje establecido, sin que ello genere su perforación. La medida de este parámetro es considerada como una de las valoraciones que mejor muestran la calidad que posee un medio aislante. En el caso específico de transformadores, un aceite dieléctrico con baja rigidez, podría provocar la proliferación de fenómenos como las descargas parciales, chisporroteo interno, arcos entre espiras, entre otros.



Figura 1-11. Electrodo usados en prueba de rigidez dieléctrica según ASTM 1816 [14]

El ensayo para determinar el nivel de rigidez dieléctrica de un aceite aislante se lo efectúa bajo el estándar ASTM D-1816, para la realización del ensayo se sumergen en el aceite dos electrodos (Figura 1-11), separados uno del otro 1 o 2mm, luego se aplica una tensión de prueba entre los electrodos que inicia en 0V, y se va elevando paulatinamente en escalones a razón de 0,5kV/seg, hasta que el aceite aislante se perfore y se genere un arco entre los electrodos. El último valor de voltaje aplicado previo a la falla, corresponderá al voltaje de ruptura dieléctrica de la muestra de aceite.

Los límites permisibles de BDV en aceites dieléctricos nuevos y usados, son presentados en la Tabla 1.4.

Estado del aceite mineral aislante	Normativa	Voltaje de funcionamiento (KV)	BDV (KV) mínimo		
			1mm	2mm	2,5mm
Nuevo en equipos nuevos	IEEE 57.152	≤ 69	25	45	-
	IEEE 57.152	> 69 < 230	30	52	-
	IEEE 57.153	> 230 < 340	32	52	-
	IEEE 57.153	≥ 340	35	60	-
	IEC 60422	≥ 170	-	-	60
En servicio	IEEE 57.152	≤ 69	23	40	-
	IEEE 57.153	> 69 < 230	28	47	-
	IEEE 57.153	≥ 230	30	50	50
	IEC 60422	≥ 400	-	-	60

Tabla 1.4. Voltaje de ruptura mínimo según voltaje de funcionamiento para aceites minerales. Fuente: IEEE 57.152 [15], IEC 60422 [16]

#### 1.4.4. Análisis de gases disueltos

Prueba realizada bajo el estándar ASTM D3612, y que por sus siglas en inglés se lo conoce también como (DGA). Este ensayo es usado para identificar el tipo y la cantidad de gases disueltos presentes en el aceite dieléctrico. Mencionados gases pueden ser combustibles (DCG) o no combustibles, y son producto de la descomposición química de los materiales aislantes del transformador, debido a, sus condiciones normales de funcionamiento, o por contingencias como el exceso de temperatura, sobrecargas, formación de arcos internos, entre otras causas [15].

Entre otros, en el aceite dieléctrico de un transformador se encontrará gases combustibles como el 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 del tipo no combustible se encontraran el CO y el CO<sub>2</sub>, estos últimos generados principalmente por la descomposición del papel aislante del transformador [18].

Cabe recalcar que la presente investigación busca establecer un mecanismo para evaluar el estado de salud general de transformadores de potencia, motivo por el cual no se hará distinción alguna sobre los diversos tipos de gases disueltos en el aceite, y se usará únicamente la cantidad total de gases disueltos (TDCG) [17, 18]. La Tabla 1.5 muestra los valores considerados aceptables por las normativas IEC 60599 [18], IEEE C57.104.2008 [20], y la investigación realizada por Abu Elanien [17].

Autor	TDCG (ppm) máximo	
	Rango	Estado
Abu Elanien	≤300	Buena
IEC 60599	560-1250	Tolerable
IEEE C57.104.2008	≤720	Tolerable

Tabla 1.5. TDCG considerado tolerable en aceites minerales por autor. Fuente propia.

#### 1.4.5. Factor de disipación

El factor de disipación es un índice adimensional que indica el estado en el que se encuentra un aislamiento sólido o líquido.

En transformadores de potencia, se usa esta prueba para medir la cantidad de pérdidas dieléctricas del aceite aislante, cuando este es sometido a un campo eléctrico, dichas pérdidas aumentan con la presencia de humedad e impurezas en el aceite, las cuales sirven como un medio de circulación de corriente a través del aislante, agravando las pérdidas. Por lo tanto, un factor de disipación bajo indica que el aceite dieléctrico se encuentra en buenas condiciones, mientras que, un valor elevado indica que el aceite está deteriorado.

La valoración de este índice se la realiza bajo el estándar ASTM D-924, realizándola en laboratorio a una temperatura de 100°C. Debido a las limitaciones que se tienen al realizar esta prueba en el campo, la temperatura de prueba es de 25°C [12]. La Tabla 1.6 muestra los valores de factor de disipación a 25°C permisibles según la condición del aceite dieléctrico.

Estado del aceite mineral aislante	Factor de disipación (%) máximo		
	≤69 kV	>69 - <230 kV	≥230 kV
Revisado con capacitores monofásicos	0,0%	0,0%	0,0%
En Servicio	0,5	0,5	0,5

Tabla 1.6. Factor de disipación permisible para aceites minerales. Fuente: IEEE 57.106 [21].

### 1.4.6. Análisis de furanos

La cuantificación del contenido de furanos presentes en el aceite dieléctrico de un transformador de potencia, es considerada como uno de los análisis más relevantes en el momento de valorar la condición de salud del mismo.

La importancia de este análisis, parte la relación directa existente entre la cantidad de furanos presentes en el aceite y el estado del aislamiento sólido de un transformador (papel), aislamiento del cual, dicho sea de paso, depende directamente el ciclo de vida de una unidad de transformación de potencia [17, 18].

Cuando el papel aislante de un transformador de potencia se degrada, su estructura molecular se debilita, disminuyendo con ello su grado de polimerización (DP). La degradación del papel, genera el desprendimiento de furanos en el aceite dieléctrico, en una relación inversa al DP, es decir, que cuanto mejor se encuentre el estado del papel aislante, menor será la cantidad de furanos existentes en el aceite.

De los distintos tipos de compuestos que se generan producto de la degradación química del papel aislante, el que tiene mayor relevancia es el 2-furaldehído (2-FAL), el cual representa un porcentaje mayor al 90% del total de los furanos generados por la degradación [18]. Esta relación posiciona al 2-FAL como uno de los elementos más relevantes a tomar en cuenta al momento de realizar la evaluación del estado del aislamiento sólido de un transformador de potencia.

En un transformador es nuevo, el contenido de furanos es casi nulo, con valores de 2-FAL menores de 0.01ppm, esto debido a que su aislamiento se encuentra prácticamente intacto, ya en operación, según la normativa IEEE C57.140, una muestra típica de aceite de un transformador en condiciones normales de funcionamiento, tiene un contenido de 2-FAL menor

a 0.1 ppm. Sin embargo en transformadores que ya poseen cierto grado de degradación de su aislante, se observan valores de hasta 1ppm, y en unidades bastante antiguas se observa valores de 2-FAL de hasta 10ppm, considerándolas como unidades que se encuentran bordeando el fin de su vida confiable [12].

Estado del aceite mineral aislante	2FAL Máximo (ppm)
Nuevo en equipos nuevos	0,01
En Servicio	0,1

Tabla 1.7. Nivel de 2FAL permisible en aceites minerales. Fuente: IEEE 57.140 [12]

### 1.4.7. El grado de polimerización

El aislante sólido que se emplea en transformadores de potencia (Fig. 1-12), es producido generalmente usando como base la celulosa vegetal de la madera. Siendo la celulosa un polisacárido, conformado por cadenas de moléculas orgánicas (monómeros), las cuales se unen entre sí por medio de enlaces glucosídicos.

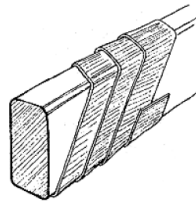


Figura 1-12. Aislamiento sólido de papel [22].

A la longitud de la cadena de monómeros (polímero), se la denominada como grado de polimerización (DP), y mientras mayor cantidad de enlaces de monómeros exista, mayor será este grado.

Este índice guarda una relación directa con la resistencia mecánica del papel aislante [23], por lo tanto su estimación, evalúa directamente el estado en el que se encuentra el papel aislante.

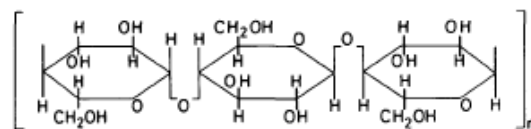


Figura 1-13. Monómero de una cadena de celulosa [22].

En el estándar IEEE C57.91-2011 [24], se menciona que el deterioro del papel aislante de transformadores, se acelera en función directa de la operación a elevadas temperaturas, la oxidación interna, y la presencia descontrolada de humedad. Con un aumento anormal de las variables mencionadas en el aceite, es posible que el DP vaya disminuyendo drásticamente, reduciendo con él la capacidad dieléctrica y mecánica del papel, aumentando así el riesgo de falla definitiva del transformador.

Aspectos externos que influyen en la degradación del papel aislante, como el tipo de construcción del transformador (sellado o no), además los registros de fallas y de carga, deben considerarse en la evaluación del estado del papel, ya que sus efectos repercuten en la estimación certera del valor de la vida del aislamiento.

Por lo antes mencionado se considera que el grado de polimerización es otro de los principales indicadores del estado en el que se encuentra un transformador, al indicar directamente el estado físico del papel aislante. Según Flores (2007) [25], la estimación de mencionado parámetro se la puede realizar con los métodos enumerados a continuación:

#### **A. Mediante muestreo del Papel Aislante.**

Este método consiste en tomar una muestra del papel aislante directamente del devanado de la unidad. Si bien este método podría resultar como el más preciso, ya que se obtiene una muestra física del papel aislante, obtenerla resulta bastante demorado, además de costoso porque es necesario desarmar el transformador. Además hay que tener en cuenta que los resultados dependerán del lugar de donde se tomó la muestra, pudiendo caer en errores en la evaluación de los puntos críticos.

#### **B. Mediante el contenido de Furanos.**

La estimación del DP mediante este método implica que previamente se deben identificar dos tipos de transformadores de potencia sumergidos en aceite: los que poseen papel aislante térmicamente tratado (TUP) y los que no lo poseen (No-TUP). La diferencia entre estos tipos de transformadores radica en que el contenido de furanos desprendido por las unidades con papel No-TUP es considerable, específicamente el 2furfuraldehído (2FAL), con relación a las unidades con papel TUP [25].

Por lo tanto, debido a la ausencia o al mínimo contenido de 2FAL en unidades TUP, estimar el DP en función de este parámetro en unidades con papel TUP resulta erróneo.

Varios autores han propuesto ecuaciones para relacionar el contenido de 2 FAL con el grado de polimerización del papel, entre ellas tenemos:

- Chengdong : 
$$DP = \frac{1,51 - \log_{10}(2FAL)}{0,0035} \quad (1.1)$$

- DePablo : 
$$DP = \frac{7100}{8,88 + (2FAL)} \quad (1.2)$$

$$DP = \frac{800}{0,186 \times (2FAL) + 1} \quad (1.3)$$

La ecuación (1.1) propuesta por Chendong, en la cual el 2FAL están en [ppm], es de las más utilizadas en laboratorios, el inconveniente es que no resulta aplicable a transformadores con papel TUP [25].



DePablo realiza su análisis con la suposición de que el DP inicial es 800 y el peso molecular del 2FAL es 96, en la ecuación (1.3) DePablo se basa en la suposición de que en un transformador en normal funcionamiento, el 20% de aislamiento del devanado (las capas más internas), se degrada con el doble de rapidez que el resto del papel [26]. En (1.2) y (1.3) el parámetro 2FAL se encuentra en ppm

- Burton: 
$$DP = \frac{2,5 - \log_{10}(2FAL)}{0,005} \quad (1.4)$$

- Pablo Vuarchex: 
$$DP = \frac{2,6 - \log_{10}(2FAL)}{0,0049} \quad (1.5)$$

Los modelos propuestos por Burton (1.4) y Vuarchex (1.5), así como el de Chengdong (1.1) son modelos experimentales, trabajados en función de ensayos de laboratorio y pruebas de campo, mientras que el modelo de DePablo es producto de la investigación realizada en el trabajo CIGRE 15.01.03.

Usando las ecuaciones antes mencionadas podemos hacer un análisis de variación de la relación del DP-2FAL, al usar cada una de las ecuaciones, dicho análisis se presenta en la Tabla 1.8.

2FAL (ppm)	DP					Desviación estándar
	Chengdong	DePablo 1	DePablo 2	Burton	Vuarchex	
0,01	1002,857	798,65	668,896	900	938,776	130,84467
0,025	889,16	797,305	660,611	820,412	857,563	88,0208928
0,05	803,151	795,073	647,249	760,206	796,129	65,4017458
0,075	752,84	792,853	634,417	724,988	760,192	60,2041428
0,1	717,143	790,646	622,084	700	734,694	61,137867
0,25	603,446	777,656	557,103	620,412	653,482	83,2067959
0,5	517,437	756,93	474,496	560,206	592,047	108,265895
0,75	467,125	737,279	413,223	524,988	556,11	123,274892
1	431,429	718,623	365,965	500	530,612	133,197066
2,5	317,731	623,902	217,037	420,412	449,4	152,536959
5	231,723	511,527	129,324	360,206	387,965	147,464019
10	145,714	376,059	71,518	300	326,531	129,225668
15	95,402	297,32	49,425	264,782	290,594	117,778564
20	59,706	245,845	37,761	239,794	265,096	111,03859
30	9,394	182,613	25,653	204,576	229,159	104,398288

Tabla 1.8. Comparación de la relación 2FAL – DP en función de la ecuación usada. Fuente: propia

En la Tabla 1.8 se puede observar que, para todas las ecuaciones propuestas, a medida que el nivel de 2FAL aumenta el índice de polimerización va decayendo. Lo cual demuestra que la degradación del papel es una relación directa de la cantidad de furanos en el aceite.

En la Figura 1-14 se puede observar el comportamiento de cada una de las relaciones propuestas, la diferencia que tienen ellas es producto de la metodología usada para obtenerla.

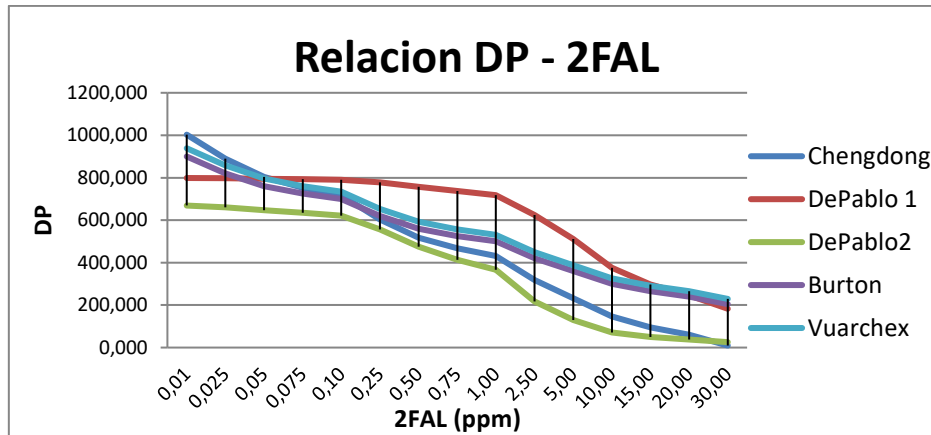


Figura 1-14. Graficas de ecuaciones que relacionan al DP y 2FAL. Fuente propia.

En el caso de transformadores con papel TUP, como ya se mencionó anteriormente, relacionar el DP con el nivel de 2FAL resultaría erróneo, ya que el nivel de este parámetro en el aceite es muy bajo o simplemente no existe debido al tratamiento térmico que posee el papel aislante [25]. Una forma de estimar el DP en transformadores con papel TUP sin necesidad de desarmar el transformador para obtener una muestra, es relacionar el DP con el total de furanos, ecuación (1.6).

- $$DP = \frac{\log_{10}(\text{Total Furanos}) - 4.0355}{-0.002908} \quad (1.6)$$

En donde el total de furanos se encuentran en [ppb].

Graficando (1.6) observamos que en un transformador con papel TUP, al ir aumentando el nivel del total de furanos presente en el aceite el DP va decreciendo, con un comportamiento similar al presentado por un transformador No-TUP.

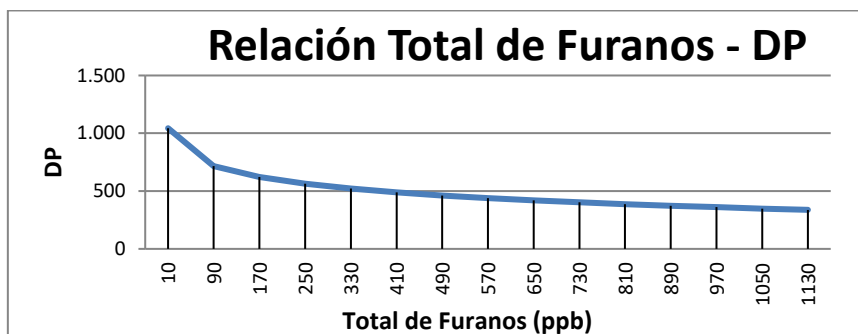


Figura 1-15. Grafica de la relación entre el total de furanos y DP. Fuente propia.

Margallo Gasco (2012), en su trabajo “Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos” [27], brinda una clasificación del estado de un transformador, en función del índice de polimerización del papel aislante y el nivel de furanos presentes en el aceite. Dicha clasificación se presenta a continuación en la Tabla 1.9.

Furanos en el aceite [ppb]	DP	Estado del Transformador
>700	1200 - 454	Sano
701 - 1000	453 - 300	Cuestionable
1001 - 2500	271 - 213	Baja Fiabilidad
<5000	>213	Posible Falla inminente

Tabla 1.9. Estado de un transformador en función de su nivel de furanos y DP. Fuente Propia

## 1.5. La lógica difusa

El concepto de Lógica Difusa, aparece en los años 70, creada por el profesor Lofti A. Zadeh, en la Universidad Berkeley California, y se la presenta como una herramienta de procesamiento de información en la cual los datos podrían tener cierto grado pertenencia a conjuntos.

Se la define como: “una lógica multievaluada que permite representar matemáticamente la incertidumbre y la vaguedad, proporcionando herramientas formales para su tratamiento” [28]. El ser humano es capaz de comunicar su experiencia usando términos vagos, un ejemplo de esto podría ser la temperatura del día, una persona podría expresar que el día está frío, templado o caluroso, sin que esto implique definir intervalos específicos de temperatura, y su interlocutor le entendería perfectamente.

En lógica tradicional resultaría muy complicado procesar dicha información, y sería necesario definir los intervalos para los cuales, un día es, frío, templado o caluroso, podríamos considerar que el día está frío con temperaturas de hasta 12°C, templado con temperaturas  $12 < t < 20$ °C y caluroso con temperaturas de 20°C en adelante.

Tomando la situación de que la temperatura del día se situara en los 19.99, usando la lógica tradicional, el día debería catalogarse como templado, sin embargo considerando la lógica humana, a esa temperatura el día debería ser catalogado como caluroso. La imprecisión en el razonamiento basado en la experiencia es producto de:

- A. Pereza:** El mundo real es no determinista, es decir posee alta aleatoriedad, por lo tanto resulta complicado obtener todas las variables que intervienen en un problema.
- B. Ignorancia Teórica:** Resultado del desconocimiento del método necesario para modelar el problema.
- C. Ignorancia Práctica:** Parte del hecho de que resulta complejo obtener todos los datos asociados al estudio de un problema, pudiendo en algunos casos obtener datos erróneos.

Es posible hallar problemas como el mencionado en muchos de los fenómenos estudiados por las diferentes ciencias existentes. Resumiendo se puede decir que la lógica difusa es capaz de trabajar con información inexacta o incompleta, para a partir de ella obtener resultados convencionales, mientras que la lógica tradicional tan solo permite realizar evaluaciones de fenómenos completamente definidos.

Este tipo de lógica es recomendable cuando se estudian casos en los cuales no existe un modelo matemático para analizarlo, o en sistemas que su comportamiento sea no lineal y con alta aleatoriedad. Sin embargo la solución de sistemas en lógica difusa necesita de un criterio

experto que permita la resolución del problema, criterio que necesariamente debe ser expresado lingüísticamente [28].

### 1.5.1. Conjuntos difusos

En la lógica tradicional un ejemplo de conjunto es un grupo de elementos que pueden calificarse por las características comunes que poseen entre sí (color, tamaño, etc.). En lógica difusa, un conjunto difuso es aquel en el cual sus elementos pueden pertenecer en cierto grado al conjunto (grado de pertenencia), es decir se encuentran dentro del intervalo en el cual pueden pertenecer al conjunto (grado de pertenencia=1), o no hacerlo (grado de pertenencia=0)

Zadeh propone el primer ejemplo de conjunto difuso denominado los hombres altos, usando la lógica tradicional, un hombre es alto si su altura es mayor a 1.80m, por ejemplo se consideraría alto a un hombre con una altura de 1.81m, mientras que se considera bajo a uno con una altura de 1.79m (Figura 1-16). Bajo el razonamiento de la lógica común esto tiene coherencia ya que el límite para considerarse alto es 1.80m, es decir una persona pertenece al grupo de los altos si y solo si pasa de dicho límite.

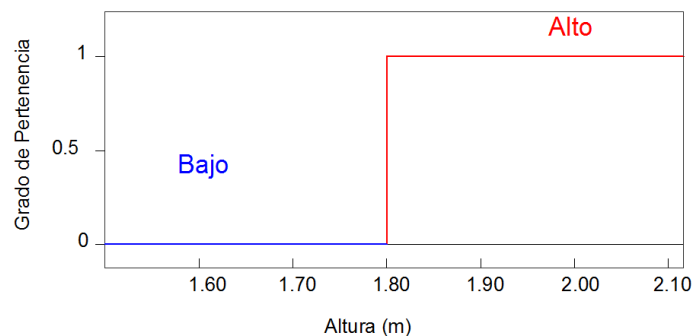


Figura 1-16. Ejemplo de función de pertenencia conjunto clásico. Fuente propia.

Viendo el mismo problema desde el punto de vista difuso, cuando una persona mide 1.79 ya posee un cierto grado de pertenencia al conjunto de hombres altos. Desde la lógica humana no habría mayor diferencia ya que es “tan solo” un centímetro más bajo. La grafica de esto se muestra en la Figura 1-17.

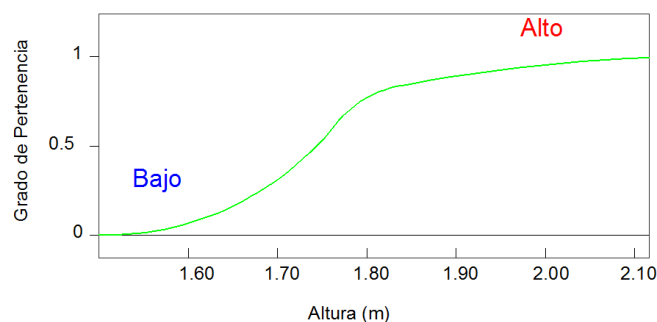


Figura 1-17. Ejemplo función de pertenencia de conjunto difuso. Fuente propia

En baso a lo enunciado, a continuación se pueden definir las funciones de pertenencia (membresía).

## 1.5.2. Funciones de pertenencia.

Las funciones de pertenencia o de membresía, representan el grado de pertenencia que posee un elemento dentro un universo dado, se consideran también como una forma de representar al conjunto difuso.

Las funciones de pertenencia están compuestas por tres diferentes partes [29] (Figura 1-18):

- **Núcleo:** es aquella región en donde el grado de pertenencia de la función es completo, es decir  $\mu(x) = 1$
- **Soporte:** es aquella región de la función de pertenencia en el cual  $\mu(x) > 0$
- **Límites:** son aquellas regiones en donde el grado de pertenencia adquiere valores mayores a 0 pero no llegan a 1, es decir  $0 < \mu(x) < 1$

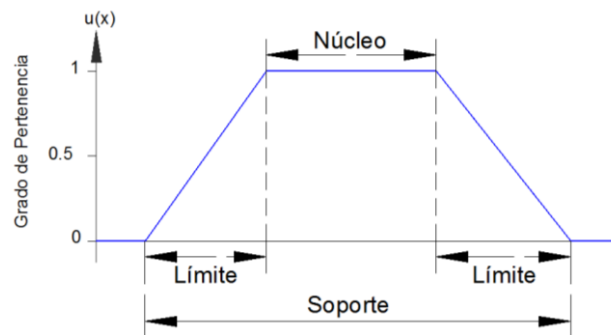


Figura 1-18. Partes de una función de pertenencia [29].

Un ejemplo de función de pertenencia puede ser la temperatura de un día cualquiera (Figura 1-19), en la función se puede observar que dependiendo de la temperatura a la que se encuentre el día, bajo el criterio de lógica difusa será como: frío, templado o caluroso.

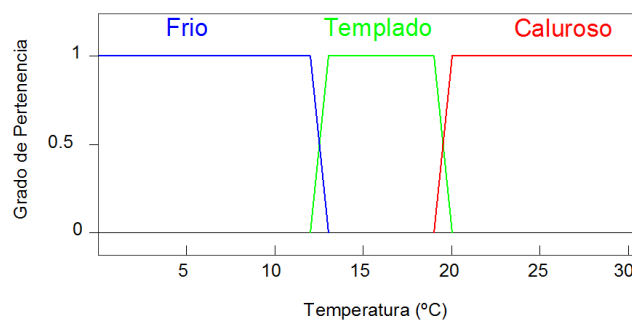


Figura 1-19. Ejemplo función de pertenencia de temperatura durante un día. Fuente propia.

En la Figura 1-19 se observa que una función de pertenencia ha reemplazado valores numéricos que pudiesen ser algo ambiguos por valores lingüísticos que equivalen a las funciones numéricas.

El tipo o forma de función de pertenencia que el investigador ocupe, depende del criterio con el que se desea resolver el problema, además la función variará dependiendo de parámetros

como el punto de vista del investigador, así como la experticia matemática que posea [30]. Las funciones de pertenencia comúnmente usadas se enumeran a continuación.

### 1.5.2.1. Función triangular.

La función triangular se encuentra definida por sus extremos inferior  $a$  y superior  $b$ , además del valor modal  $m$ . Esta función no necesita ser simétrica.

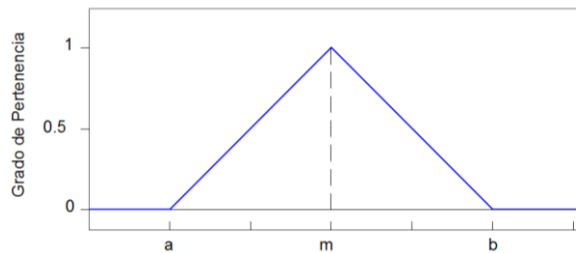


Figura 1-20. Función de pertenencia triangular. Fuente propia.

### 1.5.2.2. Función trapezoidal.

La función trapezoidal se encuentra definida por sus extremos inferior  $a$  y superior  $d$ , y los límites intermedio inferior  $b$  y superior  $c$ . Tal que  $a < b < c < d$ . Esta función no necesita ser simétrica.

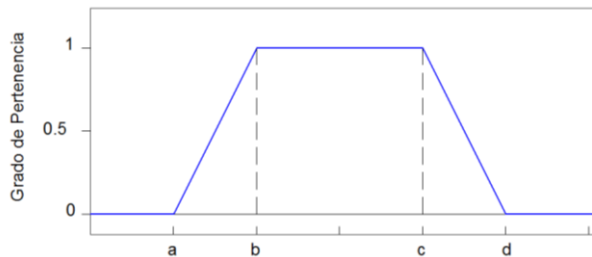


Figura 1-21. Función de pertenencia trapezoidal. Fuente propia.

### 1.5.2.3. Función gamma.

La función gamma se encuentra definida por la siguiente ecuación:

$$\mu(x) = \begin{cases} 0, & \text{para } x \leq a \\ 1 - e^{-k(x-a)}, & \text{para } x > a \end{cases} \quad (1.7)$$

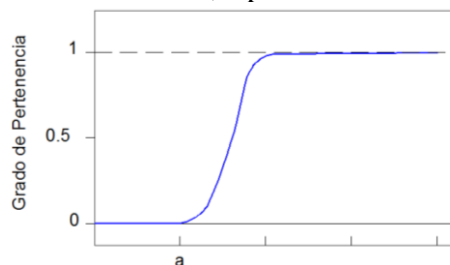


Figura 1-22. Función de pertenencia gamma. Fuente propia.

### 1.5.2.4. Función sigmodal.

La función sigmodal se encuentra definida por sus límites superior **b** en inferior **a**, y del punto de inflexión **m**, tal que  $a < m < b$  la siguiente ecuación:

$$\mu(x) = \begin{cases} 0, & \text{para } x \leq a \\ 2 \left( \frac{x-a}{x+a} \right)^2 & \text{para } a < x \leq m \\ 1 - 2 \left( \frac{x-a}{x+a} \right)^2 & \text{para } m < x < b \\ 1, & \text{para } x \geq b \end{cases} \quad (1.8)$$

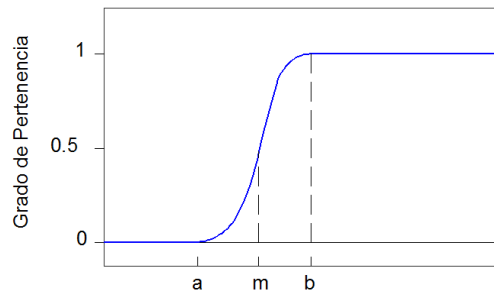


Figura 1-23. Función de pertenencia sigmodal. Fuente propia.

### 1.5.2.5. Función gaussiana.

La función gaussiana está definida por su valor medio **m** y el parámetro **k**. Al ser una función de gauss, mientras mayor sea el valor de **k**, más estrecha será la campana que forma la gráfica de esta función. Se encuentra definida por la ecuación:

$$\mu(x) = e^{-k(x-m)^2} \quad (1.9)$$

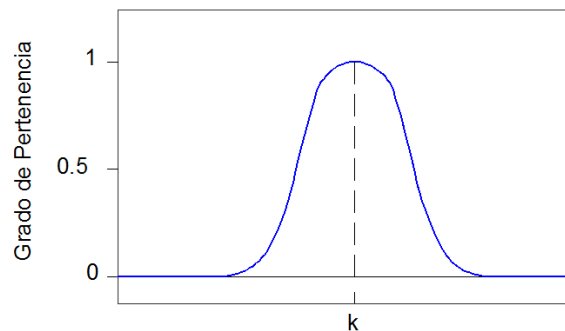


Figura 1-24. Función de pertenencia gaussiana. Fuente propia.

### 1.5.3. Sistemas de inferencia difusos.

Un sistema de inferencia difuso se define como el proceso mediante el cual se obtiene una salida, para una a varias entradas mediante el uso de la teoría de conjuntos difusos [28]. Otro autor los define como sistemas expertos de razonamiento lógico aproximado que mapean un vector de entradas para generar una única salida (escalar) [31]. En la Figura 1-25 se puede observar la composición de un sistema de inferencia difuso, se puede observar las diferentes etapas necesarias para realizar un análisis basado en sistemas de inferencia difusos.

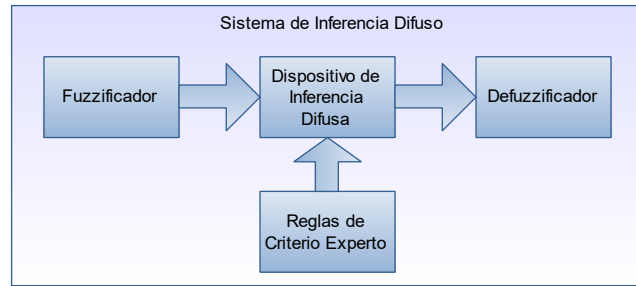


Figura 1-25. Sistema de inferencia difuso. Fuente propia

### 1.5.3.1. Fuzzificación y Defuzzificación

La “**Fuzzificación**” no es más que el proceso de transformar variables reales determinísticos en variables lingüísticas, este proceso se lo realiza determinando el grado de pertenencia de la entrada a los conjuntos difusos asociados (funciones de pertenencia), mientras que la “**Defuzzificación**”, consiste en realizar lo contrario, es decir se transforma una variable lingüística en una real determinística con un valor crisp [32].

### 1.5.3.2. Reglas de criterio experto

Se puede definir a las reglas de criterio experto como la combinación de estados de una o más de las variables de entrada, las cuales son asociadas a un conjunto difuso de salida mediante operadores IF (si), OR (ó) y THEN (entonces). Las mencionadas reglas son construidas mediante criterios difusos que en números crisp resultarían imposibles de evaluar.

Tomando como base la función de pertenencia de la Figura 1-19, un ejemplo de reglas de criterio experto sería el razonamiento que una persona hace para saber que ropa llevar puesta cuando sale de su casa.

- Regla 1: Si el día es caluroso, entonces lleve ropa liviana
- Regla 2: Si el día es templado o frío, entonces lleve ropa abrigada

En el ejemplo se observa claramente que la salida (que ropa llevar) responde a la combinación de estados de la variable temperatura del día.

### 1.5.3.3. Dispositivo de inferencia difusa

Un dispositivo de inferencia difusa es un sistema que posee la capacidad de interpretar las reglas de criterio experto con el fin de obtener una variable lingüística de salida, a partir de los actuales valores de las variables de entrada [31]. Existen dos tipos de dispositivos de inferencia difusa usados comúnmente, los métodos de Sugeno y Mamdani.

#### A. MAMDANI

El método propuesto por Ebrahim Mamdani en 1975, es el más ampliamente utilizado en los análisis con lógica difusa, este método utiliza reglas del tipo IF – THEN (si – entonces). Este método evalúa entradas de tipo lingüístico mediante reglas de criterio experto y obtiene una respuesta lingüística. Para realizar la evaluación de cada entrada, se usan los criterios de máximo (OR) y mínimo (AND), dependiendo del operador lógico que posean las reglas de



criterio experto. Este procedimiento se muestra en la Figura 1-26, procedimiento que se encuentra afectado por las siguientes reglas

- Rule 1: Si  $x_1$  es  $A_{11}$  y  $x_2$  es  $A_{12}$ , entonces  $B_1$  es  $y$ .
- Rule 2: Si  $x_1$  es  $A_{21}$  ó  $x_2$  es  $A_{22}$ , entonces  $B_1$  es  $y$ .

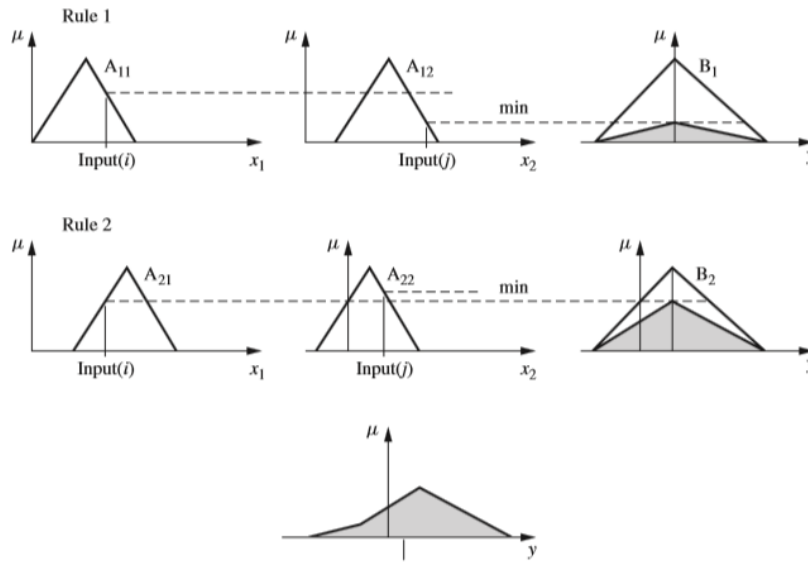


Figura 1-26. Metodología Mamdani con valores de entrada crisp [29].

## B. SUGENO

Este método se diferencia del Mamdani en que el resultado del análisis ya no es una etiqueta lingüística, sino que es una función de las entradas. Este modelo se encuentra basado en reglas en las cuales las entradas son variables lingüísticas y la salida se representa como una función lineal de las variables de entrada.

$$\text{Si la entrada es } X, \text{ entonces la salida} = F(X) \quad (1.10)$$

Ecuación 10: Regla tipo si – entonces en sistemas Sugeno. Fuente propia.

La salida al ser obtenida de las reglas activadas en un determinado momento, ya es un valor crisp, motivo por el cual ya no es necesario defuzzificar la salida.

### 1.5.3.4. Métodos de Defuzzificación.

Esta etapa es necesaria en los sistemas Mamdani, La selección del método de Defuzzificación puede jugar un papel decisivo en la síntesis de modelos difusos para muchas áreas de aplicación. A continuación se presentara los más comunes:

#### A. CENTROIDE.

Conocido también como centro de área, el método del centroide es el más comúnmente usado y es consiste en calcular el centro de gravedad del polígono resultante del dispositivo de inferencia.

## B. BISECTOR

Este método consiste en dividir al polígono resultante en dos subregiones de igual área. Dependiendo del caso, es posible que en algunos casos esta coincida con la línea del centroide.

## C. MAXIMO, MINIMO.

Representan los valores máximos y mínimos del valor máximo de pertenencia del polígono resultante.

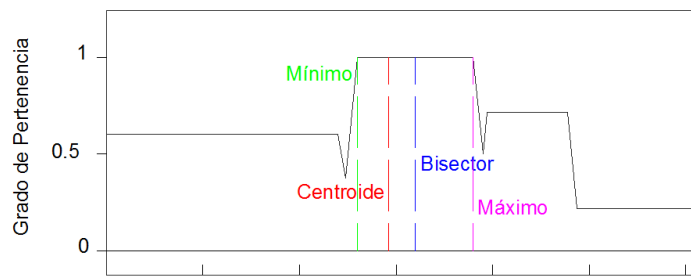


Figura 1-27. Métodos de Defuzzificación. Fuente propia.

## 2. DETERIORO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Un transformador desde que es puesto en servicio se encuentra expuesto a diferentes factores de riesgo. La Figura 2-1, conocida como curva de bañera, muestra en riesgo de fallo de un transformador de potencia. En ella se observa que, tanto el inicio, como en el final de su vida útil, las posibilidades de falla de un transformador de potencia son bastante considerables, con relación a la etapa media, en donde las posibilidades decrecen.



Figura 2-1. Probabilidad de falla del transformador de potencia [4].

El primer periodo de la vida útil de un transformador de potencia se denomina de falla prematura, conocido también como etapa de “muerte infantil”. Durante esta etapa existe una gran posibilidad de la ocurrencia de fallas producto de falencias constructivas, errores de diseño, errores de almacenamiento o incluso conexiones defectuosas.

Todas estas fallas se presentan al momento de energizar e iniciar la operación del transformador, y la probabilidad de ocurrencia de estas disminuye rápidamente conforme avanza el tiempo de uso del transformador.

El periodo intermedio, conocido como periodo de **falla aleatoria**, es el intervalo en el que el transformador opera con regularidad, la probabilidad de la ocurrencia de algún problema en el transformador en este intervalo es baja, y está supeditado a las condiciones normales de funcionamiento.

El periodo final, denominado de **falla por desgaste**, es aquel en el cual la probabilidad de falla aumenta drásticamente debido al deterioro y envejecimiento de los diferentes componentes del transformador, especialmente la degradación del aislamiento sólido.

En esta etapa el transformador llega al fin de su vida confiable, quedando expuesto a la posibilidad de una falla definitiva, la cual provocaría una salida de operación definitiva de la unidad.

### 2.1. El envejecimiento del transformador de potencia

Tomando en cuenta que la probabilidad de falla de un transformador de potencia aumenta drásticamente debido al envejecimiento del transformador, resulta necesario conocer los efectos del paso del tiempo en las diferentes partes del transformador.

Una unidad de transformación está compuesta por un sin número de materiales, de los cuales, los que se presentan en mayor medida son:

- Cobre, presente principalmente en los bobinados
- Hierro, presente en la cuba, yugos, sujeciones y demás partes exteriores metálicas
- Aislamientos, sólido y líquido.

El envejecimiento de un transformador de potencia ocurre cuando sus diversos subsistemas empiezan a presentar deterioro, ya sea por el paso del tiempo, o por la existencia de condiciones negativas de operación y mantenimiento que alteran el normal funcionamiento de cada subsistema.

Debido a la naturaleza del aislamiento sólido, y el rol primordial que éste juega en el funcionamiento de un transformador, se considera que el envejecimiento del papel aislante es el principal problema de un transformador [33].

Comparando el aislamiento sólido con el líquido, este último es relativamente más sencillo y económico de tratar, o incluso cambiar. Sin embargo, el aislamiento sólido, específicamente el papel aislante, envuelve completamente a los devanados, motivo por el cual resulta muy complicado cambiarlo o repararlo [4].

## **2.2. El papel aislante y el estado de salud de un transformador**

Debido a la dificultad, incluso imposibilidad, de realizar mantenimiento alguno sobre el aislamiento sólido, se considera que este es el elemento más vulnerable que posee un transformador de potencia. Son varios los autores que consideran que el estado en que se encuentra el aislante sólido, está directamente ligado con el estado de salud de un transformador de potencia [34] [35] [36] [37] [38] [33].

Ante solicitaciones de carga o de cortocircuitos en la red a la cual se encuentre conectado, el transformador podría estar expuesto a esfuerzos electrodinámicos que provocan movimientos en los devanados, además de posibles aumentos de temperatura, efectos a los cuales el papel aislante debe tener la capacidad de resistir sin presentar daños. En el posible caso de que el aislante sólido se encuentre deteriorado, se podrían producir roturas en él, que desencadenen en conductores expuestos, con la consiguiente posibilidad de fallas a masa, las cuales podrían llegar a ser fatales para el transformador. Es por eso que autores como Flores (2007) [19], Jadav (2012) [33], Piegari (2015) [39], Medina (2017) [22], entre otros, consideran que “la vida del transformador es la vida del papel”.

### **2.2.1. El estado del papel aislante**

Según la Tabla 1.9, el aislante sólido de un transformador de potencia presenta características eléctricas y mecánicas relativamente constantes si su DP es superior a 500, para valores inferiores a 500 y cercanos a 200, el estado del papel es cuestionable, tanto la rigidez dieléctrica

como la resistencia mecánica decaen notablemente. Para valores inferiores a 200 se considera que el papel ha perdido sus capacidades mecánicas y dieléctricas.

Un transformador cuyo aislamiento sólido ha alcanzado niveles de DP inferiores a 200 puede funcionar durante varios años, sin embargo existe grandes probabilidades de que ante una sollicitación térmica o de carga, el aislante sólido provoque una falla final del transformador, motivo por el cual se considera que a valores de DP tan bajos, el aislante, y con ello el transformador, han llegado al fin de su vida confiable, considerando así que la unidad de transformación en estado de falla inminente.

En los estudios realizados por Stebbins [40] y Sen [41] se proponen las ecuaciones (2.1) y (2.2) respectivamente. Mediante ellas, los autores proponen una manera de estimar el porcentaje de vida utilizada durante la operación de un transformador.

- $\%Vida\ Utilizada = \frac{\log_{10}(DP) - 2.903}{-0.006021}$  (2.1)

- $Vida\ Remanente = \frac{\log_{10}(DP) - 2.903}{-0.006021}$  (2.2)

Las gráficas de (2.1) y (2.2) demuestra claramente cómo el porcentaje de vida utilizada del papel va aumentando conforme el DP disminuye.

En la Figura 2-2 se puede observar que según las ecuaciones de Sen y Stebbins, la vida del papel aislante de un transformador empieza a consumirse a partir de un valor de DP=800, mientras que para un valor de DP<200, la vida confiable del papel aislante ha sido consumida en su totalidad.

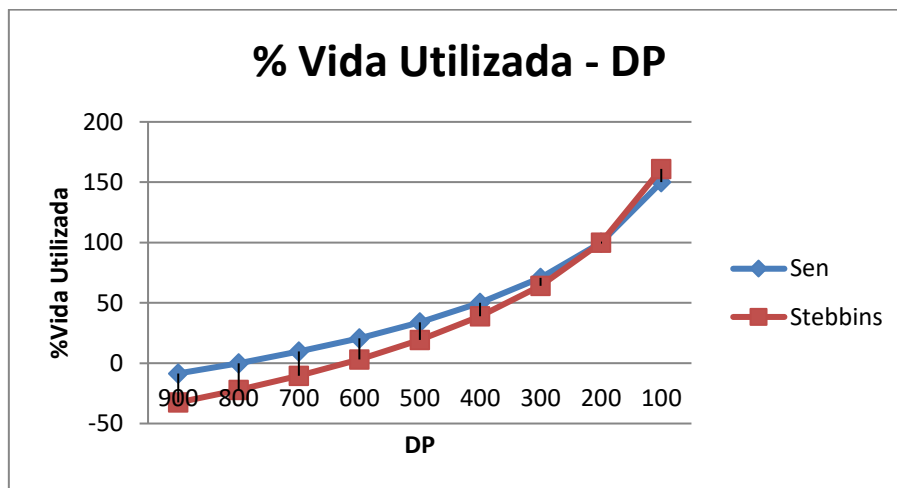


Figura 2-2. Porcentaje de vida de papel aislante utilizada. Fuente propia.

### 2.3. Envejecimiento del papel aislante

El envejecimiento del papel aislante está ligado al deterioro de los polímeros, los cuales al degenerarse provocan la ruptura de las cadenas de celulosa, lo que desemboca en la reducción del grado de polimerización, reduciendo así la resistencia mecánica del papel [42].

Son varios los agentes que provocan el deterioro del aislamiento sólido de un transformador, entre los agentes que provocan el envejecimiento del papel encontramos:

- Cortocircuitos y otras grandes solicitaciones repentinas de la red, que provocan grandes esfuerzos electrodinámicos en el transformador
- Fallas en la refrigeración del transformador, cuyo efecto serían elevadas temperaturas en el interior.
- Contaminación por ingreso de partículas, o excesivo ingreso de humedad

En general se puede decir que el envejecimiento del papel aislante de un transformador es producto de la mezcla de fenómenos tanto químico, como mecánicos, los cuales en conjunto degeneran de manera progresiva al papel aislante. La humedad, el oxígeno, y el calor son los principales agentes responsables del envejecimiento del papel aislante [33].

A pesar de que el papel térmicamente mejorado TUP tiene una mayor expectativa de vida que el papel Kraft, continua siendo muy vulnerable a los efectos que la humedad y el calor producirían en él [33].

Es posible estimar la reducción del grado de polimerización del papel aislante mediante la ecuación (2.3), relación que representa la tasa de degradación del DP con respecto al tiempo, en función de los cambios de temperatura y la contaminación química presente en la cuba del transformador.

$$\frac{dDP(t)}{dt} = -k(t) \cdot [DP(t)]^2 \quad (2.3)$$

De donde  $k(t)$  es la tasa de degradación del papel aislante y es posible obtenerla mediante la expresión (2.4).

$$k(t) = A \cdot e^{\frac{-E_a}{R \cdot \theta_{HS}}} \quad (2.4)$$

De donde:

- $E_a$  es la energía mínima requerida para la reacción química [J/mol].
- $A$  representa el nivel de influencia que tiene la contaminación ambiental, sobre la velocidad con la tasa de degradación en [horas<sup>-1</sup>].
- $R$  representa la constante universal de los gases  $R=8.314$  [J/mol/°K]
- $\theta_{HS}$  es el punto de mayor temperatura del bobinado del transformador en [°K]

Trabajando sobre la expresión (2.3) se obtiene que la reducción del grado de polimerización es:

$$DP(t) = \frac{DP(t_0)}{1+DP(t_0) \cdot k(t) \cdot \Delta t} \quad (2.5)$$

De donde:

- $DP(t_0)$  es el valor de DP al inicio del intervalo  $\Delta t$ .
- $DP(t)$  es el valor de DP al fin del intervalo  $\Delta t$ .

La expresión obtenida en (2.5) representa el grado de polimerización que el papel aislante posee, luego de haber sido expuesto a agentes contaminantes y los efectos de la temperatura después de un intervalo de uso  $\Delta t$ .

La degradación del papel aislante ocurre principalmente debido a tres procesos específicos: oxidación, pirólisis e hidrólisis. La existencia de uno u otro proceso de degradación del papel aislante de un transformador de potencia, está ligado directamente a la temperatura a la cual se encuentra funcionando la unidad, sin embargo, hay que tomar en cuenta que es posible que los tres procesos se presenten de manera conjunta y estén ligados uno al otro. Los efectos que producidos debido a uno de los procesos de degradación, son desencadenantes o incluso pueden provocar la aceleración de otro [22].

En la Figura 2-3, Medina muestra el rango de temperatura en los que ocurre cada uno de los procesos de degradación del papel aislante.

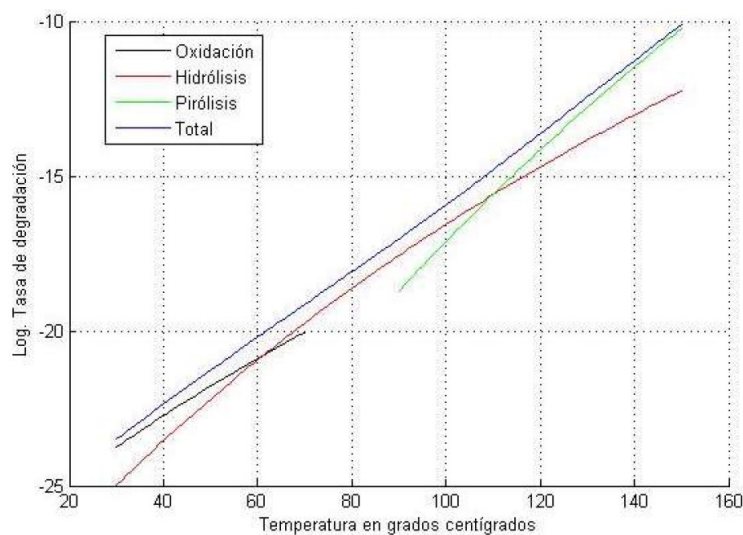


Figura 2-3. Porcentaje de vida de papel utilizada [22].

Es claro que a temperaturas bajas, es decir cuando el transformador se encuentra subcargado, los procesos de degradación predominantes son la oxidación y la hidrólisis. Mientras que al subir la temperatura el proceso dominante es la pirólisis.

Es de esperar que si un transformador se encuentra subcargado, la oxidación que pudiese presentarse en su interior provoque que el aceite se acidifique en gran medida, efecto que luego se convertirá en un acelerador de la degradación por hidrólisis, generando un aumento en la humedad interna. Si en ese mismo transformador, por efectos de una sobrecarga por tiempo extendido, o de un cortocircuito, la temperatura interna aumenta drásticamente, provocaría que se generen burbujas.

### 2.3.1. Oxidación.

La oxidación es la mezcla del oxígeno con los componentes internos del transformador, ya sea con la celulosa del papel, o con el aceite dieléctrico. Según se puede observar en la Figura 2-3,

la temperatura a la que sucede este fenómeno está entre los 30°C y los 70°C. Según [4], la oxidación es considerada como la segunda causa del envejecimiento del papel aislante de un transformador.

Producto de la oxidación, los enlaces de los grupos Hidroxilo (OH) de la celulosa se debilitan, dando lugar a CO, los cuales en conjunto con los hidroxilos generan la aparición de furanos como el 2-Furfural, 2-Furaldehído, entre otros [22] [4], Otro producto de la oxidación es el agua, la cual genera que el papel se debilite y empiece a deteriorarse, lo cual provoca la aparición de ácidos en el aceite dieléctrico.

Los ácidos se asientan fuera del aceite y el resto en las partes del sistema de aislamiento en forma de subproductos causando la generación de lodos, cuando estos lodos llegan a los conductos de recirculación del aceite, provocan obstrucciones que reducen la capacidad de enfriamiento del transformador. Además, la oxidación en conjunto con la aparición de humedad en el interior del transformador, provocan la corrosión y oxidación de las partes metálicas sólidas del transformador, aumentando la contaminación del aceite dieléctrico [43].

### **2.3.2. Pirólisis.**

La pirólisis es un fenómeno que ocurre a temperaturas elevadas y no necesita de agentes como el oxígeno o el agua para iniciarse. Es el proceso de degradación de la celulosa principal cuando el transformador se encuentra sobrecargado durante lapsos de tiempo considerables, produciendo una tasa de degradación mucho más elevada que la hidrólisis, además la energía de activación que este proceso necesita para iniciarse, es entre 1.4 y 2 veces mayor que la necesaria para activar la hidrólisis [22].

Como producto de la pirolisis, es posible observar la aparición de burbujas de agua en la superficie del aislante sólido, las cuales generan la disminución de la rigidez dieléctrica.

La región superior del transformador es la que más sufre por efectos de la pirólisis, esto debido a que en esa zona, la temperatura a la que se encuentran los devanados es superior a la del resto de la unidad, por lo tanto la degradación térmica del papel se presenta en mayor medida, especialmente en el punto denominado “Punto Caliente”.

La diferencia de temperaturas en el núcleo del transformador, es producida debido a que el aceite se va calentando mientras sube por los conductos de refrigeración, mientras que el aceite frío ingresa desde la parte inferior.

### **2.3.3. Hidrólisis.**

En [44] se define a la hidrólisis como la destrucción o alteración de una sustancia debido a la acción del agua. El mismo autor se refiere al proceso de hidrólisis de un transformador, como la degradación de la celulosa del papel aislante debido a su interacción con el agua. Según [22], el proceso de degradación por hidrólisis es desencadenado por la presencia de elementos ácidos en el aceite, los cuales son productos previos de la degradación por oxidación.





	TUP	No-TUP
$E_{a_{oxi}}$ [KJ/mol]	89	82
$A_{oxi}$	$4,6 \times 10^5$	$3,2 \times 10^4$

Tabla 2.1. Valores de  $E_{a_{oxi}}$  y  $A_{oxi}$ . Fuente:[22]

Autor	Kashiwagi	Conesa	Capart
$E_{a_{pir}}$ [KJ/mol]	220	215,7	255
$A_{pir}$	$7,2 \times 10^{20}$	$4 \times 10^7$	$5,8 \times 10^{20}$

Tabla 2.2. Valores de  $E_{a_{pir}}$  y  $A_{pir}$ . Fuente :[22].

		No-TUP				TUP		
Autor		Feng	Emsley	Lungard	Lelekakis	Emsley	Lungard	Lelekakis
$E_{a_{hid}}$ [KJ/mol]		128	111	111	111	111	111	111
Ahid	$H_p$							
	0,1		$1,07 \times 10^8$	$2 \pm 0,5 \times 10^8$		$6,65 \times 10^7$	$6,7 \pm 1,7 \times 10^7$	
	0,5				$1,4 \times 10^8$			$6,92 \times 10^7$
	1	$8,7 \times 10^{10}$	$3,5 \times 10^8$	$6,2 \pm 3 \times 10^8$			$11 \pm 5 \times 10^7$	
	1,5	$15 \times 10^{10}$			$6,8 \times 10^8$			$2,61 \times 10^8$
	2	$22 \times 10^{10}$	$7,78 \times 10^8$					
	2,7				$1,7 \times 10^8$			$1,03 \times 10^9$
	3			$2 \pm 0,8 \times 10^8$			$2,6 \pm 1,4 \times 10^8$	

Tabla 2.3. Valores de  $E_{a_{hid}}$  y Ahid. Fuente : [22].

El autor realiza un análisis en el cual plantea 3 escenarios:

- El primer escenario no considera la influencia de la humedad, asignando un valor de  $A$  constante a la ecuación (2.4), valor que dependerá del tipo de papel aislante que el transformador posea. Para transformadores con papel aislante TUP el valor de  $A = 1,07 \times 10^7$ , mientras que para transformadores con papel No-TUP  $A = 3,62 \times 10^8$ . Se reemplaza el valor de  $A$  en (2.4), para luego obtener la despolimerización mediante el uso de la ecuación (2.5)
- El segundo escenario considera únicamente el efecto de la despolimerización provocada por el efecto de la humedad del papel. Para esto será necesario calcular Ahid, para luego reemplazarlo en (2.4), y finalmente obtener el valor de despolimerización mediante (2.5)
- El tercer escenario considera el efecto provocado de manera conjunta por la hidrólisis, oxidación y la pirólisis. La degradación de la celulosa se la obtiene usando (2.6), mientras que el DP se lo obtiene con (2.7).

En el estudio propuesto por Medina [22], el autor realiza el análisis de la degradación de 4 unidades de transformación de potencia, para ello usa los 3 escenarios previamente indicados en este texto. Para el análisis el autor, genero 1000 perfiles de  $\theta_{HS}$  y  $H_p$  diferentes para cada unidad. Con estos valores, generó comparaciones de la degradación de la celulosa en el tiempo para cada escenario, obteniendo resultados como los que se muestran en la Figura 2-5.

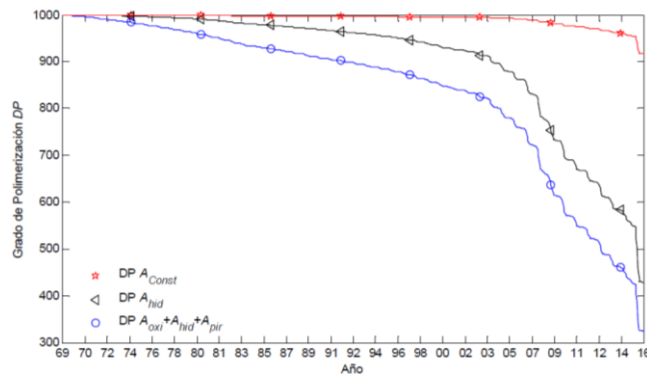


Figura 2-5. Evolución de la degradación de la celulosa propuesta por Medina [22].

En la Figura 2-5 se observa claramente la diferencia en la degradación de la celulosa, el primer escenario muestra una reducción de DP bastante baja, evidenciando el hecho que al considerar un valor de A constante, se provoca una subestimación de la degradación del papel en el tiempo.

Los resultados obtenidos en los escenarios 2 y 3 tienen curvas bastante similares, degradación que es considerada como más real por el autor. Sin embargo se debe tomar en cuenta que en el caso del escenario 2, se está eliminando el efecto que provoca tanto la oxidación como la pirólisis, motivo por el cual se observa que los valores de DP son más altos que los del escenario 3.

El autor también dispone de datos de ensayos de laboratorio realizados a las 4 unidades, entre estos datos se encuentran los reportes de DP y 2-FAL. Con los datos reportados en los ensayos de laboratorio y los datos obtenidos con los 3 escenarios, el autor realiza una comparación para verificar los resultados obtenidos (Tabla 2.4).

	T1	T2	T3	T4
DP reportado	540	833	311	572
Escenario 1	916	970,95	909,43	904,29
Escenario 2	427,37	544,77	359,09	499,06
Escenario 3	323,3	532,69	273,89	340,65

Tabla 2.4. Resultados de análisis del DP en estudio realizado por Medina. Fuente [22].

Se puede observar que en 3 de los 4 transformadores, los valores obtenidos mediante la alternativa 2, son bastante similares al de su DP reportado, motivo por el cual, en esta investigación se la considerará como la manera más factible de estimar la degradación de la celulosa.

#### 2.4. Efecto de la humedad en el papel aislante.

En [46] [47] [37] [22] [48] [49] se denota que al duplicarse el nivel de humedad, la vida mecánica del papel se reduce a la mitad. En [50] y [51] se manifiesta que con una humedad de entre 3% y 4%, durante una sobrecarga, es posible que un transformador falle, debido a la pérdida de rigidez dieléctrica, producto de la formación de burbujas en el aceite.

Según [48] la presencia de humedad en el aislamiento sólido y líquido de un transformador, juega un rol crítico en la expectativa de vida del mismo. En [36], el autor resalta que la evaluación del contenido de humedad en el sistema papel-aceite de un transformador de potencia, es una herramienta muy importante a la hora de valorar la expectativa de vida de un transformador.

En [50] se destaca que con el aumento de humedad en el aislamiento líquido de un transformador de potencia, la posibilidad de la existencia de descargas parciales aumenta sustancialmente.

En [37], [52], [53] y [50] se destaca que la presencia de la humedad no solo provoca la reducción de la rigidez dieléctrica del papel, sino que también es un agente acelerador del envejecimiento del sistema de aislamiento sólido del transformador.

Según [47] y [54], el nivel de furanos existentes en el sistema de aislamiento papel-aceite se incrementa, si la humedad existente en el transformador aumenta. Al existir una relación directa entre el nivel de furanos existentes dentro del transformador y el DP del papel aislante, el autor concluye que ante el incremento de la humedad, el deterioro en el sistema de aislamiento sólido aumenta drásticamente.

Durante la operación de un transformador es común que la temperatura interna del mismo varíe, cuando la temperatura se eleva en considerable medida, parte de la humedad superficial del papel migra hacia el aceite, sucede lo inverso cuando el transformador se enfría [4].

Sin embargo en el caso de que un transformador se encuentre funcionando a temperaturas muy por debajo de su temperatura normal de funcionamiento por un lapso de tiempo considerable, sucederá que la mayor cantidad de humedad se quedará en el aislamiento sólido [55], lo cual produciría que el efecto de la hidrólisis se acelere, con el consiguiente aumento en la degradación del aislamiento sólido en el tiempo.

Esta particularidad es la responsable de la “muerte prematura” de transformadores de potencia que se encuentran subcargados.

En la investigación desarrollada por Madavan (2015) [56], se realiza un análisis para determinar el envejecimiento de transformadores, por efecto de factores ambientales, principalmente la humedad.

El autor toma en varias muestras de aceite dieléctrico, medidas de: contenido de humedad, voltaje de ruptura dieléctrica, acidez, pérdidas dieléctricas, resistividad y constante dieléctrica. Luego las contamina con diferentes valores de humedad, y va observando como varían los parámetros antes mencionados conforme avanza el tiempo. En sus resultados se observa que, conforme avanza el tiempo, los efectos negativos en cada uno de los parámetros aumentan, siendo más notorio el efecto conforme la contaminación con humedad es mayor.

Por ejemplo en la Figura 2-6, se muestra el efecto de la humedad sobre la rigidez dieléctrica en diferentes muestras de aceite, las cuales fueron contaminadas con diferentes niveles de humedad, siendo MO1 la menos contaminada y MO10 la más contaminada. En la Figura 2-6 se puede observar que para muestras con valores de humedad mayor, el efecto negativo sobre es mucho más marcado y perjudicial.

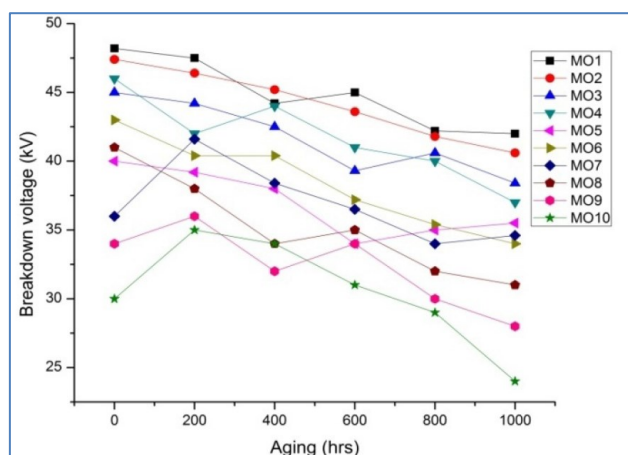


Figura 2-6. Comparación del efecto de diferentes niveles de humedad sobre la rigidez dieléctrica [56].

Al realizar acciones de mantenimiento sobre un transformador, a pesar de que existen métodos factibles de filtrado y secado del aceite, en donde se procura retirar las partículas suspendidas y la humedad presentes en el interior del transformador, resulta que es prácticamente imposible retirar la humedad que el papel aislante ha absorbido a lo largo de su tiempo de operación. Es por eso que se considera que la humedad presente en el papel siempre irá aumentando, conforme pase el tiempo de operación [22], y con ello el deterioro del mismo.

Los porcentajes de humedad permisibles para un transformador de potencia se encuentran en la Tabla 2.5. Cuando un transformador es nuevo, el nivel de humedad presente en el aceite es menor al 0.5%, conforme el tiempo avance la humedad en el transformador irá creciendo. Se considera que para valores de humedad <2%, la degradación del papel aislante será aceptable pero progresiva. Si el valor de la humedad excede el 2%, el papel se deteriorara drásticamente.

Contenido de Humedad	Estado del papel aislante
0,3% - 1%	Inicio de vida
1% - 2%	Tolerable
2% - 5%	Posiblemente húmedo
>5%	Húmedo

Tabla 2.5. Niveles de humedad permisibles en el papel aislante. Fuente : [22].

### 2.4.1. Evaluación del envejecimiento del papel aislante en función de la humedad

Partiendo del hecho de que en este documento se consideró a la ecuación (2.4) como la opción más factible para evaluar la despolimerización del papel aislante de un transformador de

potencia, a continuación se mostrara un proceso mediante el cual se evalúa los efectos de la humedad en el envejecimiento del papel.

En [22] se indica que es posible calcular la energía de activación de la hidrólisis  $A_{hid}$  en función de la humedad, mediante las expresiones (2.8) para unidades No-TUP y (2.9) para unidades TUP:

$$A_{hid} = (1,45 \times 10^8) \cdot H_p^2 + (2,09 \times 10^8) \cdot H_p + 5,88 \times 10^7 \quad (2.8)$$

$$A_{hid} = (9,70 \times 10^7) \cdot H_p^2 + (6,43 \times 10^7) \cdot H_p + 5,91 \times 10^7 \quad (2.9)$$

Donde  $H_p$  es el valor de la humedad del papel en [%], y es posible obtenerla mediante la ecuación (2.10), desarrollada de manera empírica por ABB [57]. Esta ecuación presenta la simplicidad de obtener la humedad del papel en función de la humedad del aceite y la temperatura de los devanados, datos que se obtienen de los ensayos de rutina realizados en un transformador de potencia.

$$H_p = 2,06915 \cdot e^{(-0,0297 \cdot \theta_{DE})} \cdot H_0^{0,4089 \cdot (\theta_{DE}^{0,09733})} \quad (2.10)$$

De donde  $H_0$  es la humedad el aceite expresado en [ppm] y  $\theta_{DE}$  es la temperatura del devanado en [°C].

Una vez obtenido el valor de  $A_{hid}$ , se obtiene la tasa de degradación de la celulosa  $k(t)$  mediante el uso de la ecuación (2.4), en donde se usará el valor de  $E_a=111$  [kJ/mol], tanto para transformadores TUP como para los No-TUP. Debido a que en unidades de transformación de potencia es complicado obtener el valor de temperatura del punto caliente  $\theta_{HS}$ , en esta investigación se usará el valor de 95°C para transformadores No-TUP y 110°C para transformadores TUP.

Finalmente el valor de la degradación  $k(t)$  se reemplaza en la ecuación (2.5), con lo cual se obtendrá el valor de DP(t).

Cabe recalcar que las simplificaciones realizadas en esta investigación se las hace debido a que la metodología desarrollada en esta investigación implica la obtención de resultados que muestren únicamente el estado de salud general de una unidad de transformación.

Usando como ejemplo los datos de históricos de humedad de dos transformadores, Tabla 2.6, se procederá a mostrar los efectos de la degradación hidrolítica sobre dicha unidad.

Trafo	Humedad [ppm]	Dp Acumulado	Periodo
1	14,02	899,506333	2012-2013
	13,33	799,693924	2013-2014
	18,43	722,515219	2014-2015

	12,29	642,705332	2015-2016
2	20,14	847,40913	2012-2013
	15,84	732,707242	2013-2014
	20,22	659,100207	2014-2015
	13,58	587,352017	2015-2016

Tabla 2.6. Datos históricos de humedad transformadores ejemplo. Fuente: propia.

El proceso de análisis se detalla a continuación:

- 1) Calcular la humedad del papel mediante la ecuación 2.10
- 2) Obtener la energía de activación de la hidrólisis  $A_{hid}$  mediante las ecuaciones 2.8 y 2.9, dependiendo del tipo de papel aislante que posea el transformador.
- 3) Mediante la ecuación 2.5 obtener la degradación producida por la humedad, reflejada en el DP del papel.

Con los datos de la tabla 2.6 y el proceso descrito anteriormente, se obtienen los datos descritos en la tabla 2.7.

Trafo	Humedad [ppm]	Dp Acumulado	Periodo	$\theta_{de}$ [°C]	$\theta_{hs}$ [°C]	$\theta_{hs}$ [°k]	$H_p$ [%]	$A_{hid}$	$k(t)$	DP por degradacion hidrolitca (Anual)
1	14,02	899,506333	2012-2013	70	95	368,15	1,32412838	61592851,4	1,09603E-08	827,997276
	13,33	827,997276	2013-2014	70	95	368,15	1,28344789	61506291,1	1,09449E-08	767,099979
	18,43	767,099979	2014-2015	70	95	368,15	1,56808762	62112957,2	1,10529E-08	714,06419
	12,29	714,06419	2015-2016	70	95	368,15	1,22057825	61372610,8	1,09211E-08	668,402939
2	20,14	847,40913	2012-2013	70	95	368,15	1,65651757	62301910,5	1,10865E-08	782,971706
	15,84	782,971706	2013-2014	70	95	368,15	1,42792211	61813922,2	1,09997E-08	728,044454
	20,22	728,044454	2014-2015	70	95	368,15	1,66058293	62310602,6	1,10881E-08	679,9604
	13,58	679,9604	2015-2016	70	95	368,15	1,29827801	61537841,2	1,09505E-08	638,324767

Tabla 2.7. Proceso de degradación hidrolítica en el tiempo. Fuente: propia.

Con el fin del simplificar el proceso y considerando que los transformadores operan a temperaturas cercanas a la nominal, se consideró que la temperatura de los devanados  $\theta_{DE}=70^{\circ}\text{C}$ , mientras que se consideró que la temperatura del punto caliente de  $\theta_{HS}=95^{\circ}\text{C}$ .

En amarillo se encuentran marcados los valores de DP iniciales, mientras que en verde se encuentran marcados los valores de DP finales. En los resultados es claramente visible que la degradación producida por la humedad resulta muy dañina, en un lapso de 4 años el papel aislante del transformador se deterioró considerablemente.

Los resultados muestran que al no tener un ambiente controlado, un transformador de potencia puede degradarse rápidamente. A tal punto que en un corto lapso de tiempo puede llegar al fin de su vida confiable.

## **3. EVALUACIÓN DEL ESTADO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA USANDO LOGICA DIFUSA**

### **3.1. El estado de un transformador**

Varios son los autores que han propuesto metodologías para estimar el estado en el que se encuentran las unidades de transformación, Abu Elanien (2012)[17], Ashkezari (2013) [58], Cerón (2015)[18], Ortiz (2016) [59] y Medina (2016) [1], por solo nombrar algunos de ellos. En los trabajos mencionados se presentan diferentes técnicas para realizar la estimación de un índice que le permite al autor valorar el estado de “salud” en el que se encuentra un transformador, mediante el estudio de diferentes parámetros constructivos y de funcionamiento propios de cada unidad.

La obtención de un índice que indique el estado de salud de cada uno de los transformadores de un sistema eléctrico de potencia, resultaría de gran ayuda para el administrador de este sistema, ya que mediante este índice el administrador sabrá en cuales de sus unidades es necesario realizar mayor inversión, además que le permitirá planificar de mejor manera sus acciones de mantenimiento, dando prioridad a las unidades que presenten mayor deterioro.

Para evaluar el estado de una unidad de transformación, es necesario definir al índice de salud de un transformador, como un valor cuantitativo que representa el estado general de salud de éste, obtenido mediante la combinación de la información resultante de pruebas de diagnóstico del transformador.

### **3.2. Los criterios expuestos por Abu Elanien, Andrés Cerón y Ricardo Medina.**

Tanto en el criterio experto propuesto por Abu Elanien en 2012 [17], como los de Andrés Cerón en 2015 [18] y Ricardo Medina en 2016 [1], se evalúa el estado funcional en que se encuentran las unidades de transformación de potencia mediante un “índice de salud”, usando para ello lógica difusa.

Si bien el criterio base de mencionadas investigaciones es similar, la metodología realizada por Abu Elanien se encuentra formulada para evaluar transformadores con voltaje de funcionamiento de hasta 69kV, mientras que Cerón la fórmula para transformadores con voltaje de entre 69 y 230kV, Medina complementa el análisis de los dos autores, evaluando unidades de transformación con voltajes de hasta 230kV, para unidades que poseen papel aislante del tipo térmicamente tratado, caso que no fue tratado por Cerón y Abu Elanien.

#### **3.2.1. Metodología de Abu Elanien.**

La metodología para la evaluación del índice de salud propuesta por Abu Elanien [17] consta de un sistema de inferencia difuso que posee 6 entradas con funciones de pertenencia definida



(humedad, acidez, rigidez dieléctrica, total de gases disueltos, factor de disipación y 2-FAL), y una sola salida (Índice de Salud). Parámetros que son obtenidos de los resultados de pruebas que se realizan comúnmente a transformadores de potencias.

El resultado del índice de salud es obtenido mediante un sistema de inferencia difuso que combina los estados de las 6 entradas propuestas y 33 reglas de criterio experto, reglas que fueron formuladas en función de la recopilación de las experiencias de organizaciones y expertos dedicados a la valoración y mantenimiento de transformadores de potencia.

Las reglas se encuentran formuladas en forma de sentencias que generan un estado de índice de salud (“bueno”, “malo”, etc.), al unir los diferentes estados de cada una de las diferentes variables de entrada, mediante operadores lógicos “o” e “y”, por ejemplo:

“Si (2-FAL es alto moderado o TDCG no es malo) y humedad no es malo y factor de disipación no es malo, entonces el índice de salud es moderado”. Las reglas se presentan en el ANEXO 1.

### **3.2.2. Metodología de Andrés Cerón.**

La metodología propuesta por Cerón [18] consta básicamente, del mismo sistema de inferencia difuso propuestos por Abu Elanien, el cual posee las mismas 6 entradas y como salida un índice de salud.

La diferencia en la metodología propuesta por Cerón radica específicamente en el voltaje de funcionamiento de las unidades de transformación en análisis. Motivo por el cual los límites permisibles para cada uno de los estados de las funciones de pertenencia cambiaron.

Es lógico suponer que el nivel de humedad permisible para un transformador que funciona a 69kV será mucho menor que para uno que funciona a voltajes superiores, caso similar ocurre con las demás entradas del análisis, motivo por el cual Cerón modificó las funciones de pertenencia propuestas por Abu Elanien, de tal modo que sean válidas para evaluar transformadores de voltaje superior. De mencionada modificación Cerón presenta 5 nuevas funciones de pertenencia, modificando todas las entradas excepto 2-FAL.

El nivel de 2-FAL presente en el aceite aislante es función directa de la degradación del papel aislante de los devanados, mas no del voltaje de funcionamiento, motivo por el cual no es necesario cambiar su función de pertenencia.

### **3.2.3. Metodología de Ricardo Medina.**

El método de evaluación desarrollado por Medina [1], posee una estructura de evaluación similar que la propuesta por Abu Elanien y Cerón, usando casi todas las funciones de pertenencia del análisis de Abu Elanien y las de Cerón, al igual que las reglas de criterio experto. La diferencia de la metodología radica en que el autor discrimina entre las unidades de transformación que poseen papel aislante del tipo kraft y las que tienen papel térmicamente mejorado.

Está demostrado que el papel térmicamente mejorado genera cantidades ínfimas de Furanos, motivo por el cual el análisis del estado del papel mediante el conteo de 2-FAL resultaría infructuoso para unidades de transformación con ese tipo de papel aislante. Debido a esta razón, Medina cambia la entrada 2-FAL del análisis de Abu Elanien y Cerón, por el Grado de Polimerización (DP).

En la práctica resulta muy complejo obtener el valor de DP en un transformador de potencia, ya que esto implicaría tomar directamente muestras del papel, lo cual en la realidad no resulta factible. Debido a mencionada dificultad, es posible obtener el valor del DP mediante la ecuación (2.6), como ya se explicó en la sección 2.5.

Logrando estimar el valor de DP, el autor modifica las reglas de criterio experto de tal manera que el sistema de inferencia difuso responda a la nueva entrada, obteniendo resultados muy aceptables para la evaluación de unidades de transformación TUP y No TUP.

### **3.2.4. El análisis desarrollado por Diego Chacón.**

En 2017 Chacón [2] presenta un análisis que muestra la respuesta del método de evaluación de unidades de transformación propuesto por Medina. El análisis consistió en realizar un análisis de sensibilidad del método, para ello procedió a variar uno a uno los valores de las entradas, moviéndose a lo largo de las funciones de pertenencia, para con ello verificar la respuesta del método en su salida.

En la Figura 3-1 se muestra parte de los resultados mostrados por Chacón, en donde se puede observar la dispersión producida al variar los valores de cada entrada. Es claramente visible que el parámetro de mayor peso es el DP seguido del TDCG, mientras que los de menor incidencia son la humedad, acidez y factor de disipación.

Dentro de los resultados obtenidos por Chacón, se observa que ante cambios en el valor de DP, el sistema responde de manera coherente. Cuando el valor de DP baja, el índice de salud también baja, esto es lógico ya que el DP está relacionado directamente con el estado del papel aislante, por lo tanto si el DP tuviese un valor bajo, indicaría que el transformador ya posee problemas de aislamiento.

Sin embargo, al realizar el mismo procedimiento con parámetros como la humedad o el BDV, la respuesta del sistema de evaluación no reaccionó de la manera más adecuada. Es de esperar que si la humedad presente en el aceite del transformador es elevada, este ya posea grandes complicaciones en su aislamiento, debido a la posibilidad de la existencia de burbujas, además del aumento de acidez y consiguiente aparición de lodos que se produciría en el interior, sin contar con el efecto de la hidrólisis (degradación del papel por humedad), que resulta en la degradación del papel aislante.

Motivos por los cuales el autor considera que el método desarrollado por Medina resulta perfectible.

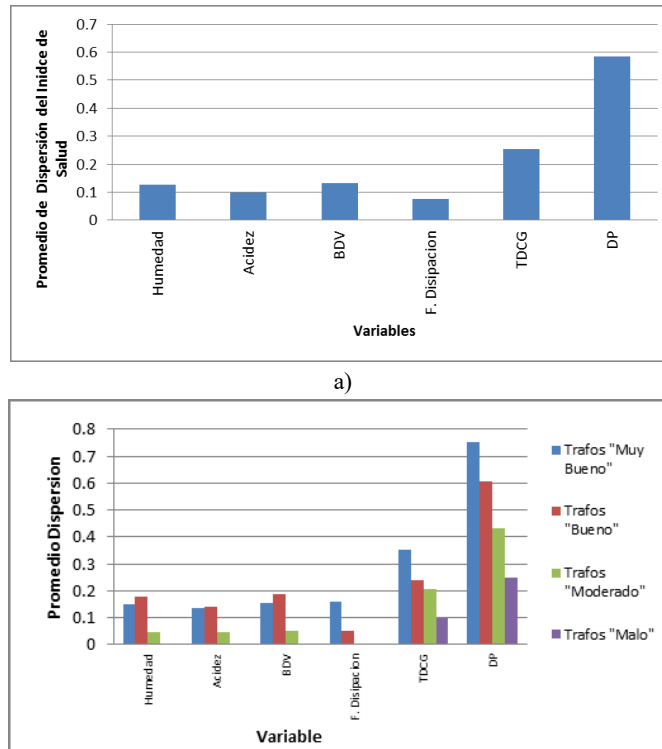


Figura 3-1. Gráficas de dispersión de índice de salud: a) General ; b) Transformadores separados en grupos por estado obtenido [2].

### 3.3. Desarrollo de la metodología propuesta

Basado en el análisis que realizado por Chacón [2], el cual concluye que el método de evaluación propuesto por Medina [1] es perfectible, en la presente investigación se propone realizar modificaciones puntuales al trabajo antes mencionado, de tal manera que presente una mejor reacción ante la variación de la humedad.

El esquema del sistema de inferencia difuso (FIS) usado en [1] y [18] se encuentra descrito en la Figura 3-2.

Consta de 6 entradas, las cuales pasan por un proceso de fuzzificación, que convierte los valores numéricos permisibles de cada parámetro en funciones de pertenencia, luego dichas funciones de pertenencia son evaluadas mediante un conjunto de reglas de criterio experto.

La salida del sistema FIS de la Figura 3-2 se denomina índice de salud, el cual es un indicativo del estado físico global en el que se encuentra un transformador, denominado índice puede poseer valores entre 0 y 1. Si un transformador luego de ser evaluado obtiene un valor de índice de salud de 0, se considera que su estado es excelente, mientras que si obtiene una evaluación del índice de salud cercano a 1, se considera que ha llegado a fin de su vida confiable.

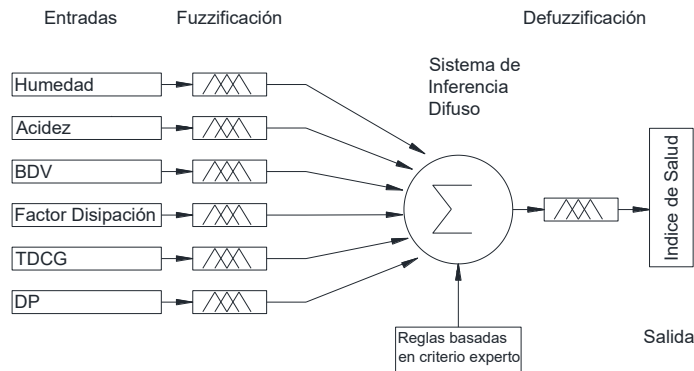


Figura 3-2. Sistema de evaluación difuso del índice de salud, de transformadores de potencia de hasta 230kV [2].

Dentro de los objetivos del presente trabajo se planteó la posibilidad de extender el análisis, a unidades de transformación de potencia con voltajes de funcionamiento de hasta 500kV. La construcción de las funciones de pertenencia se la realizará en función del voltaje de funcionamiento, dividiéndolas en 3 etapas: 0-69kV, >69kV-230kV, >230kV-500kV.

### 3.3.1. Construcción de funciones de pertenencia.

Las funciones de pertenencia se construyen tomando como base las Tablas 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6 y 1.9, las cuales corresponden a los valores permisibles dados por la normativa para los parámetros de: humedad, acidez, rigidez dieléctrica, análisis de gases disueltos, factor de disipación y grado de polimerización respectivamente.

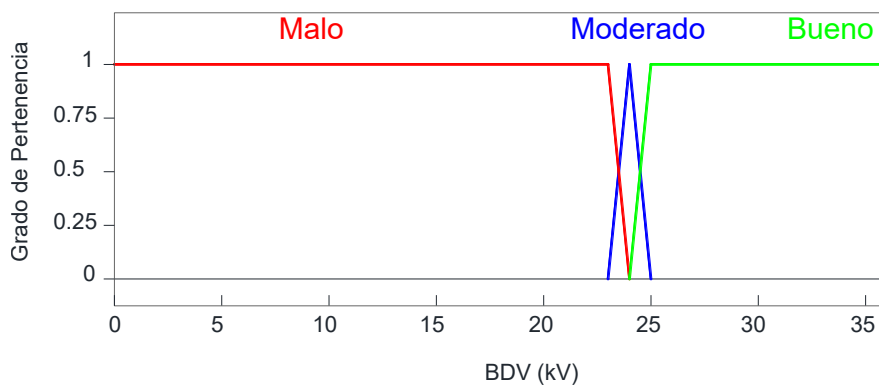


Figura 3-3. Función de pertenencia BDV para transformadores de voltaje  $v \leq 69$  kV [17].

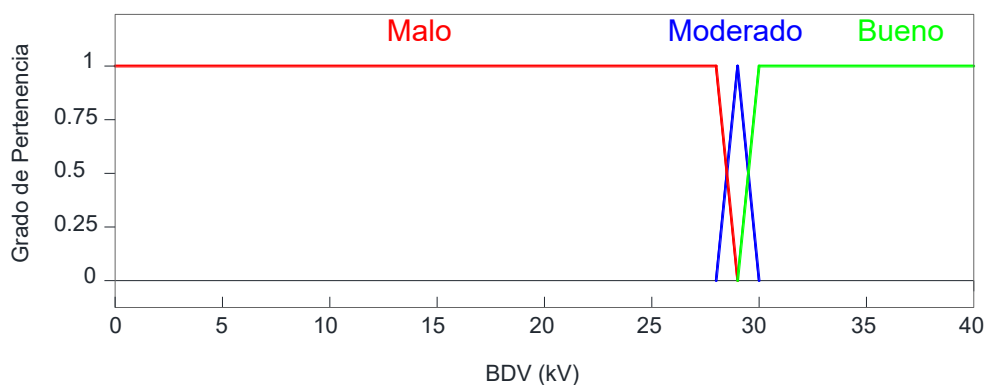


Figura 3-4. Función de pertenencia BDV para transformadores de voltaje  $69 \text{ kV} < v \leq 230$  kV [18].

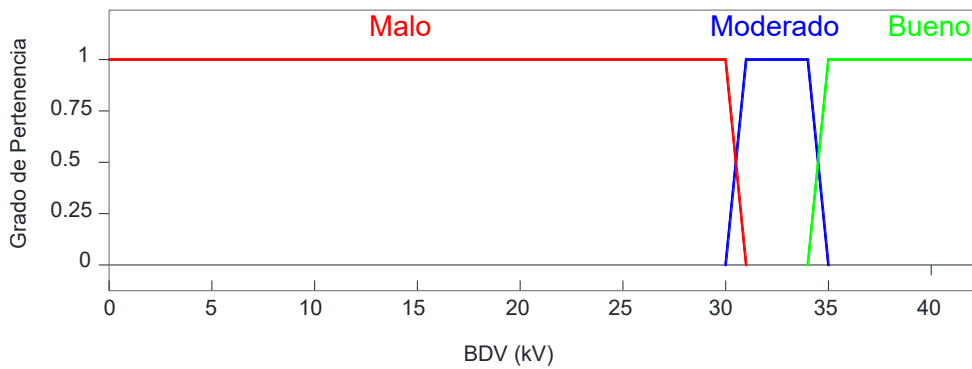


Figura 3-5. Función de pertenencia BDV para transformadores de voltaje  $v > 230\text{kV}$ . Fuente propia.

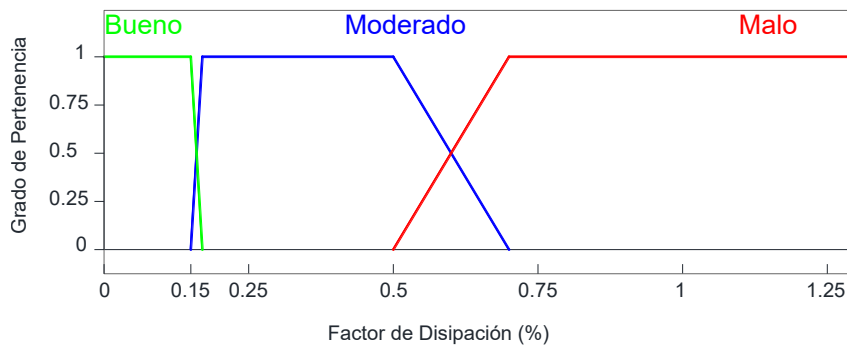


Figura 3-6. Función de pertenencia factor de disipación para transformadores de voltaje  $v \leq 69\text{kV}$  [17].

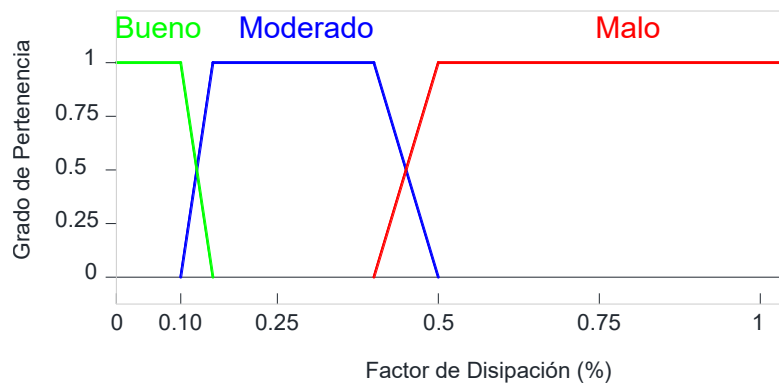


Figura 3-7. Función de pertenencia factor de disipación para transformadores de voltaje  $69\text{kV} < v \leq 230\text{kV}$  [18].

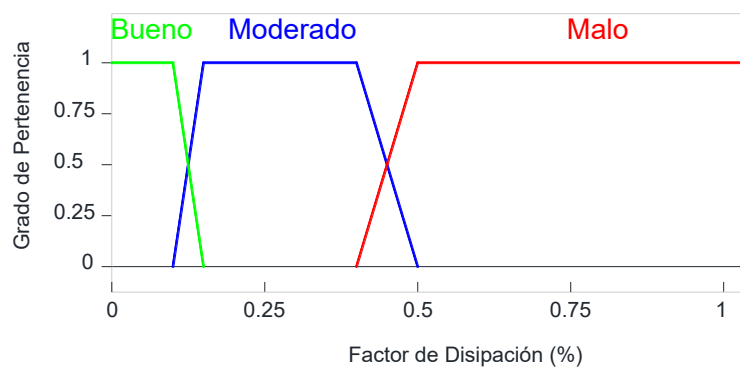


Figura 3-8. Función de pertenencia factor de disipación para transformadores de voltaje  $v > 230\text{kV}$ . Fuente propia.

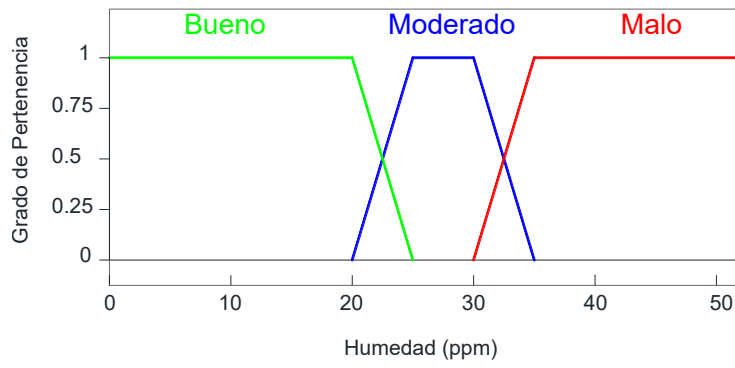


Figura 3-9. Función de pertenencia humedad para transformadores de voltaje  $v \leq 69\text{kV}$  [17].

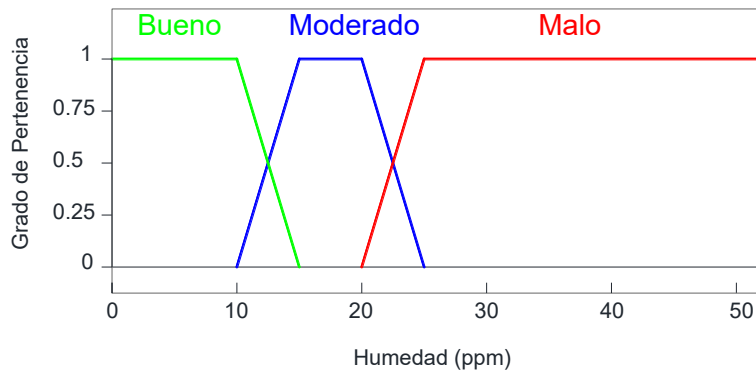


Figura 3-10. Función de pertenencia humedad para transformadores de voltaje  $69\text{kV} < v \leq 230\text{kV}$  [18].

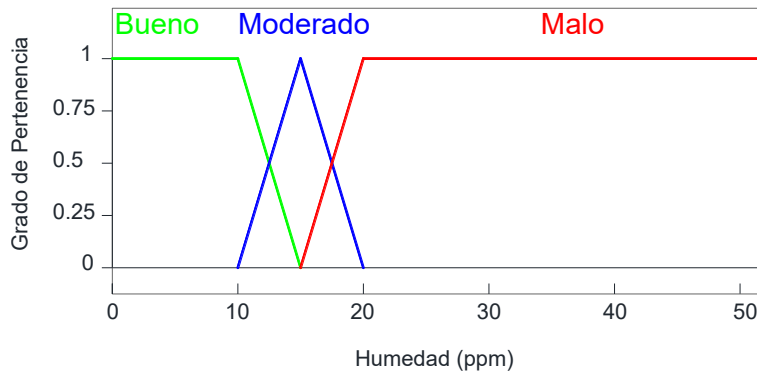


Figura 3-11. Función de pertenencia de humedad para transformadores de voltaje  $v > 230\text{kV}$ . Fuente propia.

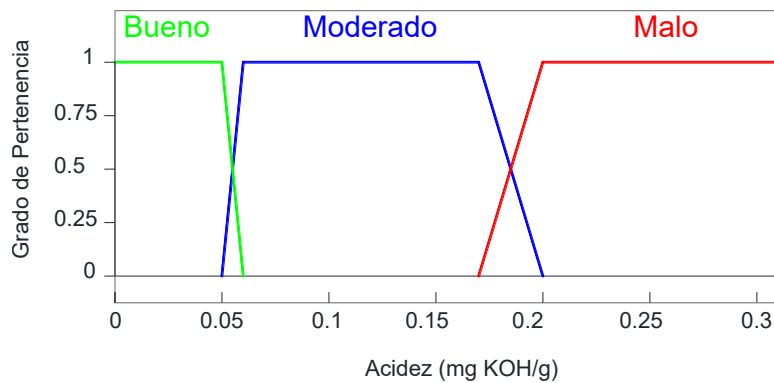


Figura 3-12. Función de pertenencia acidez para transformadores de voltaje  $v \leq 69\text{kV}$  [17].

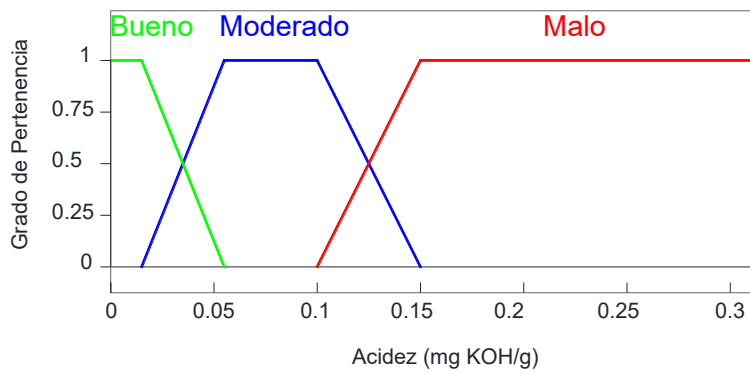


Figura 3-13. Función de pertenencia acidez para transformadores de voltaje  $69\text{kV} < v \leq 230\text{kV}$  [18].

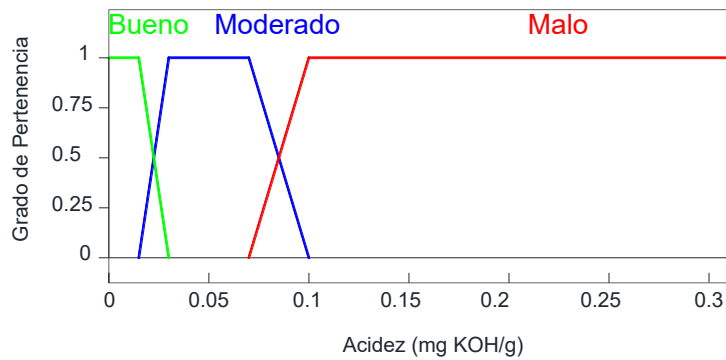


Figura 3-14. Función de pertenencia de acidez para transformadores de voltaje  $v > 230\text{kV}$ . Fuente propia

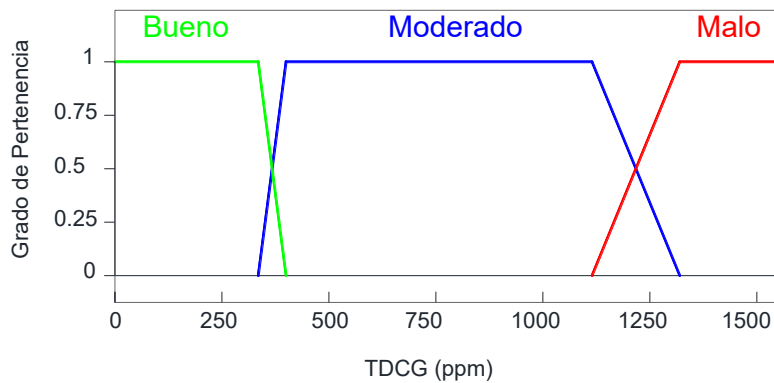


Figura 3-15. Función de pertenencia TDCG para transformadores de voltaje  $v \leq 69\text{kV}$  [17].

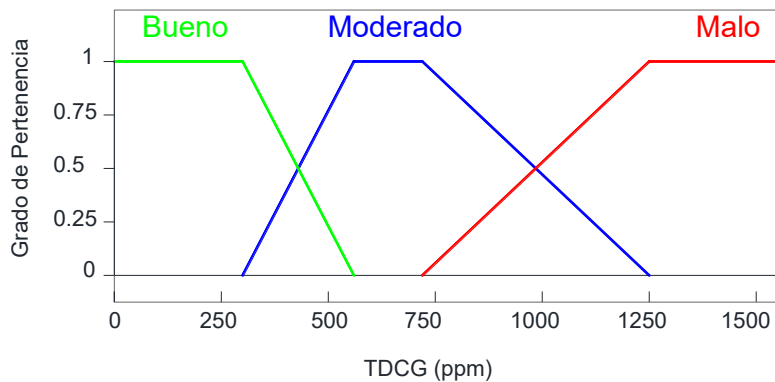


Figura 3-16. Función de pertenencia TDCG para transformadores de voltaje  $v > 69\text{kV}$  [18].

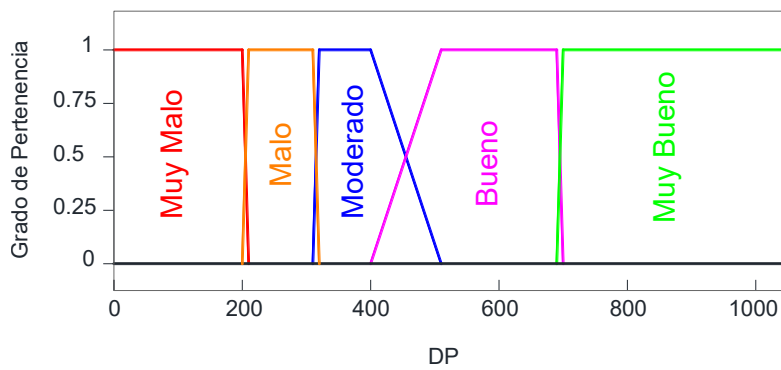


Figura 3-17. Función de pertenencia DP para transformadores de potencia [18].

### 3.3.2. Sistema de inferencia difuso

Son varias las posibilidades que se barajaron durante el desarrollo de la metodología de análisis, para lo cual fue necesario reproducir tanto los análisis realizados en [1] como en [2].

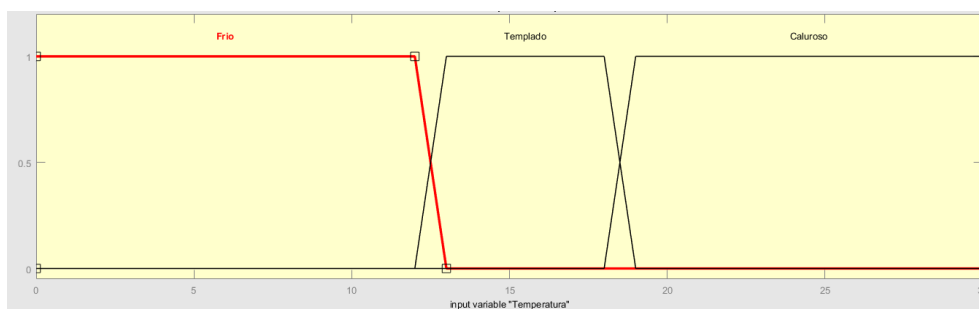
Fueron varias las opciones que se usaron para mejorar la respuesta que tiene el sistema de inferencia difuso propuesto en [1] ante la humedad. Sin embargo se llegó a la conclusión de que los caminos más viables serían: variar el peso que tienen las reglas de criterio experto que involucren a la humedad, y la otra opción sería modificar las reglas de criterio experto.

En un primer momento se consideró que cambiar las reglas de criterio experto resultaría en la destrucción de la metodología propuesta por el autor, sin embargo mediante la revisión exhaustiva de las reglas, junto con la revisión del estado del arte acerca de los diferentes parámetros que intervienen en el análisis, se encontró que es posible hacer modificaciones puntuales en algunas las reglas de criterio experto propuestas en [1].

#### 3.3.2.1. Variación en el peso de reglas de criterio experto

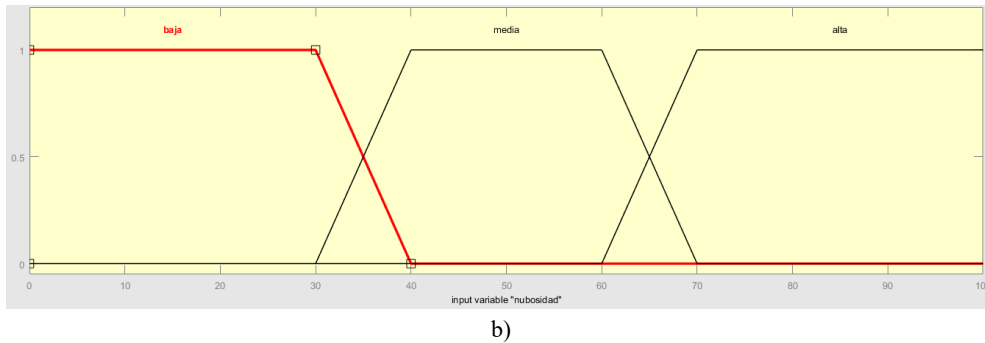
Se denomina variación de peso en las reglas de criterio experto, a la posibilidad de modificar la injerencia o importancia que tiene una regla sobre otra, pudiendo darle valores de peso de entre 0 y 1. Usando el ejemplo de la Figura 1-19, se desarrollará un modelo de inferencia difusa mediante el cual, dependiendo de las condiciones climatológicas (temperatura y nubosidad), se define 3 tipos de vestimenta a usar (ligero, abrigado o impermeable).

Las funciones de pertenencia se muestran en la Figura 3-18.



a)





Las reglas de criterio experto son las siguientes:

- 1) Si temperatura es "caluroso" o nubosidad es "baja", entonces usar vestimenta "ligera".
- 2) Si temperatura es "templado" y nubosidad es "media", entonces usar vestimenta "abrigada".
- 3) Si temperatura es "frio" o nubosidad es "alta", entonces usar vestimenta "impermeable".

Realizado el montaje en el FIS EDITOR, el cual usa Defuzzificación del tipo centroide, y para valores de temperatura de 17.1°C y nubosidad de 66% y se obtiene el resultado mostrado en la Figura 3-19.

Se puede observar claramente la manera en la que trabaja el sistema de inferencia difuso. En el caso de las reglas 1 y 3, donde existe un operador "o", el valor de referencia para la obtención de área, es el máximo de entre las dos entradas, mientras que para el operador "y", el valor de referencia es el mínimo de entre las dos entradas. El resultado obtenido luego del análisis es un valor crisp de 0.649, el cual corresponde al uso de una vestimenta abrigada.

Partiendo de los resultados del ejemplo, considerando el hecho de que el escenario de una posible existencia de lluvias debido a la combinación frio y nubosidad sería mucho más perjudicial para una persona, se procederá a modificar arbitrariamente el peso de las reglas de pertenencia 1 y 2, reduciéndolo al 0.5.

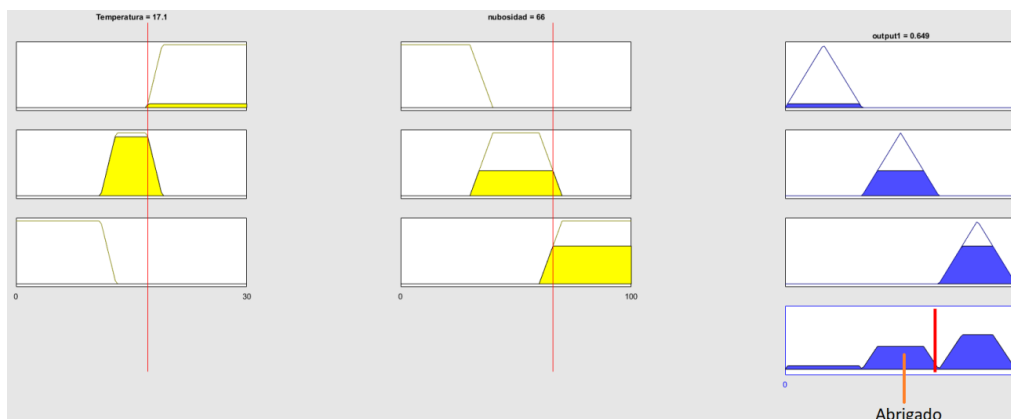


Figura 3-19. Resultado del tipo de vestimenta a usar. Fuente propia

Con esta acción, se observa que para los mismos valores de entrada, el valor de salida cambia de tal manera que según el sistema de inferencia difuso, ahora una persona tendrá que usar

vestuario del tipo impermeable, resultado que implicó un cambio de estado en la salida, Figura 3-20.

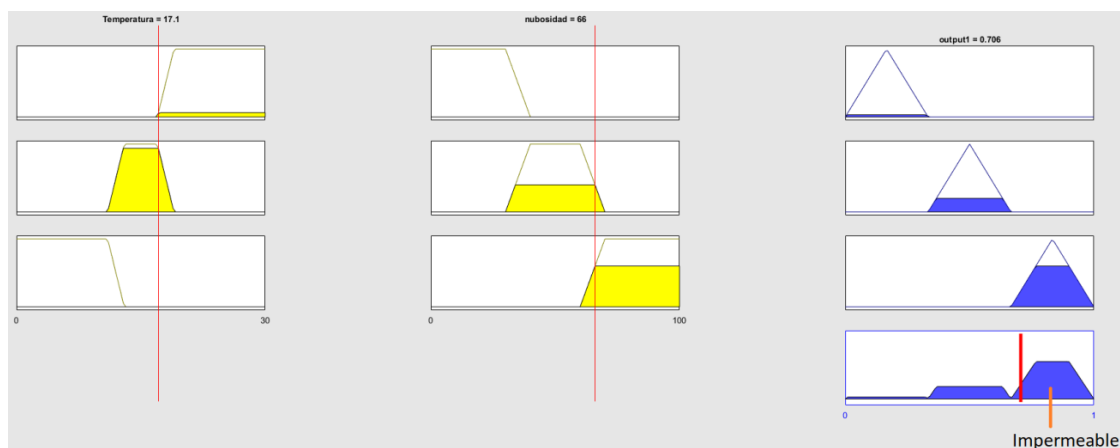


Figura 3-20. Resultado del tipo de vestimenta a usar luego de cambiar el peso de las entradas 1 y 2. Fuente propia.

Basado en este criterio, se propuso variar los pesos de las reglas de criterio experto, propuestas en [1], para mejorar la respuesta del sistema ante los cambios de la humedad. Para esto, en un primer caso se procedió a reducir arbitrariamente el peso de las reglas que no contengan la variable humedad a un valor de 0.5.

Lo que se busca con esta acción es dar más protagonismo a la variable humedad dentro del sistema de inferencia difuso. Sin embargo tomando en cuenta de que las reglas de criterio experto involucran a varias variables, resulta algo complejo incrementar la influencia de una única variable.

La Tabla 3.1 muestra los valores usados en el análisis del índice de salud propuesto por [1], los cuales posteriormente fueron analizados en [2].

Trafo	Year	Voltage [kV]	Water Content [ppm]	Acidity [mg KOH/g]	BDV 1mm [kV]	Dissipation Factor [%]	TDCG [ppm]	DF	Health Index (Medina)	
1	1973	138/230	3,000	0,04	60	0,5	532	644,539	0,484	M
2	1978	69/138	11,000	0,02	60	0,0125	511	566,701	0,263	G
3	1979	138/230	5,000	0,01	47	0,023	97	581,519	0,110	VG
4	1981	138/138	9,700	0,01	44	0,013	596	986,164	0,300	G
5	1981	138/138	10,000	0,01	49	0,0105	778	886,606	0,439	M
6	1981	138/138	10,510	0,01	44	0,0118	628	814,147	0,300	G
7	1981	138/138	11,200	0,01	52	0,0147	740	853,067	0,378	M
8	1988	138/240	11,990	0,01	53	0,0297	1080	837,728	0,515	M
9	1988	138/240	9,900	0,01	51	0,0248	388	932,711	0,166	VG
10	2008	13.8/230	9,890	0,01	54	0,0161	176,1	973,652	0,110	VG
11	2008	13.8/230	9,000	0,01	47	0,0066	454,5	973,652	0,210	G
12	2013	138/138	12,390	0,01	41	0,0084	234,7	997,923	0,150	VG
13	1986	13.8/69	3,000	0,01	64	0,025	707	905,022	0,300	G
14	1989	13.8/69	17,000	0,02	47	0,014	590	874,391	0,300	G
15	1989	13.8/69	19,000	0,01	47	0,024	143	849,844	0,110	VG
16	1976	13.8/69	20,000	0,06	23	0,3	1533	333,594	0,775	B

Tabla 3.1. Datos de transformadores usados por Medina (2016). Fuente: [1]

En la Figura 3-21 se observa uno de los resultados obtenidos por Chacón [2], en el cual se muestra el total de cambios de estado en el índice de salud de los transformadores de la Tabla 3.1, generados al variar una a una las entradas a lo largo de su función de pertenencia. En el caso de la humedad, el autor muestra que al variar los valores de mencionada entrada, se obtuvo un total de 85 cambios, valor que da un porcentaje del 14%.

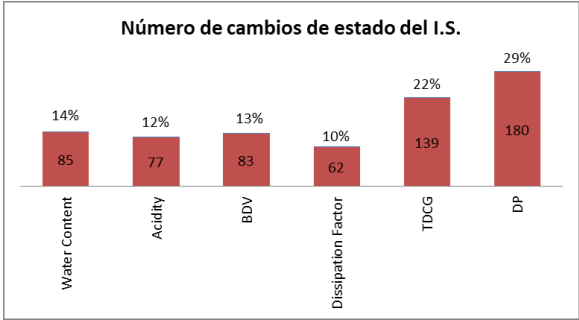


Figura 3-21. Total de cambios de estados en el índice de salud que se produce al variar una a una sus entradas [2].

Luego de cambiar el peso a las reglas que no contengan la variable humedad a 0.5, y ayudándose del análisis propuesto en [2], se procedió a verificar los cambios en la salida, producto de la variación en el sistema de inferencia difuso, obteniéndose los siguientes resultados.

En la Figura 3-22 es claramente observable que, con la reducción del peso de las reglas que no incluyen la humedad, se logró que la respuesta del sistema mejore en algo. En el caso específico de la humedad, la respuesta se modificó en 1%. Resultado que resulta poco promisorio, para el objetivo previamente planteado. Se observa también que la respuesta ante las variables acidez y BDV, mejoran también en el mismo porcentaje.

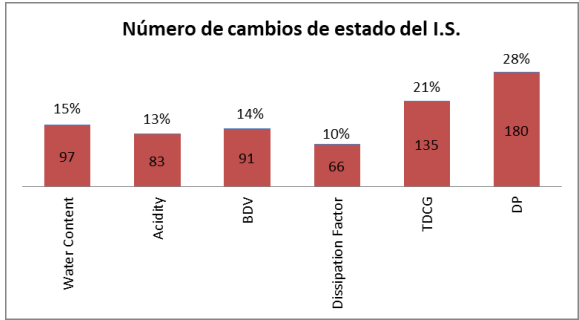


Figura 3-22. Total de cambios de estado generados en el índice de salud, producto de variar una a una las entradas, luego de modificar a 0.5 el peso de las reglas que no incluyen la variable humedad. Fuente propia.

Entonces, buscando mejorar la respuesta se procedió a variar el peso aún más, con el fin de observar si el impacto sobre el sistema de inferencia difuso es el deseado. Se planteó reducir esta vez el peso a 0.1 en las reglas de criterio experto que no incluyen la variable humedad.

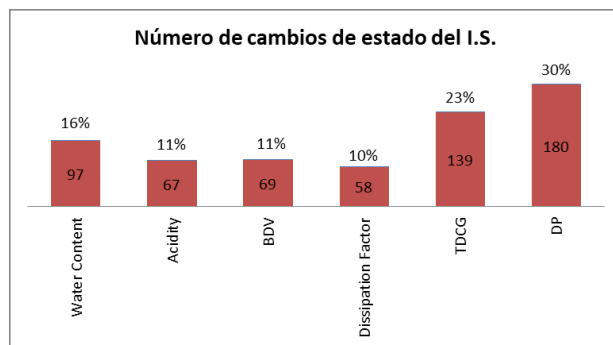


Figura 3-23. Total de cambios de estado en el índice de salud que se produce al variar una a una sus entradas, luego de modificar a 0.1 el peso de las reglas que no incluyen la variable humedad. Fuente propia.

Los resultados de mencionado cambio se muestran en la Figura 3-23. Es claramente visible que la respuesta frente a cambios en la humedad termina siendo similar, con 97 cambios de estado. En porcentaje la respuesta de la humedad se ve mejor, pero esto es debido a que los cambios de estado generados por variables como acidez o rigidez dieléctrica son menores.

En la Figura 3-24 se observa de mejor manera las diferencias marcadas entre el resultado original y los resultados obtenidos con los cambios propuestos.

Es visible que los cambios generados mediante el cambio del peso en las reglas que incluyen a la variable humedad, no resultaron significativos. El polígono que se forma en cada caso es prácticamente el mismo, motivo por el cual será necesario buscar una metodología diferente para lograr el objetivo planteado.

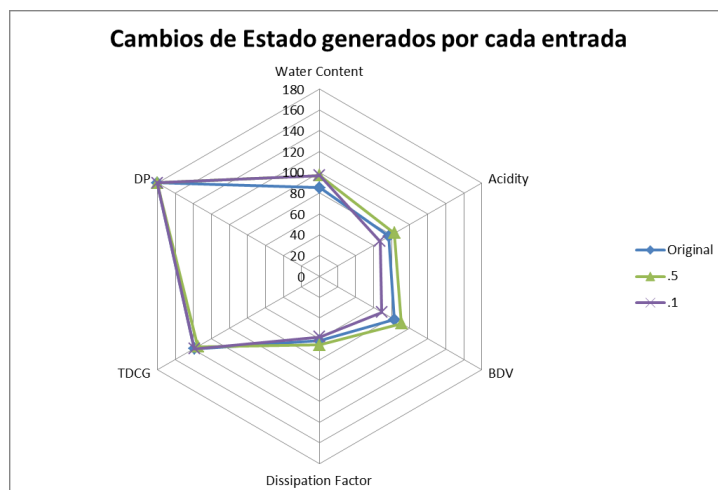


Figura 3-24. Comparación del total de cambios de estado en el índice de salud. Fuente propia.

### 3.3.2.2. Análisis de las reglas de criterio experto propuestas por Medina.

Las reglas de criterio experto del sistema de evaluación desarrollado por Abu Elanien [17], las cuales fueron adoptadas luego por [18] y modificadas puntualmente por [1], son producto de la recolección de criterios de mucha gente relacionada al mantenimiento y operación de parques de transformadores de potencia. En base a la información recolectada el autor generó 33 reglas

que luego de ser evaluadas en un sistema de inferencia difuso, dan como resultado un índice de salud.

Al no obtener los resultados esperados con el análisis previo, en el cual, mediante el cambio del peso en las reglas que incluyen la variable humedad, se intentó mejorar la respuesta del sistema de inferencia difuso ante mencionada entrada. Ahora será necesario analizar el conjunto de reglas que conforman el criterio experto, con el fin de llegar a obtener los resultados deseados.

En la Tabla 3.2, se muestran las 33 reglas que componen el criterio experto propuesto en [1], del total de las 33 reglas, es visible que la humedad es mencionada en 23 de ellas. Número de ocasiones que resulta considerable, pero que sin embargo en el momento de usar el sistema de inferencia difuso, como ya se mencionó anteriormente, no logran una respuesta adecuada.

Las reglas se encuentran conformadas de tal manera que en ellas el DP resulta ser la variable predominante. Algo que resulta lógico pues el DP da una medida directa del estado en el que se encuentra el aislamiento sólido. Sin embargo es necesario tomar en cuenta que parámetros como el TDCG, humedad, acidez, BDV y factor de disipación, son grandes indicadores del estado de salud de un transformador de potencia.

Como se trató previamente en este documento, la humedad juega un papel muy importante a la hora de evaluar un transformador.

La combinación de una humedad y acidez elevadas pudiesen indicar una acelerada degradación química del aislamiento sólido y líquido, debido a que el aumento de estos es producto de la degradación química por hidrólisis y oxidación.

La acidez al ser resultado de la oxidación del aceite aislante, es uno de los primeros agentes causantes del deterioro de la celulosa del aislamiento sólido de un transformador de potencia, disminuyendo la resistencia mecánica del mismo. Así mismo hay que tomar en cuenta que la acidez es un impulsor de la hidrólisis.

Un valor de acidez no controlado produce el deterioro de materiales como barniz, hierro, cobre, pintura, papel aislante, entre otros. Resultado de este deterioro se producen desechos que luego sumados forman lodos. Debido a que estos lodos se quedan retenidos en los conductos de circulación del aceite, los obstruyen, provocando que la capacidad de evacuar el calor del transformador se vea disminuida.

Un valor de BDV reducido indicaría la presencia de contaminación en el aislamiento líquido debido a la existencia de humedad, lodos, gases y partículas, de las cuales las más dañinas para la rigidez dieléctrica son las fibras de papel, debido a que facilitan la circulación de corriente a través del aceite. Es de destacar que las por si solo el nivel de BDV no es un indicador claro del envejecimiento del aceite, ya que un aceite muy envejecido puede dar un buen resultado durante una prueba de este tipo.

Regla N°	Regla
1	Si DP es muy malo, entonces índice de salud es muy malo
2	Si DP es malo y DCG no es malo, entonces índice de salud es malo
3	Si DP es malo y DCG es malo, entonces índice de salud es muy malo
4	Si DP es moderado alto y DCG es malo, entonces el índice de salud es malo
5	Si (DP es moderado alto o DCG no es malo) y humedad es malo y la acidez es malo y (BDV es malo o el factor de disipación es malo), entonces el índice de salud es malo
6	Si (DP es moderado alto o DCG no es malo) y BDV es malo y el factor de disipación es malo y (el humedad es malo o la acidez es malo), entonces el índice de salud es malo
7	Si (DP es alto moderado o DCG no es malo) y humedad no es malo y acidez no es malo, entonces el índice de salud es moderado
8	<b>Si (DP es alto moderado o DCG no es malo) y humedad no es malo y BDV no es malo, entonces el índice de salud es moderado</b>
9	<b>Si (DP es alto moderado o DCG no es malo) y humedad no es malo y factor de disipacion no es malo, entonces el índice de salud es moderado</b>
10	<b>Si (DP es alto moderado o DCG no es malo) y BDV no es malo y factor de disipacion no es malo, entonces el índice de salud es moderado</b>
11	<b>Si (DP es alto moderado o DCG no es malo) y BDV no es malo y la acidez no es malo, entonces el índice de salud es moderado</b>
12	<b>Si (DP es alto moderado o DCG no es malo) y la acidez no es malo y el factor de disipacion no es malo, entonces el índice de salud es moderado</b>
13	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno o DCG es malo) y agua no es malo y acidez no es malo, entonces el índice de salud es moderado</b>
14	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno) y DCG es malo y agua no es malo y BDV no es malo, entonces el índice de salud es moderado</b>
15	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno) y DCG es malo y agua no es malo y el factor de disipacion no es malo, entonces el índice de salud es moderado</b>
16	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno) y DCG es malo y la acidez no es malo y BDV no es malo, entonces el índice de salud es moderado</b>
17	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno) y DCG es malo y la acidez no es malo y el factor de disipacion no es malo, entonces el índice de salud es moderado</b>
18	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno) y DCG es malo y BDV no es malo y el factor de disipacion no es malo, entonces el índice de salud es moderado</b>
19	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno) y DCG es malo y humedad es malo y la acidez es malo y (BDV es malo o el factor de disipacion es malo), entonces el índice de salud es moderado</b>
20	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno) y DCG es malo y BDV es malo y el factor de disipacion es malo y (humedad es malo o acidez es malo), entonces el índice de salud es moderado</b>
21	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno) y DCG es moderado y ( humedad es malo o BDV es malo o el factor de disipacion es malo), entonces el índice de salud es moderado</b>
22	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno) y DCG es moderado y humedad no es malo y acidez no es malo y BDV no es malo y el factor de disipacion no es malo, entonces el índice de salud es bueno</b>
23	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno), y DCG es bueno y humedad es malo y acidez es malo y (BDV es malo o el factor de disipacion es malo), entonces el índice de salud es moderado</b>
24	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno), y DCG es bueno y BDV es malo y factor de disipacion es malo y (humedad es malo o acidez es malo), entonces el índice de salud es moderado</b>
25	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno), y DCG es bueno y humedad no es malo y acidez no es malo y BDV no es malo y el factor de disipacion no es malo, entonces el índice de salud es bueno</b>
26	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno), y DCG es bueno y humedad no es malo y acidez no es malo y el factor de disipacion no es malo y BDV no es bueno, entonces el índice de salud es bueno</b>
27	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno), y DCG es bueno y humedad no es malo y BDV no es malo y el factor de disipacion no es malo y acidez no es bueno, entonces el índice de salud es bueno</b>
28	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno), y DCG es bueno y BDV no es malo y acidez no malo y el factor de disipacion no es malo y humedad no es bueno, entonces el índice de salud es bueno</b>
29	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno), y DCG es bueno y BDV es malo y (acidez es malo o el factor de disipacion es malo o humedad es malo), entonces el índice de salud es moderado</b>
30	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno), y DCG es bueno y (humedad es malo o acidez es malo) y (BDV no es malo y el factor de disipacion no es malo), entonces el índice de salud es bueno</b>
31	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno), y DCG es bueno y humedad es malo o factor de disipacion es malo) y (BDV no es malo y acidez no es malo), entonces el índice de salud es bueno</b>
32	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno), y DCG es bueno y (factor de disipacion es malo o acidez es malo) y (BDV no es malo y humedad no es malo) y , entonces el índice de salud es bueno</b>
33	<b>Si (DP es bajo moderado o DP es bueno), y DCG es bueno y BDV es malo y acidez es bueno y el factor de disipacion es bueno y humedad es bueno, entonces el índice de salud es muy bueno</b>

Tabla 3.2. Reglas de criterio experto propuestas por Medina (2016). Fuente: [1].

El factor de disipación es un indicador de los atributos físicos del aislante líquido, un valor considerado malo en esta variable, indica la presencia de contaminación. La oxidación, la humedad, acidez y la presencia de restos de resinas o barniz son algunos de los factores que afectan el factor de disipación.

Luego de revisar una a una las reglas en las cuales se encuentra incluida la variable humedad, se encontró que en algunas de ellas, es posible realizar una modificación en la salida que estas presentan. Los cuestionamientos se encuentran descritos a continuación.

**Regla 5:** Sería lógico que con un nivel de DP moderado alto, sumado a un valor de humedad alto, indiquen que el aislamiento sólido del transformador se encuentre bastante deteriorado. Además un valor de humedad y acidez elevados, junto a un valor de rigidez dieléctrica o factor de disipación malos, podrían representar que el aislamiento sólido del transformador se encuentre en mal estado por la contaminación que ya posee.

La combinación de aislamiento sólido y líquido en mal estado indicarían que el transformador ya se encuentra cerca del fin de su vida confiable, motivo por el cual se considera que el índice de salud para esta regla cambie de “malo” a “muy malo”, esto a pesar de que el valor de TDCG no sea considerado malo.

**Regla 6:** La presente regla posee básicamente la misma estructura que la regla 5, por lo tanto el criterio acerca del deterioro del aislamiento sólido y líquido sería el mismo. Debido a esto se propondría que el índice de salud cambie de “malo” a “muy malo”.

**Regla 19:** Un nivel de gases disueltos elevado indicaría problemas producidos por una posible degradación del aislamiento sólido y líquido debido a los efectos de temperaturas elevadas, la existencia de descargas parciales o la presencia de arcos en el interior del transformador, lo cual implicaría que el aislamiento sólido ya presente grandes problemas. Esto junto a un nivel de humedad y acidez elevados, junto a una rigidez dieléctrica deteriorada o un factor de disipación malo, indicarían que el aislamiento líquido presenta un alto deterioro por contaminación.

En transformadores donde la humedad y la acidez sean elevadas, implicaría que el deterioro hidrolítico del aislamiento sólido se encuentra auto acelerado. Motivo por el cual se propone cambiar el estado del índice de salud de “malo” a “muy malo”.

**Regla 23:** La contaminación en un transformador producida por un valor de humedad y acidez elevada, junto a baja rigidez dieléctrica, o factor de disipación bajo, indican un nivel de contaminación elevado del aislante líquido. Además debido a la presencia de valores elevados de humedad y acidez pueden indicar que el aislamiento sólido, aun a pesar de que su DP pudiese llegar a considerarse "bueno", se encuentra en un proceso de deterioro acelerado, debido a los efectos de la degradación por oxidación e hidrólisis.

Se propone cambiar el estado del índice de salud de “moderado” a “malo”

**Regla 24:** La presente regla posee básicamente la misma estructura que la regla 23, por lo tanto el criterio acerca del deterioro del aislamiento sólido y líquido se mantiene. Debido a esto se propone que el índice de salud cambie de “moderado” a “malo”.

**Regla 28:** Un nivel de humedad de nivel malo, y no controlado, puede provocar envejecimiento acelerado del aislamiento sólido de la unidad de transformación, así como el aumento de la acidez debido a la degeneración del aislamiento por hidrólisis, además de la disminución de la rigidez dieléctrica del aislamiento líquido. Se plantea cambiar el índice de salud de “bueno” a “moderado”

**Regla 30:** El nivel de humedad o acidez elevado indica deterioro químico del aislamiento sólido y líquido. Se propone cambiar el índice de salud de “bueno” a “moderado”.

**Regla 31:** La estructura de esta regla es similar a la de la regla 30, se mantiene los valores de DP, TDCG y humedad, cambiando la combinación de los restantes 3 parámetros. Al mantenerse la premisa de un valor de humedad considerado como “malo”, los efectos negativos de la misma sobre el transformador se mantendrían. Por lo tanto se propone cambiar el índice de salud de “bueno” a “moderado”.

### 3.3.2.3. Propuesta de reglas de criterio experto adicionales.

Basados en el estudio de las reglas de criterio experto propuestos en [17] y [1], además del levantamiento del estado del arte acerca de las diferentes variables que se incluyen es su análisis del índice de salud, a continuación se propondrá agregar varias reglas al criterio experto, buscando que el objetivo de mejorar la respuesta del sistema de inferencia difuso responda de mejor manera.

34	Si humedad es malo y BDV es malo y (acidez o factor de disipación) es malo, el índice de salud es malo
35	Si humedad es malo y acidez es malo y (factor de disipación o BDV) es malo, el índice de salud es malo
36	Si DP es (malo o muy malo) y humedad es malo, el índice de salud es muy malo

Tabla 3.3. Reglas de criterio experto propuestas en esta investigación. Fuente: Propia

En la Tabla 3.3 se muestran reglas de criterio experto en las cuales se intenta dar algo más de protagonismo a la humedad y demás variables que pudiesen indicar el grado de degradación química que posee el transformador de potencia.

La formulación se la hizo con la misma estructura que poseen las reglas propuestas en [1].

Se explica la existencia de las reglas 34 y 35 debido a que las variables humedad, acidez, BDV y factor de disipación, son indicadores de la degradación química, tanto del aislamiento sólido como del líquido. La combinación de valores considerados malos de 3 de estas variables en un transformador, deberían bastar para que el administrador de denominada unidad tome acciones urgentes de mantenimiento sobre ella.



La regla 36 considera que ante la combinación de un DP y humedad con niveles considerados malos, el transformador prácticamente llegó al fin de su vida confiable. Se llega a esta consideración debido a que, resulta prácticamente imposible dar acciones de mantenimiento no invasivas sobre el aislamiento sólido de un transformador de potencia, y que además, no impliquen la salida de operación por un tiempo bastante prolongado del mismo. Además, cuando el aislamiento sólido absorbió una gran cantidad de humedad, resulta prácticamente imposible evacuarla del mismo.

Aunque puede mejorarse en algo, sin embargo los efectos que ésta provoca ya se encuentran desatados en el transformador.

El criterio experto resultante se encuentra listado en el Anexo 3.

### 3.3.2.4. Resultados de los cambios al criterio experto.

Los cambios en las reglas de criterio experto y el montaje de las nuevas reglas, resultaron al construir el sistema de inferencia difuso en el FIS EDITOR, en un total de 86 reglas. Esto es debido a que cuando existen operadores lógicos como “y” u “o”, resulto necesario desglosar las reglas.

Los resultados de evaluar los datos de la Tabla 3.1 con el criterio experto modificado, se muestran a en la Figura 3-25.

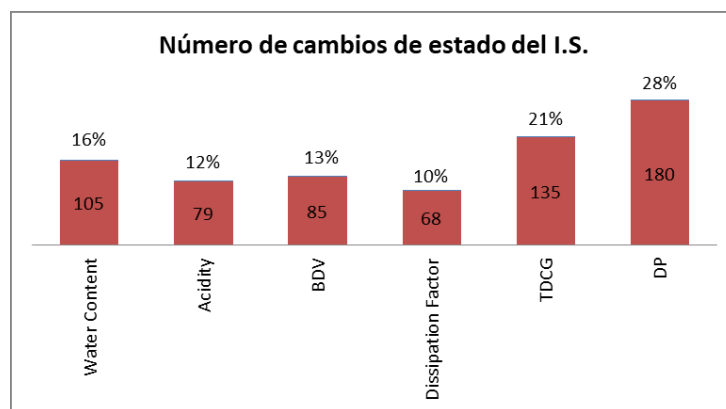


Figura 3-25. Total de cambios de estado en el índice de salud que se produce al variar una a una sus entradas, luego de modificar las reglas de criterio experto. Fuente propia.

Usando el mismo análisis mostrado en [2] se muestra que, con los cambios realizados en el sistema de inferencia difuso, la humedad generó un total de cambios superior al que se muestra en la Figura 3-21.

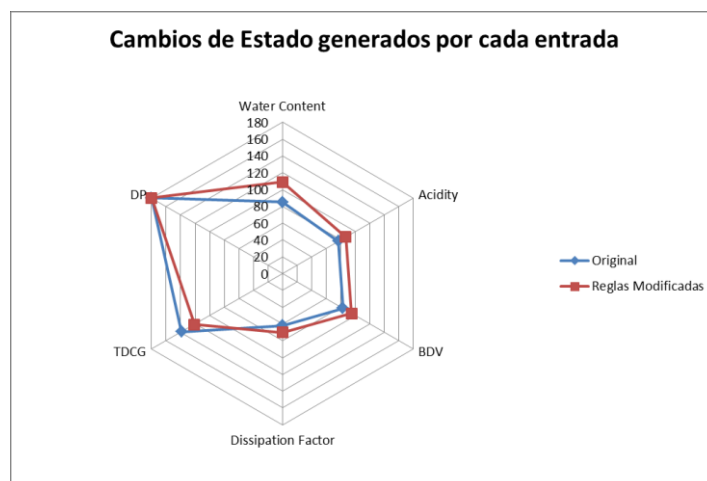


Figura 3-26. Comparación del total de cambios de estado en el índice de salud. Fuente propia.

En la Figura 3-26 se observa los cambios obtenidos luego de modificar las reglas de criterio experto. Es claramente visible que la humedad responde de mejor manera, y aunque en menor medida, también lo hacen la acidez, BDV y el factor de disipación.

En la Tabla 3.4 se muestra la comparación entre los resultados que se obtienen al evaluar el índice de salud con la modificación de las reglas de criterio experto y el sistema de evaluación difuso propuesto en [1]. En verde se encuentran los datos que no han cambiado, en amarillo se observa que el valor crisp del índice de salud varía, variación que no fue suficiente para lograr un cambio de estado. En naranja se encuentran marcados los valores que producen cambios en el estado del índice de salud de máximo un escalón, por ejemplo, se cambia de “muy bueno” a “bueno”.

Trafo	Year	Voltage [kV]	Water Content [ppm]	Acidity [mg KOH/g]	BDV [kV]	Dissipation Factor [%]	TDCG [ppm]	DP*	Health Index (Medina)		Health Index (proposed method)	
1	1973	138/230	3,000	0,04	60	0,5	532	644,539	0,484	M	0,499	M
2	1978	69/138	11,000	0,02	60	0,0125	511	566,701	0,263	G	0,297	G
3	1979	138/230	5,000	0,01	47	0,023	97	581,519	0,110	VG	0,110	VG
4	1981	138/138	9,700	0,01	44	0,013	596	986,164	0,300	G	0,300	G
5	1981	138/138	10,000	0,01	49	0,0105	778	886,606	0,439	M	0,439	M
6	1981	138/138	10,510	0,01	44	0,0118	628	814,147	0,300	G	0,300	G
7	1981	138/138	11,200	0,01	52	0,0147	740	853,067	0,378	M	0,378	M
8	1988	138/240	11,990	0,01	53	0,0297	1080	837,728	0,515	M	0,515	M
9	1988	138/240	9,900	0,01	51	0,0248	388	932,711	0,166	VG	0,166	VG
10	2008	13.8/230	9,890	0,01	54	0,0161	176,1	973,652	0,110	VG	0,110	VG
11	2008	13.8/230	9,000	0,01	47	0,0066	454,5	973,652	0,210	G	0,210	G
12	2013	138/138	12,390	0,01	41	0,0084	234,7	997,923	0,150	VG	0,241	G
13	1986	13.8/69	3,000	0,01	64	0,025	707	905,022	0,300	G	0,300	G
14	1989	13.8/69	17,000	0,02	47	0,014	590	874,391	0,300	G	0,300	G
15	1989	13.8/69	19,000	0,01	47	0,024	143	849,844	0,110	VG	0,110	M
16	1976	13.8/69	20,000	0,06	23	0,3	1533	333,594	0,775	B	0,775	B

Tabla 3.4. Comparación de resultados entre las metodologías de Medina y la propuesta en la presente investigación. Fuente: Propia

El caso del transformador 12 en donde el índice de salud cambio de “muy bueno” a “bueno”, se puede interpretar que es producto de que el valor de humedad se encuentra en el límite de los valores considerados bueno y moderado, motivo por el cual el sistema de evaluación ya no lo considera un transformador en estado “muy bueno”. Aunque la respuesta es mínima se puede observar que ya genera cambios en el índice de salud ante el aumento de la humedad.

En la Figura 3-27, se muestra el resultado de contabilizar los cambios del índice de salud, separando a los transformadores por estado, obtenido del análisis desarrollado en [2].

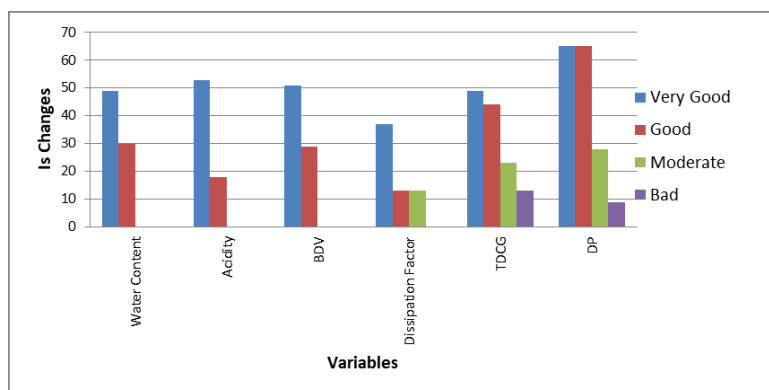


Figura 3-27. Resumen de cambios estado de índice de salud por, separado por estado de IS, evaluado con sistema de inferencia difuso propuesto por Medina [2].

Replicando el criterio de la Figura 3-27, se obtiene la Figura 3-28, en donde se observan los resultados obtenidos luego de realizar el análisis con el sistema de evaluación modificado.

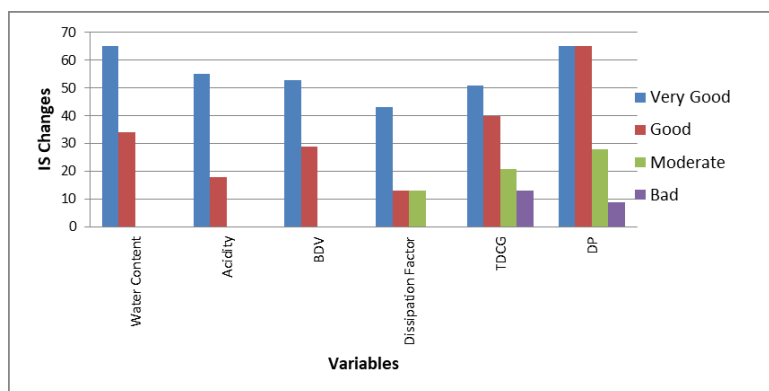


Figura 3-28. Resumen de cambios estado de índice de salud, separado por estado de IS, evaluado con sistema de inferencia difuso modificado. Fuente propia.

Es visible que la respuesta ante la variación de la humedad, tanto en los transformadores considerados “muy buenos”, como en los “buenos”, aumentó de manera visible, lo que indica que las restricciones incluidas en el sistema de inferencia difuso acerca del nivel de humedad son efectivas.

Los resultados de la Figura 3-28 implicarían que cuando el valor de humedad supera al valor considerado como “bueno”, automáticamente el índice de salud cambia de estado. Este hecho es visible en las Figuras 4.29 y 4.30, en donde se usan los datos del transformador #10 de la Tabla 3.4 para evaluar el índice de salud.

Se puede observar en la Figura 3-30 que con el hecho de haber movido la humedad hacia un valor considerado como “moderado”, automáticamente el sistema de inferencia difuso da como resultado un índice de salud “moderado”. Respuesta que en las condiciones de la presente investigación resulta más que adecuada.

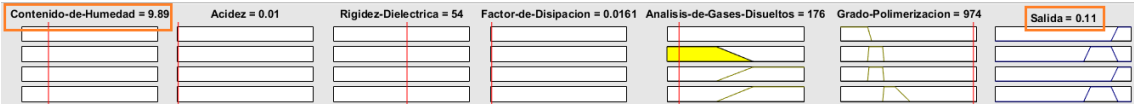


Figura 3-29. Evaluación del índice de salud del transformador #10 de la Tabla 3.4 en FIS Editor de MATLAB. Fuente propia.

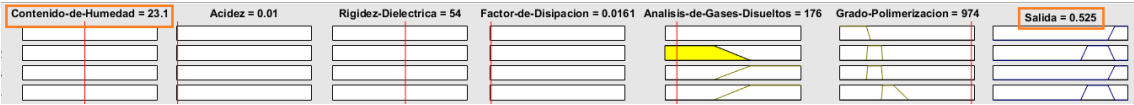


Figura 3-30. Evaluación del índice de salud del transformador #10 de la Tabla 3.4, en FIS Editor de MATLAB, humedad moderada. Fuente propia.

Resultados que muestran que efectivamente la respuesta del sistema de inferencia difusa es más sensible ante los cambios en la humedad, dando un resultado que permite no desestimar a los efectos de mencionada variable.

## 4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Usando el criterio expuesto en el punto 3.4.1 del presente documento, en el cual se evalúa el efecto que tiene la humedad sobre el aislante sólido de un transformador de potencia, reflejado directamente sobre el valor de DP, junto con el criterio expuesto en el punto 4.2.2.4, en donde se observa los resultados obtenidos al modificar el criterio experto propuesto en [1], se procederá a calcular el índice de salud de un grupo de transformadores de potencia pertenecientes a una de las empresa de distribución de energía del país. Los resultados reflejaran el estado en el cual se encuentran las unidades, con una métrica sencilla de entender y que permitirá a cualquier administrador de un parque de transformadores de potencia, tomar decisiones sobre las acciones de mantenimiento necesarias para mantener o mejorar su sistema.

Los datos para el análisis se han tomado de los registros de una de las empresas encargadas de la generación y transmisión del país, Tabla 4.1.

Trafo	Year	Voltage [kV]	Power [MVA]	Water Content [ppm]	Acidity [mg KOH/g]	BDV 1mm [kV]	Dissipation Factor [%]	TDCG [ppm]	DP
1	2015	34,5/500	150	<10	0,01	64	0,004	48	>950
2	2015	34,5/500	150	<10	0,01	65	0,006	53	>950
3	2014	230/500	150	15,060	0,01	62,5	0,001	11	>950
4	2008	13,8/230	100	4,000	0,01	66	0,017	255	937,000
5	2014	13,8/230	100	22,000	0,01	36	0,023	24	>950
6	1988	13,8/230	134	4,000	0,01	61	0,042	807	822,000
7	1988	13,8/230	134	19,000	0,01	41	0,036	272	851,000
8	1977	69/138	50	14,000	0,01	32	0.100	132	715,000
9	1977	69/138	50	14,000	0,01	50	0.050	264	572,000
10		138/230	55,5	40,000	0,06	53	0.300	103	242,000
11	2012	69/138	100	5,000	0,01	52	0.090	405	724,000
12	1980	13,8	3,3	26,000	0,05	54	0.140	68	520,000
13	1989	13,8	10	13,000	0,09	62	0.100	94	610,000

Tabla 4.1. Datos de ensayos de transformadores de potencia de hasta 500kV. Fuente: Propia.

Para que la evaluación sea posible, se desarrolló una pequeña aplicación creada en GUIDE de Matlab, en ella se da la posibilidad de ingresar los datos necesarios de manera fácil e intuitiva. Los resultados que entrega la aplicación incluyen los resultados del estado del transformador en forma numérica (valor crisp), así como en forma verbal.

Permitiendo al usuario obtener una evaluación rápida de sus unidades de transformación, con dicha información, el usuario podrá, en conjunto con toda la información de cada transformador, tomar las decisiones que considere adecuadas en la gestión de sus unidades.

Cabe recalcar que el uso de esta herramienta permite generar únicamente alertas acerca del estado global de un transformador de potencia, a partir de una métrica sencilla de comprender e interpretar.

En el caso de existir una evaluación negativa, será obligación del personal de operación y mantenimiento revisar el historial de la unidad que generó mencionado resultado, para con ello dar una solución integral al problema que se haya generado.

Sin embargo, con el resultado obtenido por la aplicación presentada a continuación, es posible que el operador ya pueda tener una idea general acerca del estado de salud de sus unidades de transformación.

### 4.1. Aplicación para calcular el estado funcional de un transformador de potencia.

La construcción de la aplicación en Guide MATLAB se la realizó de manera que el usuario pueda ingresar los datos necesarios para la evaluación del estado funcional de un transformador de potencia, que en nuestro caso lo llamaremos también índice de salud.

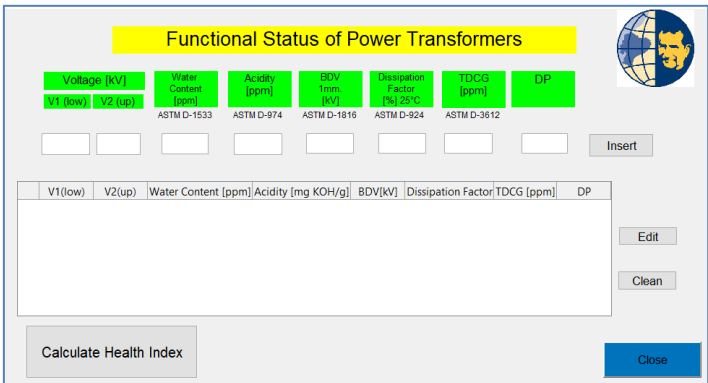


Figura 4-1. Ventana de aplicación para calcular el estado funcional de transformadores de potencia. Fuente propia.

Se puede observar en la Figura 4-1 que la aplicación consiste de 8 ventanas, en las cuales se puede ingresar los datos de voltaje (inferior y superior), contenido de humedad, acidez, rigidez dieléctrica (BDV), factor de disipación, total de gases combustibles disueltos (TDCG) y DP, así como los estándares bajo los cuales deben estar los valores.

Valores que se obtienen de los resultados de los ensayos físico-químico y cromatografía de gases, realizados al aceite aislante de un transformador de potencia. Las unidades en las cuales se debe ingresar cada valor se encuentran descritas en la aplicación.

Una vez ingresados los valores en cada una de las ventanas, se deberá pulsar el botón *insert* para que los valores se carguen en la matriz de datos de la aplicación.

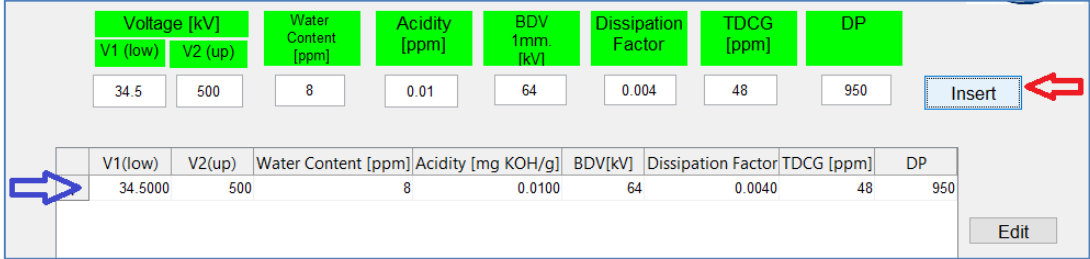


Figura 4-2. Ingreso de datos a la matriz de la aplicación. Fuente propia.

En el caso de que se generen errores durante el ingreso de datos, la aplicación mostrará ventanas de advertencia en casos puntuales. Siendo estos:

- Voltaje V1 mayor a V2, error ante el cual la aplicación mostrará la ventana de la Figura 4-3
- Datos faltantes, error que mostrara la ventana de la Figura 4-4

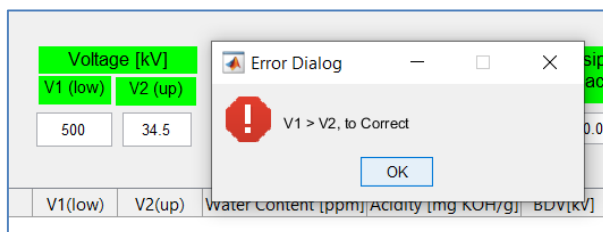


Figura 4-3. Error de voltaje V1 mayor a V2. Fuente propia.

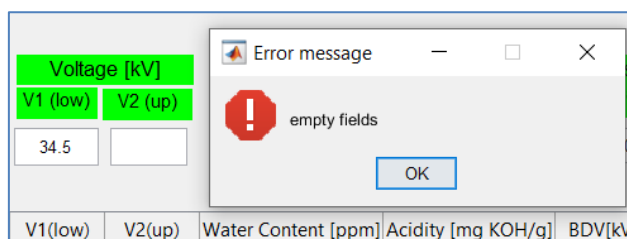


Figura 4-4. Error de campos sin llenar. Fuente propia.

La aplicación permite ingresar la cantidad de datos de transformadores que el usuario considere necesarios, en este caso se ingresó los datos de 5 transformadores, con diferentes rangos de voltaje de funcionamiento. Una vez ingresados los valores se procede a realizar el cálculo del índice de salud de cada transformador realizando clic sobre el botón *Calculate Health Index*. Figura 4-5.

**Functional Status of Power Transformers**

Voltage [kV]  
V1 (low) V2 (up)  
13.8 13.8

Water Content [ppm]  
26

Acidity [ppm]  
0.05

BDV 1mm [kV]  
54

Dissipation Factor  
08

TDCG [ppm]  
68

DP  
520

	V1(low)	V2(up)	Water Content [ppm]	Acidity [mg KOH/g]	BDV[kV]	Dissipation Factor	TDCG [ppm]	DP
1	34.5000	500	8	0.0100	64	0.0040	48	950
2	230	500	15.0600	0.0100	62.5000	1.0000e-03	11	950
3	13.8000	230	4	0.0100	66	0.0170	255	937
4	13.8000	230	22	0.0100	36	0.0230	24	950
5	13.8000	13.8000	26	0.0500	54	0.0800	68	520

←

Figura 4-5. Matriz de datos ingresados en la aplicación. Fuente propia.

A continuación la aplicación mostrará una ventana de resultados, en la cual se mostrará además de la matriz de datos, los resultados del índice de salud de cada uno de los transformadores. Figura 4-6.

Se puede observar que los resultados del índice de salud se encuentran tanto en valor numérico (crisp) como en verbal. Además la ventana cuenta con un botón para volver a la ventana de ingreso de datos.

Además, con la posibilidad de tratar los datos obtenidos en una base de datos, la aplicación brinda la opción de la exportación de datos a un archivo de Excel, Figura 4-7.

	V1(low)	V2(up)	Water Content [ppm]	Acidity [mg KOH/g]	BDV[kV]	Dissipation Factor	TDCG [ppm]	DP	Health Index
1	34.5000	500		8	0.0100	64	0.0040	48	950 0.1104 VG
2	230	500	15.0600	0.0100	62.5000	1.0000e-03	11	950 0.5250 M	
3	13.8000	230	4	0.0100	66	0.0170	255	937 0.1104 VG	
4	13.8000	230	22	0.0100	36	0.0230	24	950 0.5250 M	
5	13.8000	13.8000	26	0.0500	54	0.0800	68	520 0.5250 M	

Figura 4-6. Matriz de resultados de índice de salud. Fuente propia.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	v1 [kv]	v2 [kv]	Water conten	Acidity [mg KC	BDV 1mm [kV	Dissipation Fa	TDCG [ppm]	DP	Health Index	
2	34,5	500	8	0,01	64	0,004	48	950	0,11043478	VG
3	230	500	15,06	0,01	62,5	0,001	11	950	0,525	M
4	13,8	230	4	0,01	66	0,017	255	937	0,11043478	VG
5	13,8	230	22	0,01	36	0,023	24	950	0,525	M
6	13,8	13,8	26	0,05	54	0,08	68	520	0,525	M

Figura 4-7. Archivo de resultados exportado a Excel. Fuente propia.

Como se puede observar en la Figura 4-6 los resultados entregados por la aplicación son sencillos de interpretar.

## 4.2. Discusión de resultados.

Con los datos obtenidos de la Tabla 4.1 se obtuvieron los siguientes resultados.

v1 [kv]	v2 [kv]	Water content [ppm]	Acidity [mg KOH/g]	BDV 1mm [kV]	Dissipation Factor	TDCG [ppm]	DP	Health Index	
34,5	500	8	0,01	64	0,004	48	950	0,11043478	VG
34,5	500	9	0,01	65	0,006	53	950	0,11043478	VG
230	500	15,06	0,01	62,5	0,001	11	950	0,525	M
13,8	230	4	0,01	66	0,017	255	937	0,11043478	VG
13,8	230	22	0,01	36	0,023	24	950	0,525	M
13,8	230	4	0,01	61	0,042	807	822	0,46140415	M
13,8	230	19	0,01	41	0,036	272	851	0,49113712	M
69	138	14	0,01	32	0,1	132	715	0,30723005	G
69	138	14	0,01	50	0,05	264	572	0,24395238	G
69	138	40	0,16	53	0,3	103	242	0,83969697	B
69	138	5	0,01	52	0,09	405	572	0,23430657	G
13.8	13.8	26	0,05	54	0,14	68	520	0,450	M
13.8	13.8	13	0,09	62	0,1	94	610	0,35625	G

Tabla 4.2. Resultados del análisis del estado de transformadores de hasta 500kV. Fuente: Propia.



Al analizar los resultados obtenidos luego de analizar los transformadores de la Tabla 4.1 se pueden obtener varias consideraciones.

En el caso de los transformadores del 1-3, los cuales funcionan en la red de 500kV del país, uno de ellos presenta una evaluación considerada como “Moderada” (trafo #3), esto a pesar que el DP que posee es muy alto. Esta calificación se obtiene debido a que el nivel de humedad presente en el aceite se encuentra fuera del rango aceptable para unidades de esa clase, encontrándose en un nivel “moderado”. Existen varias causas por las cuales el aceite puede haber adquirido ese nivel de humedad en apenas unos años de funcionamiento.

Entre ellas está la posibilidad del cometimiento de errores durante el montaje y el transporte, errores que pudieron permitir un ingreso exagerado de humedad al sistema de aislamiento líquido.

Otra posibilidad es la existencia de daños en el sistema de respiración del transformador, el cual puede permitir el ingreso de un exceso de humedad al interior de la cuba.

Ante estos resultados es necesario que el administrador genere las acciones necesarias de secado y revisión de las diferentes partes que tienen contacto con el ambiente, para minimizar el impacto a largo plazo de la humedad sobre el aislamiento sólido del transformador, alargando así la vida útil del mismo.

En los transformadores del 4 al 7 con voltaje de funcionamiento de 230kV, los trafos #5 y #7 presentan la particularidad de que a pesar de tener un valor de DP considerado como bueno, por efecto de una humedad elevada, dan como resultado una evaluación considerada como “moderado”.

El caso de la unidad #6 posee una evaluación considerada como “moderado” debido a la existencia un valor de TDCG considerado “malo”, esto puede indicar la existencia de deterioro del aislamiento sólido debido al calentamiento de los devanados, la existencia de descargas parciales, o arcos internos. En este caso en particular es necesario realizar un análisis a fondo del tipo de gases presentes para definir la falla a la cual se encuentra expuesto el transformador.

Es posible analizar los gases con la ayuda del triángulo de Dubal, además sería necesario también realizar una termografía al transformador para identificar posibles puntos calientes en el interior del transformador.

La unidad #4 presenta una evaluación considerado “muy bueno” lo cual concuerda con los datos de los diferentes ensayos que presenta.

Los transformadores del 8 al 11 con voltaje de 130kV, presentan una evaluación considerada como “buena”, a excepción de la unidad #10, la cual presenta una evaluación “mala”.



Figura 4-8. Evaluación del estado funcional del transformador #10 de la Tabla 3.1. Fuente propia.

En la Figura 4-8 se puede observar la respuesta del sistema de evaluación difuso propuesto en este documento a la entrada del transformador #10, es visible que los valores de humedad, acidez y rigidez dieléctrica, no son aceptables, lo cual indica que el aislante sólido y líquido del transformador se encuentran muy contaminados y envejecidos químicamente.

Envejecimiento que se ve reflejado directamente sobre el DP, el cual presenta un valor considerado como “malo”.

Sin embargo, esta unidad en particular no presenta una cantidad de gases disueltos elevados, motivo por el cual se puede decir que en el aspecto térmico no ha sufrido mayor estrés.

Los resultados de esta unidad indican que la unidad de transformación se encuentra cercana al fin de su vida útil. Sería necesario que el administrador le tome especial atención, generando los planes de inversión necesarios para alargar lo más posible la vida del transformador. Además de planificar el futuro cambio de la unidad por salida de operación de la actualmente instalada.

Mencionado transformador podría durar años funcionando bajo las condiciones actuales, sin embargo, en el caso de existir alguna contingencia en la red, la cual genere condiciones de estrés en el transformador, es posible que se produzca la falla definitiva de la unidad, lo cual sería catastrófico para el operador de la red.

Las unidades #12 y #13, con voltaje de funcionamiento 13,8kV, muestran una evaluación aceptable para el tiempo que llevan funcionando.

De las dos últimas unidades la que necesita mayor atención es la #12, ya que presenta un nivel de humedad y TDCG elevados. No a gran nivel, pero suficientes como para generar problemas en el aislamiento del transformador. Es necesario planificar acciones de secado del aceite y la revisión a fondo de los gases disueltos, para con ello identificar el origen del problema existente.

Como se observa la interpretación de los resultados obtenidos con la aplicación, depende en gran medida de la experticia y conocimiento del operador y administrador acerca de sus unidades de transformación.

El registro adecuado de cada uno de los ensayos de laboratorio realizados a un transformador son de gran ayuda a la hora de evaluarlo, en estos se puede observar la evaluación de éste a lo

largo del tiempo, e ir definiendo estrategias de mantenimiento que permitan alargar la vida útil del transformador.

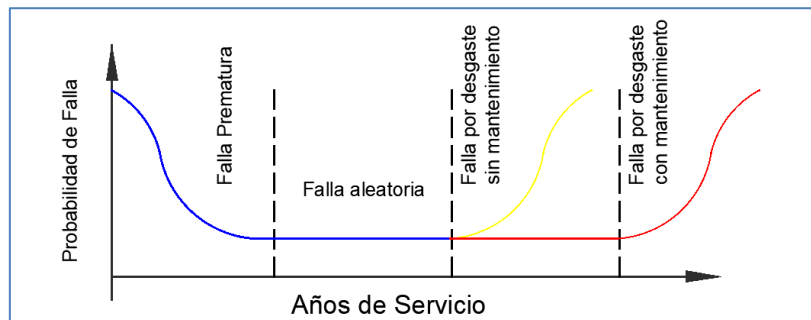


Figura 4-9. Probabilidad de falla del transformador de potencia con y sin acciones de mantenimiento. Fuente propia.

La figura 4-9 muestra claramente que la probabilidad de ocurrencia de falla en un transformador de potencia disminuye en el tiempo con un correcto mantenimiento. Motivo por el cual resulta de gran importancia la adecuada planificación de acciones de mantenimiento.

Con un correcto plan de mantenimiento, además de reducir la probabilidad de falla, el administrador asegura también la confiabilidad de su SEP, con lo cual mejora sus índices de calidad.

#### 4.2.1. Sensibilidad del sistema de evaluación propuesto.

Haciendo uso del mismo concepto propuesto por Chacón en [2], se procederá a realizar un análisis de los cambios que se generan al moverse a lo largo de las funciones de pertenencia de cada una de las entradas del sistema de evaluación. La evaluación se realizará cambiando los valores de las entradas de una en una, manteniendo los valores de las entradas restantes constantes.

Para ello, de igual manera que en [2], se usarán los valores en donde la función de pertenencia adquiere un valor de 0.75, 0.5, y 0.25, Figura 4-10.

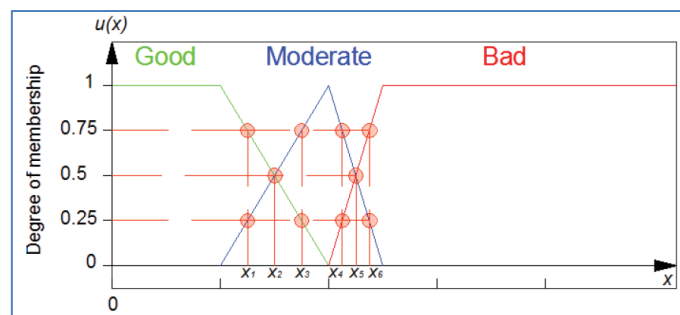


Figura 4-10. Puntos de interés para el análisis de sensibilidad de una función de pertenencia [2].

Al moverse por cada una de las variables de entrada, se generan 92 posibilidades de índice de salud por transformador, multiplicado por los 13 transformadores, el universo se extiende a 1196 posibilidades.

Usando el mismo análisis mostrado en [2], mediante el cual, el autor busca verificar el grado de afectación que genera la variación de cada entrada sobre el índice de salud mediante el uso de dos posibilidades:

- a) El conteo del número de cambios de estado verbal en el índice de salud con respecto a sus originales.
- b) Cuantificación de la variación de los valores crisp de los índices de salud obtenidos con respecto a sus originales.

Usando la primera posibilidad se obtienen los siguientes resultados:

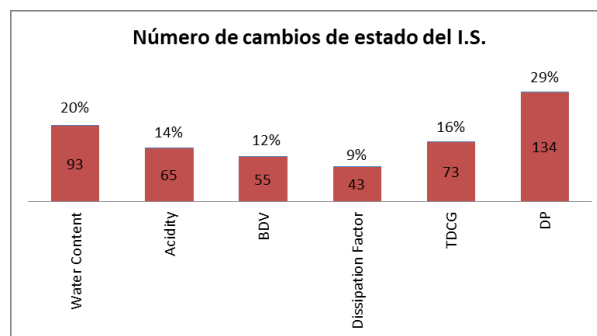


Figura 4-11. Cambios de estado del índice de salud generados por la variación de cada entrada. Fuente propia

Es claro observar que la variable que mayor cambios genera es el DP, y es entendible debido a que físicamente es el parámetro primordial a la hora de evaluar el estado de salud de un transformador, la variable que le sigue en cambios generados es la humedad, seguido del total del gases disueltos, acidez, BDV y por último el factor de disipación.

Comparando los resultados de la Figura 3-21, se observa que el sistema de evaluación difuso responde conforme los objetivos planteados en esta investigación, mejorando en gran medida la respuesta del sistema difuso frente a los cambios de la humedad.

Mediante la cuantificación de la variación del valor crisp del índice de salud resultante de variar una entrada, frente al índice de salud original, se observa que el DP continua siendo la variable que genera mayor cambio, Tabla 4.3.

	Water Content	Acidity	BDV	Dissipation Factor	TDCG	DP
T1	0,279	0,252	0,148	0,190	0,366	0,772
T2	0,279	0,252	0,148	0,190	0,366	0,772
T3	0,279	0,072	0,107	0,073	0,212	0,358
T4	0,279	0,227	0,148	0,190	0,366	0,772
T5	0,279	0,037	0,030	0,034	0,091	0,375
T6	0,047	0,047	0,047	0,000	0,289	0,427
T7	0,212	0,033	0,085	0,051	0,181	0,391
T8	0,131	0,044	0,023	0,094	0,203	0,477
T9	0,279	0,116	0,096	0,094	0,218	0,571
T10	0,055	0,000	0,032	0,000	0,065	0,315
T11	0,167	0,148	0,125	0,060	0,259	0,623
T12	0,062	0,038	0,069	0,045	0,119	0,432
T13	0,120	0,190	0,000	0,053	0,105	0,470
Promedio	0,190	0,112	0,081	0,083	0,218	0,520

Tabla 4.3. Resultados del análisis del cambio del valor crisp del índice de salud. Fuente: Propia.

Sin embargo, se observa que, en este caso que la variable que le sigue al DP en afectación al índice de salud es el TDCG, seguido a continuación por la humedad, acidez, BDV y al final el factor de disipación.

Es posible que la diferencia entre los resultados de la Figura 4-11 y la Tabla 5. 3, se generen debido a la concepción del sistema difuso de evaluación del estado del transformador. A pesar de ello, se considera que los resultados son bastante buenos frente a los que se obtuvieron en [1].

## 5. Conclusiones

La revisión del estado del arte acerca de la relación existente entre el grado de polimerización, la humedad y la pérdida de vida útil de un transformador de potencia implicó una extensa cantidad de criterios, a pesar de ello, la mayoría de ellos converge en dos hechos, “la vida del papel aislante es la vida del transformador”, y la consideración de que aumentar la humedad al doble de su valor, disminuye la vida del transformador a la mitad.

En el punto 2.4.1, se muestra matemáticamente que la degradación del DP de un transformador por efecto de la humedad es acumulativo, y depende directamente de las temperaturas del denominado punto caliente  $\theta_{HS}$  y de los devanados  $\theta_{DE}$ . En los resultados de dicho análisis se observa que la degradación en 4 años resulta crítica.

El proceso de desarrollo de las funciones de pertenencia y del sistema de evaluación difusa para transformadores de hasta 500kV, es resultado de la revisión de la normativa vigente acerca de los parámetros que se predefinieron como entradas en el análisis del estado funcional de transformadores de potencia.

Resulta necesaria una adecuada interpretación de los valores considerados como permisibles, ya que, dependiendo del tipo de ensayo, de las condiciones en las que las muestras se tomaron, e inclusive de la forma en la que se analizan las muestras, los resultados pueden variar.

Debido a mencionadas consideraciones, es necesario precisar adecuadamente cuales son los estándares bajo los cuales se analizan los valores de las variables que intervienen en la evaluación del estado funcional de transformadores de potencia.

OIL QUALITY				
Previous	2017-01-19	Parameter	Screening Code(T/R)	Test Method
		Moisture in Oil (ppm)		SOP 5.5-03-01
		Moisture in Oil (ppm)		D 1533-12
		Interfacial Tension (mN/m)		D 971-12
		Acid Number (mg KOH/g)		D 974-14e2
		Color Number		D1500-12
		Visual Examination		D 1524-15
		Dielectric Breakdown (kV)		D 877-13
		Dielectric Breakdown 2 mm (kV)		D 1816-12
	0.006	Power Factor @ 25 °C (%)		D 924-15
	0.03	Power Factor @ 100 °C (%)		D 924-15
		Specific Gravity		D 1298-12b
		Oxidation Inhibitor DBP (wt. %)		D 4768-11
		Oxidation Inhibitor DBPC (wt. %)		D 4768-11
	< 1	PCB - Total Arochlor Content (ppm)		D 4059-00
		Corrosive Sulphur Method B		D 1275-15
	< 5	5-hydroxymethyl-2-furaldehyde (ppb)		D 5837-15
	< 5	furfuryl alcohol (ppb)		D 5837-15
	< 5	2-furaldehyde (ppb)		D 5837-15
	< 5	2-acetyl-furan (ppb)		D 5837-15
	< 5	5-methyl-2-furaldehyde (ppb)		D 5837-15
		Methanol (ppb)		
		Ethanol (ppb)		

Figura 5-1. Ejemplo de resultados de ensayos de físico-químicos de un transformador de potencia. Fuente propia.

En la Figura 5-1 se muestra un ejemplo de los resultados de los ensayos físico-químicos de un transformador de potencia perteneciente a una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica del país.

Se puede observar que la hoja de resultados incluye: el listado de parámetros analizados junto con los valores obtenidos y las unidades en las que estos se miden, además dentro de la

información presente en los resultados se encuentra la metodología con la que fue realizado cada test. Información que resulta primordial a la hora de realizar cualquier tipo de interpretación de resultados.

Con la información acerca de los límites permisibles y la forma en la cual interpretar la información resulta sencilla la construcción de las funciones de pertenencia de cada variable. En el caso en particular de esta investigación se optó por usar funciones del tipo rampa debido a la facilidad de análisis que están presentando.

En lo que tiene que ver con la adaptación del sistema de evaluación difuso, resultó algo complejo entender la forma en la cual este fue construido por sus autores. Para ello fue necesario analizar una a una las reglas de criterio experto, encontrando que a las 33 reglas se las puede dividir en subgrupos, los cuales tienen como denominador común el nivel de DP y TDCG.

- Las regla número 1, es una relación directa entre el estado del papel aislante y el estado de salud del transformador.
- Las reglas de la 2 a la 4, evalúan al transformador en función únicamente de las variables DP y TDCG, haciendo énfasis en el hecho de que si el DP es deficiente, el transformador se encuentra en mal estado.
- Las reglas de la 5 a la 12 son resultado de la combinación de valores de DP “moderado” y TDCG “no malo”, junto con la combinación de 2 o 3 variables más.
- En estas reglas se observa que la salida muestra un resultado “malo” cuando junto al DP “malo” y TDCG “no malo” se encuentran 3 variables en valor considerado “malo”, mientras que, la salida mostrará un resultado “moderado”, al combinar los mismo valores de DP y TDCG, con 2 variables en estado malo.
- En el caso de las reglas de la 13 a la 20, se presenta una configuración similar. En este caso los parámetros comunes son el DP (“Muy Bueno” o “Bueno”) junto con TDCG “malo”, los cuales, combinados con 3 variables en estado “malo” obtendrán un resultado “malo”, mientras que al combinarlos con 2 variables con evaluación “moderado” obtendrán un “moderado” como salida.
- Las reglas de 21 y 22 combinan al DP (“Muy Bueno” o “Bueno”) y un TDCG “moderado”, junto con 1 “malo” para obtener un “moderado”, mientras que para obtener un resultado “bueno” se combinan con 4 “no malo”.
- Las reglas de la 23 a la 32 combinan un DP (“Muy Bueno” o “Bueno”) y un TDCG “bueno”, junto con 3 variables en estado “malo” para obtener resultado “moderado”, o con 3 “no malos” y 1 “bueno” para obtener como resultado “bueno”, o con BDV “malo” más 1 “malo” para obtener “moderado”, o si se combinan con 2 “no malo” y 1 “no malo” para obtener como salida “bueno”.
- La regla 33 combina un DP (“Muy Bueno” o “Bueno”) con resultados de los demás 5 ensayos en estado “bueno”, para obtener un resultado muy bueno.

Del análisis realizado a las reglas se puede observar que el denominador común para obtener como mínimo un resultado moderado, es necesario que, sin importar el estado del DP y el

TDCG, tener 3 variables en estado “malo”, sean estas humedad, acidez, factor de potencia o rigidez dieléctrica.

A partir de mencionado análisis se agregaron las reglas adicionales, las cuales buscan aumentar el porcentaje de incidencia de la humedad en el resultado. Resultado que resulto favorable al realizar el análisis de sensibilidad del sistema de inferencia difusa.

En donde se observa claramente que, sin tocar las demás variables, con el hecho de mover el valor de la humedad a valores considerados “moderado” o “malo” ya genera que la evaluación del estado funcional del transformador se coloque por lo menos en “moderado”. Resultado que es el que se buscaba al iniciar esta investigación.

En conclusión, el análisis de un transformador de potencia en nuestro medio resulta algo complejo, y más aún cuando en el plano de desarrollo investigativo no es posible obtener datos reales sin que esto implique una serie de trámites engorrosos.

En cuanto al estudio de los resultados, es necesario comprender que una metodología de este tipo, es tan solo un pequeño indicativo acerca del estado completo en el que se encuentra un transformador. Como se mencionó al iniciar esta investigación, la aplicación presentada es un vistazo rápido acerca del estado funcional de un transformador de potencia.

Mirada que le permite al operador y administrador, saber en qué estado se encuentran sus unidades. Resultará muy necesario llevar un control histórico tanto de los datos de los ensayos y pruebas realizadas al transformador, de modo que sea posible ir verificando la evolución en el tiempo de las unidades.

Además, también es preciso que los datos arrojados por esta u otras aplicaciones se complementen con el criterio de personas que conozcan a profundidad el funcionamiento de transformadores de potencia.

Es necesario reconocer que, a pesar que durante el desarrollo de la aplicación presentada en esta investigación se cumplieron con los objetivos planteados, la tecnología, así como los criterios de evaluación y avances en investigación en la materia de transformadores de potencia están en mejora continua, motivo por el cual, esta aplicación resulta perfectible y dependerá del modo en que se aborde el análisis.

Es posible que nuevas investigaciones generen aplicaciones similares con otro tipo de entradas o resultados, sin embargo eso no implica que desarrollos como el mostrado en esta aplicación resulten inservibles, ya que muestran una manera rápida de evaluar el estado funcional de transformadores sin que ello implique grandes y complejos sistemas matemáticos.



## 6. Bibliografía

- [1] R. D. Medina, J. P. Lata, D. P. Chacón, D. X. Morales, J. P. Bermeo, and A. E. Medina, "Health Index Assessment for Power Transformers with Thermal Upgraded Paper up to 230kV Using Fuzzy Inference Systems," in *Universities' Power Engineering Conference (UPEC), Proceedings of 2011 46th International*, 2016, pp. 1-8.
- [2] D. P. Chacón-Troya, J. P. Lata, and R. D. Medina, "Health index assessment for power transformers with thermal upgraded paper up to 230kV, using fuzzy inference. Part II: A sensibility analysis," in *2017 International Caribbean Conference on Devices, Circuits and Systems (ICCDACS)*, 2017, pp. 109-112.
- [3] IEC, "60076-1 Power Transformer - Part 1 - General ", ed, 2001.
- [4] J. J. Núñez-Arenas Crespo, "Estado del arte en evaluación del envejecimiento de transformadores a través del análisis de compuestos furánicos," 2011.
- [5] J. C. Castro Galeano, C. A. Rincón Becerra, E. Cuartas, and L. Enrique, "Experiencia colombiana en reparación de núcleos de transformadores de potencia," *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, vol. 14, pp. 235-255, 2015.
- [6] E. R. i Oliva, *Transformadores de potencia, de medida y de protección*: Marcombo, 1972.
- [7] P. Reis Tenajas, "Análisis del envejecimiento del aceite de un transformador mediante espectroscopia dieléctrica medida en baja frecuencia," 2009.
- [8] T. I. o. A. Management, "The specification for the optimized management of physical assets," in *PAS 55-1, PAS 55-2* vol. PAS 55, ed. London: British Standards, 2008.
- [9] I. S. O. ISO. (2012). *ISO 55000 International Standard for Asset Management*. Available: <http://www.iso55000.info/>
- [10] E. Aliani and A. A. Romero, "Consideraciones para la gestión de transformadores de potencia, en el marco de la ISO 55000," in *Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), 2014 IEEE*, 2014, pp. 594-599.
- [11] A. F. Cerón, I. F. Orduña, G. Aponte, and A. A. Romero, "Panorama de la Gestión de Activos para Transformadores de Potencia," *Información tecnológica*, vol. 26, pp. 99-110, 2015.
- [12] "IEEE Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers," *IEEE Std C57.140-2006*, pp. c1-67, 2007.
- [13] E. O. García Vélez and C. O. Gaspar España, "Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de gran potencia en aceite (aplicado a un transformador de 160MVA, 13, 8kv/138kv de la Central Térmica Trinitaria)," 2010.
- [14] ASTM, "Standard Guide for Sampling, Test Methods, and Specifications for Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin," ed, 2011.
- [15] "IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors," *IEEE Std C57.152-2013*, pp. 1-121, 2013.
- [16] I. E. Commission, "International Standard IEC 60422: 2013," *Mineral insulating oils in electrical equipment—Supervision and maintenance guidance, Edition*, 2013.
- [17] A. E. Abu-Elanien, M. Salama, and M. Ibrahim, "Calculation of a health index for oil-immersed transformers rated under 69 kv using fuzzy logic," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 27, pp. 2029-2036, 2012.

- [18] A. F. Cerón, D. F. Echeverry, G. Aponte, and A. A. Romero, "Índice de Salud para Transformadores de Potencia Inmersos en Aceite Mineral con Voltajes entre 69kV y 230kV usando Lógica Difusa," *Información tecnológica*, vol. 26, pp. 107-116, 2015.
- [19] W. Flores, E. Mombello, G. Rattá, and J. Jardini, "Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 5, pp. 50-54, 2007.
- [20] "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers," *IEEE Std C57.104-2008 (Revision of IEEE Std C57.104-1991)*, pp. 1-36, 2009.
- [21] "IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment," *IEEE Std C57.106-2015 (Revision of IEEE Std C57.106-2006)*, pp. 1-38, 2016.
- [22] R. Medina, "Desarrollo de indicadores para el análisis de riesgo en parques de transformadores de potencia dentro de un contexto de gestión de activos físicos," *Facultad de Ingeniería*, p. 247, 2017.
- [23] T. K. Saha, "Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 10, pp. 903-917, 2003.
- [24] "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators," *IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995)*, pp. 1-123, 2012.
- [25] W. Flores, E. Mombello, and G. Ratta, "Life of Power Transformers Immersed in Oil: State-of-the-Art. Part II. Correlation Between Results of Physical -Quimical Tests," *Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)*, vol. 5, pp. 591-598, 2007.
- [26] A. d. Pablo, "Furfural and ageing: how are they related," in *Insulating Liquids (Ref. No. 1999/119), IEE Colloquium on*, 1999, pp. 5/1-5/4.
- [27] I. Margalló Gasco, "Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos," 2012.
- [28] C. Gonzales Hermosillo, "Lógica Difusa, una introducción práctica," *Universidad de Castilla - La Mancha*, 2011.
- [29] T. J. Ross, *Fuzzy logic with engineering applications*: John Wiley & Sons, 2009.
- [30] R. P. Pueyo, *Procesado y optimización de espectros Raman mediante técnicas de lógica difusa: aplicación a la identificación de materiales pictóricos*: Universitat Politècnica de Catalunya, 2005.
- [31] R. A. M. Pérez, "Sistemas de inferencia basados en Lógica Borrosa: Fundamentos y caso de estudio," *Revista de investigación de Sistemas e Informática*, vol. 7, pp. 91-104, 2010.
- [32] A. A. López and J. L. Echevarría, "SIMULACIÓN DINÁMICA Y CONTROL DIFUSO DE UNA COLUMNA DE DESTILACIÓN CONTINUA," *Revista Peruana de Química e Ingeniería Química*, vol. 5, pp. 47-57, 2002.
- [33] R. B. Jadav, C. Ekanayake, and T. K. Saha, "Impact of moisture and ageing on the dielectric response of transformer insulation," in *2012 22nd Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2012, pp. 1-6.
- [34] K. Baburao, N. M. Bhangre, A. M. Wagle, A. Venkatasami, and S. E. Chaudhari, "The experience of DP and furan in remnant life assessment of power transformer," in *Condition Monitoring and Diagnosis, 2008. CMD 2008. International Conference on*, 2008, pp. 555-558.

- [35] A. Abu-Siada and S. Islam, "A new approach to identify power transformer criticality and asset management decision based on dissolved gas-in-oil analysis," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 1007-1012, 2012.
- [36] S. Ojha, P. Purkait, and S. Chakravorti, "Understanding the effects of moisture equilibrium process on dielectric response measurements for transformer oil-paper insulation systems," in *2012 1st International Conference on Power and Energy in NERIST (ICPEN)*, 2012, pp. 1-6.
- [37] G. Xia and G. Wu, "Study on the impact of initial moisture contents on ageing characteristics of transformer oil-paper insulation," in *2016 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, 2016, pp. 1-4.
- [38] G. Wenmin and L. Dan, "Effect of moisture on dielectric properties of oil-paper insulation at low temperature," in *2015 IEEE 11th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM)*, 2015, pp. 164-167.
- [39] J. S. Piegari, R. E. Álvarez, and L. J. Catalano, "Herramienta de gestión y análisis para los ensayos de DGA en transformadores de potencia inmersos en aceite mineral," in *XVI Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ (Puerto Iguazú, 17 al 21 de mayo de 2015)*, 2015.
- [40] R. Stebbins, D. Myers, and A. Shkolnik, "Furanic compounds in dielectric liquid samples: review and update of diagnostic interpretation and estimation of insulation ageing," in *Proceedings of the 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials (Cat. No. 03CH37417)*, 2003, pp. 921-926.
- [41] P. Sen and S. Pansuwan, "Overloading and loss-of-life assessment guidelines of oil-cooled transformers," in *2001 Rural Electric Power Conference. Papers Presented at the 45th Annual Conference (Cat. No. 01CH37214)*, 2001, pp. B4/1-B4/8.
- [42] G. Jiménez-Araya and G. A. Gómez-Ramírez, "Comportamiento de los aislamientos sólidos de transformadores de potencia en condiciones ambientales no controladas," *Revista Tecnología en Marcha*, vol. 29, pp. 99-116, 2016.
- [43] L. Vera and S. Leonidas, "Análisis de la degradación de los componentes pasivos de un transformador de potencia de 10 MVA, con el fin de prolongar su vida útil, considerando su impacto al medio ambiente," 2019.
- [44] C. E. Argueta Rivas, F. R. Contreras Recinos, and O. M. Guardado Tamayo, "Análisis de causas y efectos producidos por el deterioro del aceite dieléctrico para transformadores pad mounted y su relación con el índice de fallas," Universidad de El Salvador, 2017.
- [45] R. Linan Garcia, D. Ponce Noyola, A. Guzman Lopez, E. Betancourt Ramirez, G. Tamez Torres, and G. PROLEC, "Models for power transformers monitoring in the intelligent electrical network: humidity and temperature of bubble generation; Modelos para el monitoreo de transformadores de potencia en la red electrica inteligente: humedad y temperatura de generacion de burbujas," 2013.
- [46] R. Liao, Y. Lin, P. Guo, H. Liu, and H. Xia, "Thermal aging effects on the moisture equilibrium curves of mineral and mixed oil-paper insulation systems," *IEEE Transactions on Dielectrics and electrical insulation*, vol. 22, pp. 842-850, 2015.
- [47] Y. Lin, R. Liao, Y. Liu, H. Zhao, J. Li, and Z. Zhao, "Effects of moisture on furfural distribution and aging estimation of transformer cellulose insulation," in *2018 12th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM)*, 2018, pp. 447-450.

- [48] Y. Du, M. Zahn, B. C. Lesieutre, A. V. Mamishev, and S. R. Lindgren, "Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems," *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, vol. 15, pp. 11-20, 1999.
- [49] H. Wu, L. Liu, T. Liu, Z. Peng, X. Lv, and J. Liao, "The effect of moisture and temperature on the oil-immersed-paper used in EHV converter transformer," in *2016 IEEE International Conference on Dielectrics (ICD)*, 2016, pp. 577-580.
- [50] M. Mukherjee, D. Martin, S. Kulkarni, and T. Saha, "A mathematical model to measure instantaneous moisture content in transformer insulation cellulose," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 24, pp. 3207-3216, 2017.
- [51] M. Koch, S. Tenbohlen, and M. Rosner, "Moisture ingress in free breathing transformers," in *2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, 2008, pp. 646-650.
- [52] L. Huang, Y. Wang, X. Li, C. Wei, and Y. Lu, "Effect of moisture on breakdown strength of oil-paper insulation under different voltage types," in *2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, 2018, pp. 1-4.
- [53] C. Krause, P. Brupbacher, A. Fehlmann, and B. Heinrich, "Moisture effects on the electric strength of oil/pressboard insulation used in power transformers," in *IEEE International Conference on Dielectric Liquids, 2005. ICDL 2005.*, 2005, pp. 369-372.
- [54] C. Brochure, "494," *Furanic Compounds for Diagnosis*, 2012.
- [55] T. Dalton, "Moisture management of live transformers," *energize*, 2008.
- [56] R. Madavan and S. Balaraman, "Performance analysis of transformer liquid insulation system under various environmental conditions," in *2015 International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON)*, 2015, pp. 83-86.
- [57] M. Martins, "Study of moisture equilibrium in oil-paper system with temperature variation," in *Proceedings of the 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials (Cat. No. 03CH37417)*, 2003, pp. 1124-1129.
- [58] A. D. Ashkezari, H. Ma, T. K. Saha, and C. Ekanayake, "Application of fuzzy support vector machine for determining the health index of the insulation system of in-service power transformers," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 20, pp. 965-973, 2013.
- [59] F. Ortiz, I. Fernandez, A. Ortiz, C. J. Renedo, F. Delgado, and C. Fernandez, "Health indexes for power transformers: a case study," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 32, pp. 7-17, 2016.

## A. ANEXOS

### A.1. Reglas de criterio experto propuestas por Abu Elanien

Regla Nº	Regla
1	Si 2-FAL es muy malo, entonces índice de salud es muy malo
2	Si 2-FAL es malo y DCG no es malo, entonces índice de salud es malo
3	Si 2-FAL es malo y DCG es malo, entonces índice de salud es muy malo
4	Si 2-FAL es moderado alto y DCG es malo, entonces el índice de salud es malo
5	Si (2-FAL es moderado alto o DCG no es malo) y humedad es malo y la acidez es malo y (BDV es malo o el factor de disipación es malo), entonces el índice de salud es malo
6	Si (2-FAL es moderado alto o DCG no es malo) y BDV es malo y el factor de disipación es malo y (el humedad es malo o la acidez es malo), entonces el índice de salud es malo
7	Si (2-FAL es alto moderado o DCG no es malo) y humedad no es malo y acidez no es malo, entonces el índice de salud es moderado
8	Si (2-FAL es alto moderado o DCG no es malo) y humedad no es malo y BDV no es malo, entonces el índice de salud es moderado
9	Si (2-FAL es alto moderado o DCG no es malo) y humedad no es malo y factor de discipacion no es malo, entonces el índice de salud es moderado
10	Si (2-FAL es alto moderado o DCG no es malo) y BDV no es malo y factor de discipacion no es malo, entonces el índice de salud es moderado
11	Si (2-FAL es alto moderado o DCG no es malo) y BDV no es malo y la acidez no es malo, entonces el índice de salud es moderado
12	Si (2-FAL es alto moderado o DCG no es malo) y la acidez no es malo y el factor de discipacion no es malo, entonces el índice de salud es moderado
13	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno o DCG es malo) y agua no es malo y acidez no es malo, entonces el índice de salud es moderado
14	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno) y DCG es malo y agua no es malo y BDV no es malo, entonces el índice de salud es moderado
15	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno) y DCG es malo y agua no es malo y el factor de discipacion no es malo, entonces el índice de salud es moderado
16	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno) y DCG es malo y la acidez no es malo y BDV no es malo, entonces el índice de salud es moderado
17	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno) y DCG es malo y la acidez no es malo y el factor de discipacion no es malo, entonces el índice de salud es moderado
18	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno) y DCG es malo y BDV no es malo y el factor de discipacion no es malo, entonces el índice de salud es moderado
19	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno) y DCG es malo y humedad es malo y la acidez es malo y (BDV es malo o el factor de discipacion es malo), entonces el índice de salud es moderado
20	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno) y DCG es malo y BDV es malo y el factor de discipacion es malo y (humedad es malo o acidez es malo), entonces el índice de salud es moderado
21	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno) y DCG es moderado y ( humedad es malo o BDV es malo o el factor de discipacion es malo), entonces el índice de salud es moderado
22	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno) y DCG es moderado y humedad no es malo y acidez no es malo y BDV no es malo y el factor de discipacion no es malo, entonces el índice de salud es bueno
23	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno), y DCG es bueno y humedad es malo y acidez es malo y (BDV es malo o el factor de discipacion es malo), entonces el índice de salud es moderado
24	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno), y DCG es bueno y BDV es malo y factor de discipacion es malo y (humedad es malo o acidez es malo), entonces el índice de salud es moderado
25	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno), y DCG es bueno y humedad no es malo y acidez no es malo y BDV no es malo y el factor de discipacion no es malo, entonces el índice de salud es bueno
26	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno), y DCG es bueno y humedad no es malo y acidez no es malo y el factor de discipacion no es malo y BDV no es bueno, entonces el índice de salud es bueno
27	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno), y DCG es bueno y humedad no es malo y BDV no es malo y el factor de discipacion no es malo y acidez no es bueno, entonces el índice de salud es bueno
28	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno), y DCG es bueno y BDV no es malo y acidez no es malo y el factor de discipacion no es malo y humedad no es bueno, entonces el índice de salud es bueno
29	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno), y DCG es bueno y BDV es malo y (acidez es malo o el factor de discipacion es malo o humedad es malo), entonces el índice de salud es moderado
30	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno), y DCG es bueno y (humedad es malo o acidez es malo) y (BDV no es malo y el factor de discipacion no es malo), entonces el índice de salud es bueno
31	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno), y DCG es bueno y humedad es malo o factor de discipacion es malo) y (BDV no es malo y acidez no es malo), entonces el índice de salud es bueno
32	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno), y DCG es bueno y (factor de discipacion es malo o acidez es malo) y (BDV no es malo y humedad no es malo) y , entonces el índice de salud es bueno
33	Si (2-FAL es bajo moderado o 2-FAL es bueno), y DCG es bueno y BDV es malo y acidez es bueno y el factor de discipacion es bueno y humedad es bueno, entonces el índice de salud es muy bueno

## A.2. Reglas de criterio experto propuestas en la presente investigación.

N°	Regla
1	Si el DP es muy malo, entonces el índice de salud es muy malo
2	Si el DP es malo y TDCG no es malo, entonces el índice de salud es malo
3	Si DP es malo y TDCG es malo, entonces el índice de salud es muy malo
4	Si DP es moderado y TDCG es malo, entonces el índice de salud es malo
5	Si DP es moderado, TDCG no es malo y el humedad es malo y la acidez es malo y (BDV es malo o el factor de disipación es malo), entonces el índice de salud es malo
6	Si DP es moderado TDCG no está mal y BDV es malo y el factor de disipación es malo y (el humedad es mala o la acidez es malo), entonces el índice de salud es malo
7	Si DP es moderado, TDCG no es malo y humedad no es malo y acidez no es malo, entonces el índice de salud es moderado
8	Si DP es moderado, TDCG no es malo y humedad no es malo y BDV no es malo, entonces el índice de salud es moderado
9	Si DP es moderado, TDCG no es malo y humedad no es malo y factor de disipación no es malo, entonces el índice de salud es moderado
10	Si DP es moderado, TDCG no es malo y BDV no es malo y factor de disipación no es malo, entonces el índice de salud es moderado
11	Si DP es moderado, TDCG no es malo y BDV no es malo y la acidez no es malo, entonces el índice de salud es moderado
12	Si DP es moderado, TDCG no es malo y la acidez no es malo y el factor de disipación no es malo, entonces el índice de salud es moderado
13	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), TDCG es malo y humedad no es malo y acidez no es malo, entonces el índice de salud es moderado
14	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es malo y humedad no es malo y BDV no es malo, entonces el índice de salud es moderado
15	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es malo y humedad no es malo y el factor de disipación no es malo, entonces el índice de salud es moderado
16	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es malo y la acidez no es malo y BDV no es malo, entonces el índice de salud es moderado
17	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es malo y la acidez no es malo y el factor de disipación no es malo, entonces el índice de salud es moderado
18	Si (DP es bueno o DP es bueno), y TDCG es malo y BDV no es malo y el factor de disipación no es malo, entonces el índice de salud es moderado
19	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es malo y humedad es malo y la acidez es mala y (BDV es malo o el factor de disipación es malo), entonces el índice de salud es malo
20	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es malo y BDV es malo y el factor de disipación es malo y (humedad es malo o acidez es malo), entonces el índice de salud es malo
21	Si (DP es bueno o DP es bueno), y TDCG es moderado y ( humedad es malo, o acidez es malo, o BDV es malo, o el factor de disipación es malo), entonces el índice de salud es moderado
22	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es moderado y humedad no es malo y acidez no es mala y BDV no es malo y el factor de disipación no es malo, entonces el índice de salud es bueno
23	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es bueno y humedad es malo y acidez es mala y (BDV es malo o el factor de disipación es malo), entonces el índice de salud es moderado
24	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es bueno y BDV es malo y factor de disipación es malo y (humedad es malo o acidez es malo), entonces el índice de salud es moderado bajo
25	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es bueno y humedad no es malo y acidez no es mala y BDV no es malo y el factor de disipación no es bueno, entonces el índice de salud es bueno
26	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es bueno y humedad no es malo y acidez no es mala y el factor de disipación no es malo y BDV no es bueno, entonces el índice de salud es bueno
27	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es bueno y humedad no es malo y BDV no es mala y el factor de disipación no es malo y acidez no es bueno, entonces el índice de salud es bueno
28	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es bueno y BDV no es mala y acidez no malo y el factor de disipación no es malo y humedad no es bueno, entonces el índice de salud es bueno
29	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es bueno y BDV es malo y (humedad es malo, o acidez es malo o el factor de disipación es malo), entonces el índice de salud es moderado
30	Si (DP es bueno o DP es bueno), y TDCG es bueno y (humedad es malo o acidez es malo) y (BDV no es malo y el factor de disipación no es malo), entonces el índice de salud es bueno
31	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es bueno y (humedad es malo o factor de disipación es malo) y (BDV no es malo y acidez no es malo), entonces el índice de salud es bueno
32	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es bueno y (acidez es malo, o factor de disipación es malo) y (BDV no es malo y humedad no es malo) y , entonces el índice de salud es bueno
33	Si (DP es bueno o DP es muy bueno), y TDCG es bueno y humedad es bueno y acidez es bueno y BDV es bueno y factor de disipación es bueno, entonces el índice de salud es muy bueno
34	Si <b>humedad</b> es malo y BDV es malo y (acidez o factor de disipación) es malo, el índice de salud es malo
35	Si <b>humedad</b> es malo y acidez es malo y (factor de disipación o BDV) es malo, el índice de salud es malo
37	Si <b>humedad</b> es malo y factor de disipación es malo y (BDV o acidez) es malo, el índice de salud es malo
36	Si DP es (malo o muy malo) y <b>humedad</b> es malo, el índice de salud es muy malo