



**UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA**

*Comunidad al servicio del Pueblo*

**UNIDAD ACADÉMICA DE INGENIERÍA, INDUSTRIA  
Y CONSTRUCCIÓN  
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Análisis estadístico de pruebas en el Transformador de la unidad N°5 para  
determinación de tendencias y estimación de vida residual en la Central  
Paute-Molino**

**TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**AUTOR: WILMA YOLANDA PADILLA CALLE**

**DIRECTOR: ING. PABLO DANILO ARIAS REYES MSc.**

**MATRIZ CUENCA**

**2017**



## DECLARACIÓN

Yo, Wilma Yolanda Padilla Calle, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento; y eximo expresamente a la Universidad Católica de Cuenca y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

La Universidad Católica de Cuenca puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y la normatividad institucional vigente.

---

**Wilma Yolanda Padilla Calle**



## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Wilma Yolanda Padilla Calle, bajo mi supervisión.

---

**Ing. Pablo Arias Reyes MSc.**

**DIRECTOR**



## AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a Dios por haberme guiado y acompañado en la etapa de mi carrera, brindándome la salud para seguir adelante y cumplir con esta meta en mi vida.

A mis padres, Matilde y Luis, quienes me ayudaron a formarme como una persona de bien y han estado siempre a mi lado guiándome por el camino del bien. A mi hermano William por su apoyo incondicional.

De manera particular a mí director de tesis, Ing. Pablo Arias, de igual manera al Ing. Joffre Chalco, tutor de la tesis en CELEC E.P (Hidropaute), por todo el tiempo, apoyo, enseñanza y asesoría brindada durante el desarrollo de este trabajo de investigación ha sido posible la culminación exitosa del mismo.

A CELEC EP. Hidropaute, por la oportunidad de realizar mi tema de tesis en sus instalaciones, siempre brindando todas las facilidades posibles para que se lleve a cabo y de la mejor manera mi trabajo.

A la Universidad Católica de Cuenca por la formación y las oportunidades que me ha brindado durante toda mi formación profesional.



## DEDICATORIA

Dedico este trabajo a la memoria de mi hermana Sandy aunque ya no se encuentre conmigo estoy convencida que desde el lugar en donde se encuentre se siente orgullosa de mi. A mi madre quien ha sido el pilar fundamental en mi vida apoyándome en todo momento, gracias por estar siempre a mi lado y guiarme para lograr cumplir mi sueño.



## ÍNDICE DE CONTENIDO

|  |      |
|--|------|
| DECLARACIÓN .....  | ii   |
| CERTIFICACIÓN .....  | iii  |
| AGRADECIMIENTOS .....  | iv   |
| DEDICATORIA .....  | v    |
| LISTA DE FIGURAS .....   | viii |
| LISTA DE TABLAS .....  | x    |
| LISTA DE ANEXOS .....  | xi   |
| Glosario de términos .....   | xii  |
| RESUMEN .....  | xiii |
| ABSTRACT .....   | xiv  |
| INTRODUCCIÓN .....   | xv   |
| CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN .....   | 1    |
| 1.1    Objetivos .....   | 1    |
| 1.1.2    Objetivo general .....  | 1    |
| 1.1.3    Objetivos específicos .....   | 1    |
| 1.2    Alcance .....   | 1    |
| 1.3    Justificación .....   | 2    |
| CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO .....  | 3    |
| 2.1    Definición del Transformador de Potencia .....                            | 3    |
| 2.1.1    Datos de placa del Trafo-Union N°5 .....                                | 4    |
| 2.2    Construcción de un transformador .....                                    | 4    |
| 2.2.1    Núcleo magnético .....  | 5    |
| 2.2.2    Arrollamientos .....  | 9    |
| 2.2.3    Cuba .....  | 10   |
| 2.2.4    Sistema de aislamiento .....  | 13   |
| 2.3    Sistema de refrigeración .....  | 14   |
| 2.3.1    Sistema de refrigeración unidad N°5 .....                               | 14   |
| 2.3.1.1    Tipos de refrigeración .....  | 16   |
| 2.4    Sistema de aislamiento Papel- Aceite .....                                | 17   |
| 2.4.1    Vida del Aceite y Parámetros que afectan en su degradación .....        | 18   |
| 2.4.2    Vida del Papel y Parámetros que afectan en su degradación .....         | 18   |
| 2.4.3    Degradación del sistema de aislamiento (Papel- Aceite) .....            | 18   |
| 2.5    Vida útil del transformador de potencia .....                             | 19   |
| 2.5.1    Factores que influyen en la vida útil del transformador .....           | 20   |
| 2.5.2    Monitoreo de las condiciones del aceite del transformador .....         | 22   |
| 2.5.3    Métodos de cálculo de vida útil remanente del transformador .....       | 22   |
| 2.5.4    Pérdida porcentual de vida del aislamiento .....                        | 28   |
| 2.5.5    Descripción de pruebas realizadas en el transformador de potencia ..... | 28   |
| 2.5.6    Gestión de mantenimiento .....  | 52   |



|  |     |
|--|-----|
| CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA .....  | 54  |
| 3.1 Metodología empleada .....   | 54  |
| 3.2 Estimación de vida residual .....  | 54  |
| 3.2.1 Estimación de vida residual por medio del modelo Arrhenius- Dakin.....   | 54  |
| 3.2.2 Estimación de vida residual por medio de técnicas de datos Físico- Químico.....  | 55  |
| 3.3 Ejemplo de cálculo de envejecimiento del transformador de la Unidad N°5 de la central Paute-Molino.<br>56                        |     |
| 3.3.1 Correlación entre la vida del transformador y su temperatura de trabajo Modelo Arrhenius-Dakin .                               | 56  |
| 3.3.2 Determinación de la vida del transformador a través del análisis del compuesto furánico tipo 2-<br>furfuraldehído (2FAL) ..... | 58  |
| 3.4 Análisis estadístico de pruebas ejecutadas en la unidad de transformación N°5 central Paute-Molino.<br>60                        |     |
| 3.4.1 Graficas de tendencias. ....   | 60  |
| CAPÍTULO 4: RESULTADOS Y ANÁLISIS .....  | 78  |
| 4.1 Análisis de los métodos aplicados para el cálculo de vida útil.....  | 78  |
| 4.2 Análisis estadístico de los valores de pruebas realizadas.....   | 78  |
| 4.3 Proyección de parámetros que afectan la vida residual del transformador N°5 proyectado 5, 10 y 15<br>años. 86                    |     |
| 4.3.1 Regresión lineal con ajuste de error.....  | 86  |
| 4.4 Vida residual del transformador.....   | 95  |
| CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....   | 96  |
| 5.1 Conclusiones.....  | 96  |
| 5.2 Recomendaciones.....   | 97  |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....  | 98  |
| ANEXOS.....  | 101 |

**LISTA DE FIGURAS**

|  |    |
|--|----|
| Figura No. 1. Transformador de potencia .....  | 3  |
| Figura No. 2. Datos de placa de Transformador Union.....                                 | 4  |
| Figura No. 3. Transformador de Potencia de tres fases, 13.8kV/246.3kV, 134MVA.....       | 5  |
| Figura No. 4. Tipos de núcleos magnéticos a) Acorazado y b) De columnas.....             | 6  |
| Figura No. 5. Conexión Y $\Delta$ del transformador de la unidad N°5.....                | 6  |
| Figura No. 6. Ciclo de Histéresis.....   | 8  |
| Figura No. 7. Núcleos Magnéticos. ....   | 9  |
| Figura No. 8. Cuba de un transformador. ....   | 10 |
| Figura No. 9. Tanque conservador Unidad N°5 Central Molino .....                         | 11 |
| Figura No. 10. Secar de aire .....   | 12 |
| Figura No. 11. Relé Buccholz transformador N°5 .....                                     | 13 |
| Figura No. 12. Sistema de refrigeración de los Transformadores de la central Molino..... | 15 |
| Figura No. 13. Indicador de flujo de agua de enfriamiento Central Paute-Molino.....      | 16 |
| Figura No. 14. Grado promedio de Polimerización .....                                    | 24 |
| Figura No. 15. Curva que relaciona el GP con la concentración de 2FAL .....              | 25 |
| Figura No. 16. Prueba de Resistencia de aislamiento-Conexión (Megger) .....              | 30 |
| Figura No. 17. Corriente total y sus componentes. ....                                   | 31 |
| Figura No. 18. Prueba de resistencia Óhmica de los devanados .....                       | 33 |
| Figura No. 19. Prueba de Relación de transformación .....                                | 35 |
| Figura No. 20. Diagrama vectorial simple para la prueba del factor de pérdida. ....      | 36 |
| Figura No. 21. Prueba del factor de potencia en un transformador .....                   | 37 |
| Figura No. 22. Cromatógrafo de gases.....  | 42 |
| Figura No. 23. Instrumento de medición Karl Fischer.....                                 | 43 |
| Figura No. 24. Coloración del aceite.....  | 45 |
| Figura No. 25. Vida remante en p.u del transformador de la unidad N°5.....               | 58 |
| Figura No. 26. Vida remante en porcentaje del transformador de la unidad N°5.....        | 59 |
| Figura No. 27. Resistencia de aislamiento a 30 segundos. ....                            | 60 |
| Figura No. 28. Resistencia de aislamiento a 1 minuto. ....                               | 61 |
| Figura No. 29. Resistencia de aislamiento a 10 minutos. ....                             | 61 |
| Figura No. 30. Absorción dieléctrica .....   | 62 |
| Figura No. 31. Índice de Polarización .....  | 63 |
| Figura No. 32. Rigidez dieléctrica medida tanque abajo.....                              | 64 |
| Figura No. 33. Rigidez dieléctrica medida tanque centro.....                             | 64 |
| Figura No. 34. Resistencia de aislamiento AT-TIERRA a 30".....                           | 65 |
| Figura No. 35. Resistencia de aislamiento AT-TIERRA a 1´.....                            | 66 |
| Figura No. 36. Absorción dieléctrica medida en AT-Tierra .....                           | 66 |
| Figura No. 37. Resistencia de aislamiento AT-BT a 30" .....                              | 67 |
| Figura No. 38. Resistencia de aislamiento AT-BT a 1´.....                                | 67 |
| Figura No. 39. Índice de absorción medido en AT-BT. ....                                 | 68 |
| Figura No. 40. Contenido de Hidrogeno en el aceite. ....                                 | 69 |
| Figura No. 41. Contenido de agua (p.p.m) en el aceite dieléctrico. ....                  | 69 |
| Figura No. 42. Contenido de dióxido de carbono (p.p.m) en el aceite dieléctrico. ....    | 70 |
| Figura No. 43. Contenido de monóxido de carbono (p.p.m) en el aceite dieléctrico. ....   | 70 |



|  |    |
|--|----|
| Figura No. 44. Contenido de Etileno (p.p.m) en el aceite dieléctrico. ....                                   | 71 |
| Figura No. 45. Contenido de metano (p.p.m) en el aceite dieléctrico. ....                                    | 71 |
| Figura No. 46. Contenido de acetileno (p.p.m) en el aceite dieléctrico. ....                                 | 72 |
| Figura No. 47. Contenido de nitrógeno (p.p.m) en el aceite dieléctrico. ....                                 | 72 |
| Figura No. 48. Contenido de oxígeno (p.p.m) en el aceite dieléctrico. ....                                   | 73 |
| Figura No. 49. Cromatografía, gravedad específica. ....  | 74 |
| Figura No. 50. Cromatografía, tensión interfacial. ....  | 74 |
| Figura No. 51. Cromatografía, número de acidez. ....   | 75 |
| Figura No. 52. Cromatografía, índice de calidad. ....  | 75 |
| Figura No. 53. Cromatografía, Factor de potencia a 25°C. ....  | 76 |
| Figura No. 54. Cromatografía, inhibidor. ....  | 76 |
| Figura No. 55. Cromatografía, contenido de furanos tipo 2FAL. ....   | 77 |
| Figura No. 56. Resistencia de aislamiento medida a 30 seg, con un error muestral positivo. ....              | 87 |
| Figura No. 57. Resistencia de aislamiento medida a 30 seg, con un error muestral negativo. ....              | 88 |
| Figura No. 58. Resistencia de aislamiento medida a 1min con un error muestral positivo. ....                 | 88 |
| Figura No. 59 Resistencia de aislamiento medida a 1min con un error muestral negativo. ....                  | 89 |
| Figura No. 60. Resistencia de aislamiento medida a 10 min con un error muestral positivo. ....               | 89 |
| Figura No. 61. Resistencia de aislamiento medida a 10' con un error muestral negativo. ....                  | 90 |
| Figura No. 62. Absorción dieléctrica de la resistencia de aislamiento con un error muestral positivo. ....   | 90 |
| Figura No. 63. Absorción dieléctrica de la resistencia de aislamiento con un error muestral negativo. ....   | 91 |
| Figura No. 64. Absorción dieléctrica de la resistencia de aislamiento con un error muestral positivo. ....   | 92 |
| Figura No. 65. Absorción dieléctrica de la resistencia de aislamiento con un error muestral negativo. ....   | 92 |
| Figura No. 66. Rigidez dieléctrica medida en la parte baja del tanque con un error muestral positivo. ....   | 93 |
| Figura No. 67. Rigidez dieléctrica medida en la parte baja del tanque con un error muestral negativo. ....   | 94 |
| Figura No. 68. Rigidez dieléctrica medida en la parte centro del tanque con un error muestral positivo. .... | 94 |
| Figura No. 69. Rigidez dieléctrica medida en la parte centro del tanque con un error muestral negativo. .... | 95 |

**LISTA DE TABLAS**

|   |     |
|---|-----|
| Tabla 1. Datos del sistema de enfriamiento de los transformadores de la central Paute-Molino.....   | 17  |
| Tabla 2. Períodos indicados para realizar las operaciones de control y mantenimiento.....   | 19  |
| Tabla 3. Temperaturas admisibles en el transformador de la Central Paute-Molino.....  | 21  |
| Tabla 4. Aplicación del $I_p$ e $I_a$ .....   | 32  |
| Tabla 5. Resistencia de Aislamiento del Transformador. Tensión de prueba aceptada y resultados mínimos.....                                 | 32  |
| Tabla 6. Análisis de las curvas de huella digital en función de la frecuencia.....  | 38  |
| Tabla 7. Concentración de gases disueltos.....  | 41  |
| Tabla 8. Normas empleadas para el rango permisible de agua en el aceite.....  | 43  |
| Tabla 9. Clasificación de los aceites.....  | 45  |
| Tabla 10. Explicación Normas ASTM.....  | 46  |
| Tabla 11. Interpretación resultados ASTM D924.....  | 47  |
| Tabla 12. Norma IEEE 106-2006 recomendaciones.....  | 48  |
| Tabla 13. Niveles de aceptación.....  | 49  |
| Tabla 14. Contenido del compuesto 2-Furaldehido.....  | 49  |
| Tabla 15. Límites de prueba del nuevo aislamiento del aceite mineral.....   | 50  |
| Tabla 16. Pruebas realizadas en la unidad de transformación N°5.....  | 52  |
| Tabla 17. Correlación entre la vida del transformador y su temperatura de trabajo.....  | 57  |
| Tabla 18. Correlación entre la vida del transformador y su contenido de 2FAL.....   | 59  |
| Tabla 19. Análisis descriptivo de las mediciones de Resistencia de Aislamiento en BT-Tierra en la unidad de Transformación N°5.....         | 80  |
| Tabla 20. Análisis descriptivo de las mediciones de Rigidez Dieléctrica en la unidad de Transformación N°5.....                             | 81  |
| Tabla 21. Análisis descriptivo de las mediciones de Resistencia de Aislamiento en AT-TIERRA y AT-BT en la unidad de Transformación N°5..... | 81  |
| Tabla 22. Análisis descriptivo de las mediciones de pruebas realizadas al aceite dieléctrico en la unidad de Transformación N°5.....        | 83  |
| Tabla 23. Análisis descriptivo de las mediciones de Cromatografía en la unidad de Transformación N°5.....                                   | 85  |
| Tabla 24. ANEXO 1 Resistencia de aislamiento medido en la unidad N°05.....  | 101 |
| Tabla 25. ANEXO 1 Rigidez dieléctrica del aceite de la unidad de transformación N°5.....  | 102 |
| Tabla 26. ANEXO 1 Resistencia de aislamiento medido en AT-Tierra y AT-BT en la unidad N°05.....   | 103 |
| Tabla 27. ANEXO 1 Análisis de gases en el aceite dieléctrico de la unidad de transformación N°5.....  | 104 |
| Tabla 28, ANEXO 1 Análisis cromatográfico del aceite de la unidad de transformación N°5.....  | 105 |
| Tabla 29, ANEXO 2. Pronóstico de los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento realizadas al transformador N°5.....           | 106 |
| Tabla 30. ANEXO 2. Pronóstico de los resultados de las pruebas de rigidez dieléctrica realizadas al aceite del transformador N°5.....       | 107 |
| Tabla 31. ANEXO 3. Cálculo del error de la resistencia de aislamiento de la unidad de transformación N°5.....                               | 108 |
| Tabla 32. ANEXO 3. Cálculo de proyección de la resistencia de aislamiento de la unidad de transformación N°5.....                           | 109 |
| Tabla 33. ANEXO 3. Cálculo del error de la rigidez dieléctrica de la unidad de transformación N°5.....                                      | 110 |
| Tabla 34. ANEXO 3. Cálculo de proyección de la rigidez dieléctrica de la unidad de transformación N°5.....                                  | 111 |



## LISTA DE ANEXOS

|  |     |
|--|-----|
| ANEXO 1. Base de datos de pruebas realizadas al transformador .....                          | 101 |
| ANEXO 2. Pronostico de valores reales realizados al transformador N°5 .....                  | 106 |
| ANEXO 3. Calculo del error de los valores medidos y su respectiva proyección (15 años) ..... | 108 |



## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**IEEE:** Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (The Institute of Electrical and Electronics Engineers)

**IEC:** La Comisión Electrotécnica Internacional, (International Electrotechnical Commission),

**Ip:** Índice de Polarización

**Ia:** Índice de Absorción dieléctrica

**PH:** Pérdidas por histéresis

**PF:** Pérdidas por corrientes de Foucault

**PCU:** Pérdidas en el cobre del Bobinado

**GP:** Grado de Polimerización

**2FAL:** Furaldehído o Furfuraldehido

**CA:** Corriente Alterna

**p.p.m:** Partes por Millón

**p.p.b:** Partes por billón

**BT:** Baja Tensión

**AT:** Alta tensión

**(“):** Segundos

**(‘):** Minutos

**(H<sub>2</sub>):** Hidrógeno

**(H<sub>2</sub>O):** Agua

**(CO<sub>2</sub>):** Dióxido de carbono

**(CO):** Monóxido de carbono

**(C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>):** Etileno

**(C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>):** Etano

**(CH<sub>4</sub>):** Metano

**(C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>):** Acetileno

**(N<sub>2</sub>):** Nitrógeno

**(O<sub>2</sub>):** Oxígeno

**SEP:** Sistema Eléctrico de Potencia



## RESUMEN

Como objetivo principal de este trabajo de tesis, es estimar la vida residual del transformador de potencia de la unidad N°5 perteneciente a la central Paute-Molino, con el fin de determinar si el dispositivo puede seguir operando sin presentar fallas en el sistema o si ya ha cumplido con su vida útil brindada por el fabricante y por ende tiene que ser remplazado.

Dicho análisis se lo realizara evaluando la mayor cantidad de parámetros que están relacionados con el envejecimiento, a través de una base de datos históricos de operación y mantenimiento disponibles del equipo, se podrá emitir un diagnóstico de fin de vida de aislamiento por medio del análisis de resistencia de aislamiento medido en Baja Tensión-Tierra, Alta Tensión-Baja Tensión y Alta Tensión-Tierra, análisis del aceite físico- químico y cromatográfico.

El pronóstico sobre la vida del material aislante y por ende la vida útil consumida y remanente del equipo, fue obtenido a partir de las ecuaciones de envejecimiento Arrhenius-Darkin, Correlación entre 2FAL, un análisis estadístico descriptivo, graficas de tendencias y sus respectivas proyecciones.

Palabras clave: VIDA RESIDUAL DEL TRANSFORMADOR, ANÁLISIS ESTADÍSTICO, TENDENCIA, AISLAMIENTO DE DEVANADO, ENVEJECIMIENTO ELÉCTRICO.



## ABSTRACT

The main objective of this thesis is to estimate the residual life of the power transformer unit No. 5 belonging to the Paute-Molino plant, in order to determine whether the device can continue operating without failure or if it has already fulfilled its useful life provided by the manufacturer and therefore has to be replaced.

This analysis will be carried out by evaluating the largest number of parameters that are related to aging, through a historical database of operation and maintenance of the equipment, an end-of-life diagnosis of insulation which can be issued by the analysis of insulation resistance measured in Low Voltage-Earth, High Voltage-Low Voltage and High Voltage-Earth, analysis of the physical - chemical and chromatographic oil.

The forecast life of the insulating material and thus the consumed and remaining useful life of the equipment, was obtained from the aging equations Arrhenius-Darkin, Correlation between 2FAL, a descriptive statistical analysis, trend graphs and their respective projections.

Key words: RESIDUAL LIFE OF THE TRANSFORMER, STATISTICAL ANALYSIS, TRENDS, DEANATED INSULATION, ELECTRIC AGING.



## INTRODUCCIÓN

Los transformadores de potencia son uno de los elementos esenciales en la transmisión de energía eléctrica, por esta razón una pérdida en el sistema incurriría en pérdidas económicas altas; su función principal es la de establecer un enlace confiable entre las diversas partes del sistema de potencia, el cual se encuentra operando a diferentes niveles de tensión. Es un dispositivo diseñado con una vida útil de entre 30 a 40 años; pero gracias a los mantenimientos apropiados que se realizan a la máquina su vida podría extenderse hasta los 60 años.

La vida del transformador depende en gran medida de la calidad de sus sistemas de aislamiento: sólido (aislamiento celulósico), no puede ser renovado debido a que implica un costo elevado y líquido (aceite mineral) puede ser regenerado o sustituido, los mismos que se degradan con el paso del tiempo o por la presencia de contaminantes en el medio, ocasionando fallas en el transformador lo cual implica costos elevados de reparación o reacondicionamiento de mismo; estos presentan mayor fragilidad con respecto a los demás componentes del equipo por ende deben ser supervisados con un mayor control.

La determinación de su vida útil es un factor fundamental y decisivo para manejar el riesgo asociado directamente con la confiabilidad del sistema y por su puesto para sustituirlo si es necesario en el menor tiempo posible y evitar pérdida económica por mala calidad del servicio eléctrico. La evaluación de su vida residual, tiene relación directa con su proceso de envejecimiento ineludible del aislamiento, este envejecimiento por lo general es causado por esfuerzos térmicos, eléctricos y mecánicos. Este análisis se lo realiza aplicando las normas establecidos por los estándares internacionales IEEE Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica o por sus siglas en inglés (The Institute of Electrical and Electronics Engineers) e IEC, Comisión Electrotécnica Internacional, o por sus siglas en inglés (International Electrotechnical Commission).

En la parte administrativa es necesario, conocer cuando el transformador cumplió su vida útil y debe ser reemplazado para lo cual nace la necesidad e importancia de realizar esta investigación.

No se puede tener certeza exacta de vida residual del transformador, debido a que ello implica un análisis muy extenso de todos los factores que intervienen en el envejecimiento de la máquina, por ello este trabajo de investigación pretende obtener una estimación de vida remanente del dispositivo mediante un análisis de tendencias y proyecciones.



El enfoque que presenta esta investigación es un análisis e interpretación graficas de los resultados de las diferentes pruebas realizas al equipo para dar conclusiones sobre la vida residual del transformador. La metodología de trabajo es de tipo cuantitativo no experimental.

Esta investigación se desarrolló mediante cinco capítulos, dentro de los cuales se describen: capítulo 1, objetivos, alcance y justificación de la investigación; capítulo 2 un marco teórico con los conceptos básicos de un transformador, sus componentes y las diferentes pruebas que se realizan en el dispositivo; capítulo 3 metodología empleada para este fin; capítulo 4 análisis de resultados y finamente las conclusiones y recomendaciones obtenidas en esta investigación.

La limitación encontrada durante el desarrollo investigativo es que no se cuenta con un registro histórico de datos medidos bajo condiciones similares, de esta manera los valores presentan una desviación estándar muy elevadas entre ellos, debiendo realizar una depuración previa para su empleo.



## CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

### 1.1 Objetivos

#### 1.1.2 *Objetivo general*

Realizar un análisis estadístico de los resultados de pruebas aplicadas a la unidad de Transformación N°5 de la fase AB, para generar graficas de tendencias que nos permitirán estimar la vida residual del dispositivo de la Central Hidroeléctrica Paute-Molino perteneciente a la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC E.P, Unidad de Negocio Hidropaute.

#### 1.1.3 *Objetivos específicos*

- Revisar el estado del arte para el estudio de vida remanente aplicados a transformadores de Potencia.
- Detallar las principales pruebas realizadas al Transformador de Potencia.
- Analizar los resultados obtenidos de cada una de las pruebas.
- Estimar la vida útil del Transformador de Potencia mediante análisis de graficas de tendencias.
- Redactar el informe de la investigación incluyendo conclusiones y recomendaciones.

### 1.2 Alcance

La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC E.P-Unidad de Negocio Hidropaute, brinda el servicio de generación de energía eléctrica al Sistema Nacional Interconectado a través de las centrales: Mazar, Molino y Sopladora. Para el caso de estudio de vida remanente de Transformadores de Potencia se ha visto conveniente para fines de investigación analizar la unidad de transformación N°5 de la Central Paute-Molino, considerando que presenta mayor tiempo de operación (33 años), de las diez con las que cuenta la central.

Se analizará los resultados de las pruebas aplicadas a los transformadores de potencia en base a los estándares internacionales IEEE e IEC: aislamiento, aceite, relación de transformación, resistencia óhmica, respuesta en frecuencia y análisis no destructivos; permitiéndonos de esta manera obtener gráficas de tendencias, que muestren el estado actual del Transformador en función de su vida útil remanente.



Esta investigación se apoya en pruebas realizadas desde la puesta en marcha de la planta. Los datos obtenidos de estas pruebas fueron medidos por personal técnico calificado de la central. La estadística histórica es fundamental para determinar la metodología de este trabajo investigativo.

### **1.3 Justificación**

La Central hidroeléctrica Paute-Molino con una capacidad de generación de 1100 MW y alrededor de 5600MWh/año es la segunda Hidroeléctrica más grande del Ecuador en la producción de energía eléctrica desde su puesta en marcha en julio de 1983.

Los transformadores son uno de los dispositivos fundamentales en el proceso de transformación de niveles de tensión para transporte de energía a grandes distancia, luego de años de funcionamiento y considerando que los materiales que lo constituyen están sometidos a esfuerzos mecánicos, eléctricos, electromecánicos; que originan pérdidas que deterioran su correcto funcionamiento y confiabilidad, motivo por el cual es necesario estimar en qué etapa de su vida residual se encuentra el transformador.

Según información proporcionada por la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC E.P, Central Hidroeléctrica Molino, en lo que respecta a la gestión de activos físicos (transformadores de potencia), se ve la necesidad de analizar y comprobar si este cumple con la vida útil teórica ofrecida por el fabricante.

La gestión de activos físicos es una metodología que permite monitorear y evaluar en que etapa de la vida (diseño, construcción, operación y fin de vida) de los diferentes componentes del transformador, y planear un adecuado mantenimiento o reemplazo programado para reducir costos, incrementar eficiencia y mejorar la toma de decisiones.

## CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

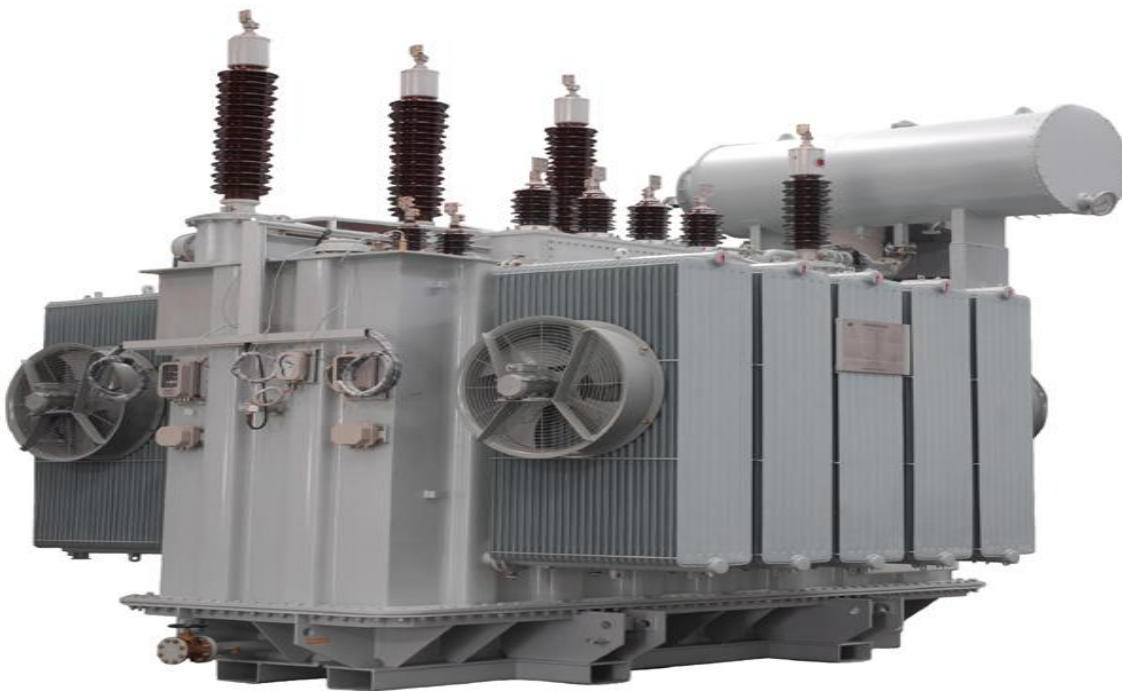
### 2.1 Definición del Transformador de Potencia

Los transformadores de potencia son máquinas eléctricas estáticas empleadas para la transferir potencia entre circuitos de generación y distribución, su función principal es transformar los niveles de tensión y corriente de entrada a otro nivel alterno de tensión y corriente de salida a la misma frecuencia, este proceso se realiza mediante la acción de un campo magnético que se origina al conectar una de las bobinas de alambre enrolladas alrededor del núcleo, a una fuente de energía eléctrica alterna exterior, todo esto se produce sin variaciones en la potencia.

Un transformador de potencia está construido principalmente por un núcleo magnético, arrollamientos, sistema de aislamiento y la cuba.

Dependiendo de la utilización que se le dé al transformador y su ubicación en dentro del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se le conoce también como: Transformador de unidad a los que se ubican a la salida de un generador y su función principal es la elevar el nivel de tensión generado hacia la subestación. (Chapman, 2000)

Figura No. 1. Transformador de potencia



Fuente: VILLE, Transformador de Potencia, [http://cnville.com/ProDetails\\_317-2790.html](http://cnville.com/ProDetails_317-2790.html)

Al transportar la energía eléctrica a grandes distancias se producen pérdidas de origen resistivo ( $P=I^2 \cdot R$ ), por tal motivo se emplean los transformadores de potencia para reducción de estas pérdidas, estos dispositivos permiten elevar los niveles de tensión y así conducir menos corriente, por lo tanto reducen las pérdidas resistivas. (Vasco Molina, 2015)

Se consideran como transformadores de potencia cuando su potencia nominal es mayor a 500 kVA y su tensión más de 34 500 V. (INEN, 1998)

### 2.1.1 Datos de placa del Trafo-Union N°5

A continuación se muestran los datos de placa del fabricante de unidad de transformación en análisis.

Figura No. 2. Datos de placa de Transformador Union

| Trafo-Union              |           |    |                   |                                |                          |                             |              |
|--------------------------|-----------|----|-------------------|--------------------------------|--------------------------|-----------------------------|--------------|
| TIPO                     | TLUN 6544 | N° | N 338034          | Año de const.                  | 1981                     | Normas                      | ANSI C 57.12 |
| POTENCIA NOMINAL         | 3000/3750 |    | KVA               | Clase                          | TP                       | BIL                         | 110/110      |
| Grupo de conex.          | Dyn1      |    | Servicio Continuo | Frecuencia                     | 60 Hz                    | Clase de refrig.            | ONAN/ONAF    |
| Posición                 | Tensión   |    | Corriente         |                                | Tensión de cortocircuito |                             |              |
| 1                        | 14490 V   |    | V                 | 120/149 A                      | A                        |                             | %            |
| 3                        | 13800 V   |    | 13800 V           | 126/157 A                      | A                        | 126/157 A                   | 6,1/7,6 %    |
| 5                        | 13110 V   |    | V                 | 132/165 A                      | A                        | A                           | %            |
| Devanado de composición  | -----     |    | A                 | Corriente de cortocircuito     | 2/2 kA                   | Dur. Max. Del cortocircuito | 3 s          |
| Tanque a prueba de vacio |           |    |                   | Peso total                     | 8,33 t                   | Peso del aceite             | 1,95 t       |
| Transporte en            |           |    |                   | Peso a desencubar              | 4,11 t                   | Peso de transporte          | t            |
| Altitud 2000m            |           |    |                   | Aumento de temp. aceite /cobre | 60/65 K                  | Temp. Ambiente max.         | 40 °C        |



Fuente: (Siemens AG and AEG-TELEFUNKEN, 1982)

### 2.2 Construcción de un transformador

La construcción de los transformadores de potencia depende su aplicación dentro del SEP. Dentro del mercado se los encuentra de dos tipos exteriores e interiores, principalmente de tipo seco se los utiliza para interiores, pero también existe el caso que se

los puede encontrar inmersos en líquido; para uso exterior se los encuentra sumergidos en aceite. (Cajamarca Encalada & Sigua Maxi, 2010)

➤ **Datos constructivos del transformador N°5 Central Paute-Molino**

La central Paute-Molino cuenta con 10 unidades de transformación, 5 de la fase A-B (N°1, N°2, N°3, N°4, N°5) y 5 de la fase C (N°6, N°7, N°8, N°9, N°10). Este estudio se centra el transformador N° 5 de la fase A-B, el mismo que es de tipo interior marca Trafo-Union, que inició su funcionamiento desde julio del año 1983, diseñados según normas ANSI (American National Standards Institute) y NEMA (National Electrical Manufacturers Association), por sus siglas en inglés, eleva el nivel de tensión de generación 13.8kV hasta 138 kV con una frecuencia de 60Hz y una potencia de 114/127MVA, para transmitir la energía con menos pérdidas hasta el Patio de Maniobras de la fase AB (138 kV), su conexión es de tipo delta/estrella ( $\Delta/Y$ ) como se muestra en la Figura No. 3. (Moya, 1990)

Figura No. 3. Transformador de Potencia de tres fases, 13.8kV/246.3kV, 134MVA.

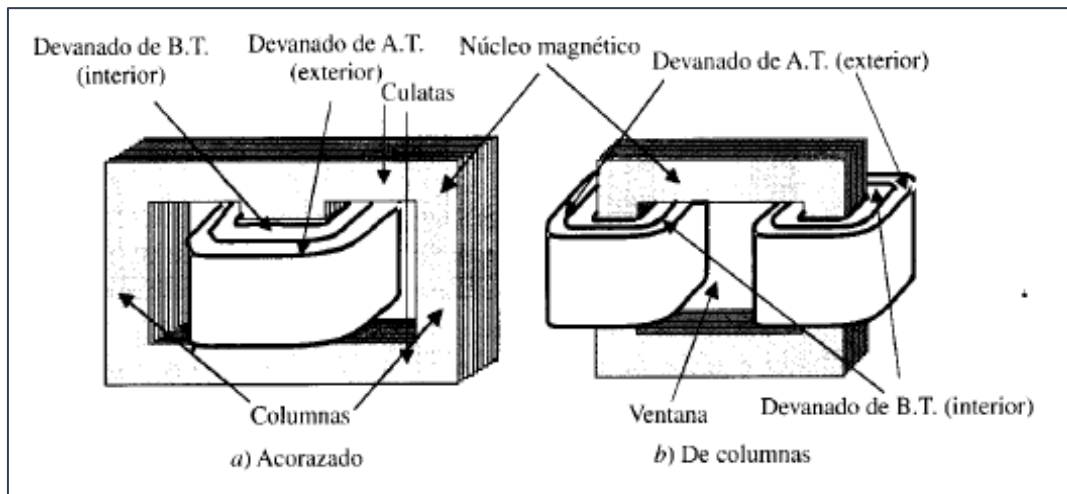


Fuente: Central Paute- Molino, (Unidad 6 fase C).

### **2.2.1 Núcleo magnético.**

El núcleo del transformador de potencia se construye de láminas delgadas de acero con un “espesor de chapa que varía de 0.35 a 0.50 mm” (Corrales Leon, 1999), también se fabrican de 1mm de espesor, con contenido bajo de carbono, cuya función es concentrar el flujo magnético dentro del circuito. La construcción del núcleo de los transformadores en estudio es de tres columnas donde se alojaran los tres devanados.

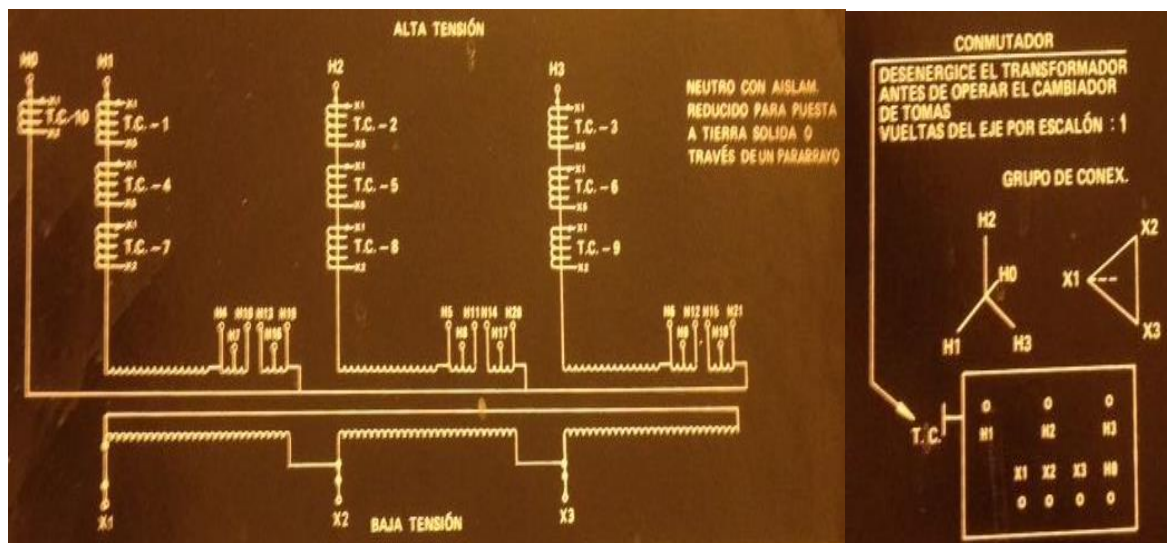
Figura No. 4. Tipos de núcleos magnéticos a) Acorazado y b) De columnas.



Fuente: Santisteban A, Caracterización fluido-térmica de líquidos alternativos en un transformador de potencia con refrigeración zig-zag, <http://docplayer.es/1886740-Trabajo-fin-de-grado.html>

El núcleo de transformador N°5 de la Central Paute-Molino “está constituido por láminas magnéticas con cristales orientados aislados con material denominado carlita”. A continuación se presenta internamente su conexión. (Moya, 1990)

Figura No. 5. Conexión Y Δ del transformador de la unidad N°5



Fuente: Propia

### 2.2.1.1 Pérdidas en los Transformadores.

Como es conocido en el momento que las máquinas eléctricas trabajan producen pérdidas de potencia, estas se pueden producir: en el cobre, en el hierro y pérdidas parásitas: (Santisteban Díaz, 2014)



En el análisis realizado por Margalló Gasco (2010), este menciona que “un material magnético es recorrido por un campo magnético variable en el tiempo se producen unas pérdidas de potencia activa”. (p, # 8)

$$W = Area_{BH} \cdot f \cdot Vol_{Fe} \quad (1)$$

Donde:

$Area_{BH}$  =Área de la curva de magnetización.

$f$  =Frecuencia de la onda de inducción.

$Vol_{Fe}$  =Volumen del material magnético.

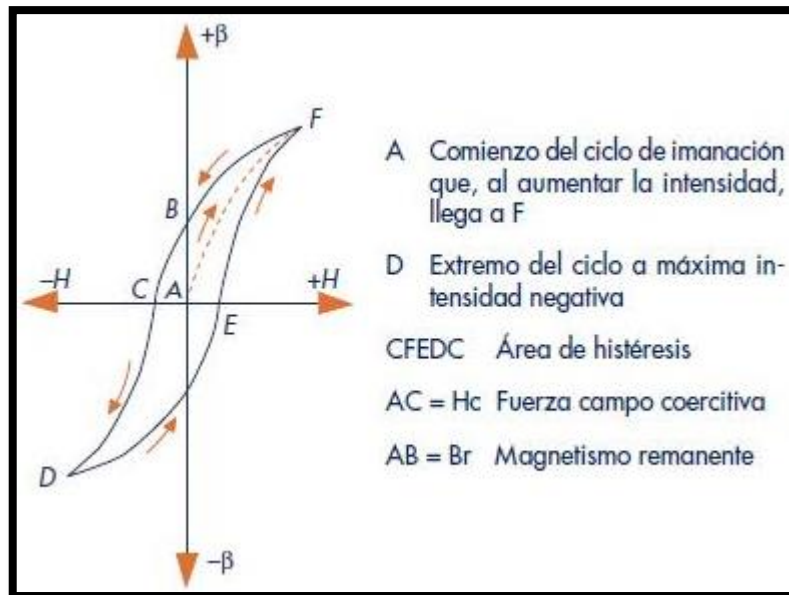
- Pérdidas por histéresis (PH)
- Pérdidas por corrientes de Foucault (PF)
- Pérdidas en el cobre del Bobinado (PCU)

### 2.2.1.2 Pérdidas por histéresis

En conclusión al trabajo referente a Jiménez Hernández, Pérez Méndez, & Santos Juárez (2009) mencionan que este tipo de pérdidas “se producen debido a la histéresis que presentan los núcleos ferromagnéticos y dependen del material, la frecuencia y la inducción máxima a la que son sometidos”, para reducir estas pérdidas se aconseja apilar las chapas diseñadas con un espesor más reducido, para retardar el envejecimiento se recomienda añadir silicio sobre las chapas.

La pérdida de potencia en el núcleo de un transformador es debido a los materiales ferromagnéticos utilizados para su construcción. El ciclo de histéresis se debe a que el núcleo del transformador se encuentra “dentro del campo magnético generado por el mismo”, como consecuencia se imanta debido a la corriente alterna aplicada por consecuente su polaridad se invierte constantemente, la frecuencia varía en el sentido del campo. (Ames Arroyo, Arias Valenzuela, Olivera Ruiz, & Zacarías Cárdenas, 2014)

Figura No. 6. Ciclo de Histéresis



Fuente: (Ames Arroyo, Arias Valenzuela, Olivera Ruiz, & Zacarías Cárdenas, 2014)

### 2.2.1.3 Pérdidas en el cobre:

Las pérdidas totales o parciales en el cobre se determinan por la sumatoria total de pérdidas en los bobinados, las mismas que se producen debido a la disipación de calor por “resistencias en las bobinas primaria y secundaria del transformador”; el resultado de la pérdida depende de la corriente de carga al cuadrado y la resistencia de los bobinados; variando desde su funcionamiento en vacío hasta llegar a plena carga. (Ames Arroyo, Arias Valenzuela, Olivera Ruiz, & Zacarías Cárdenas, 2014)

$$P_p1 = I_1^2 \cdot R1 \quad (2)$$

Donde:

$P_p1$  = Pérdida en el devanado primario.

$I_1$  = Corriente en el devanado primario.

$R1$  = Resistencia efectiva en el devanado primario.

$$P_p2 = I_2^2 \cdot R2$$

(3)

Donde:

$P_p2$  = Pérdida en el devanado secundario.

$I_2$  = Corriente en el devanado secundario.

$R2$  = Resistencia efectiva en el devanado secundario.

Pérdida total en el cobre

$$P_T = P_{p1} + P_{p2}$$

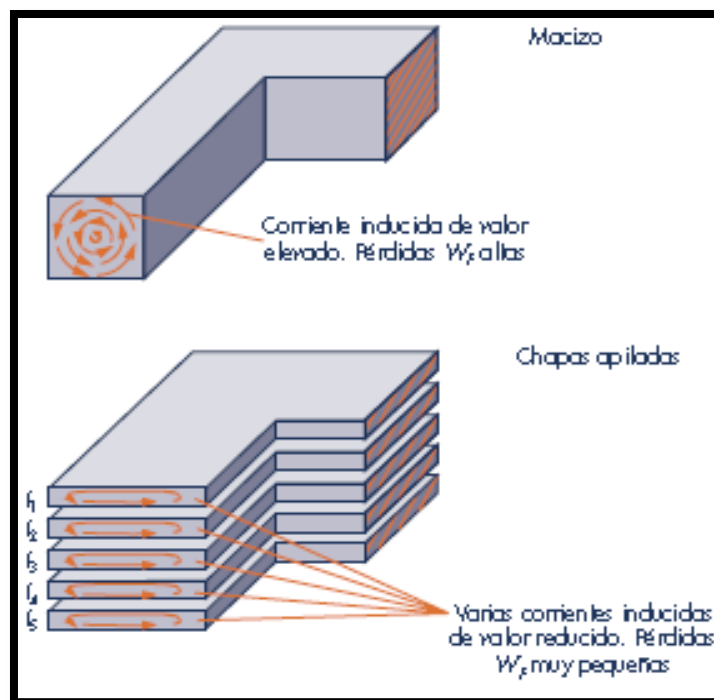
(4)

#### 2.2.1.4 Pérdidas de corrientes parásitas o de Foucault:

Son corrientes que se originan por una fuerza electromotriz inducida en materiales conductores que se encuentran sometidos a una variación de flujo magnético, en los transformadores de potencia, estos depende del material con el que se haya construido el núcleo; originando corrientes que circulan en el mismo sentido denominado Efecto Joule. (Jiménez Hernández, P, Pérez Méndez, & Santos Juárez, 2009)

Estas pérdidas se las puede disminuir reduciendo el espesor de las chapas magnéticas, además ayuda a reducir el apantallamiento ocasionado por las corrientes de Foucault al oponerse al flujo que las produjo haciendo que el flujo en la parte interna sea mayor que en el borde. (Jiménez Hernández, P, Pérez Méndez, & Santos Juárez, 2009)

Figura No. 7. Núcleos Magnéticos.



Fuente: (Sánchez Blázquez, 2009)

#### 2.2.2 Arrollamientos.

Son los encargados de conducir la corriente eléctrica, desde el sistema de alimentación (bobina primaria) y transmitirla al sistema de salida (bobinado secundario). Normalmente se componen de cobre o aluminio, los mismos que son recubiertos con un elemento aislante,

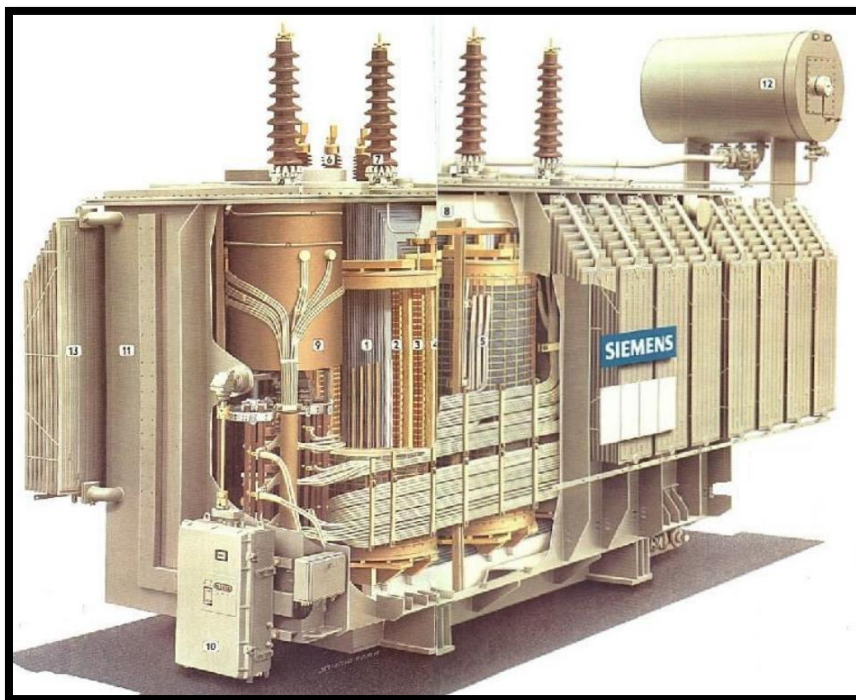
eso dependerá del nivel de tensión del equipo por lo general son de resina, esmalte o papel impregnado en aceite. (Sánchez García, 2011)

Para transformadores de potencia la sección de cobre debe ser grande, dichos conductores deben dividirse en dos o más cables para reducir el efecto pedicular y pérdidas por corrientes de Foucault. (Margalló Gasco, 2010)

### **2.2.3 Cuba.**

La cuba o tanque es un elemento utilizado para la protección física de la parte pasiva del transformador, empleado como contenedor del aceite aislante y se utiliza también como apoyo para equipos de control (Vasco Molina, 2015). El tanque debe ser hermético y estar diseñado para resistir presiones ambientales y problemas que se presenten en el interior del mismo. (Cayambe Abad & Martínez Garzón , 2013)

Figura No. 8. Cuba de un transformador.



Fuente: <http://www.slideshare.net/jeansebastianpelaez/2-diagnosticointegraltrafoiicgg>

#### **2.2.3.1 Tanque principal**

Vasco Molina (2015), el tanque principal está construido por láminas lisas de acero laminado en frío, “su función principal es la de absorber la expansión del aceite y alojar en su interior al circuito magnético”. (2015, p# 5)

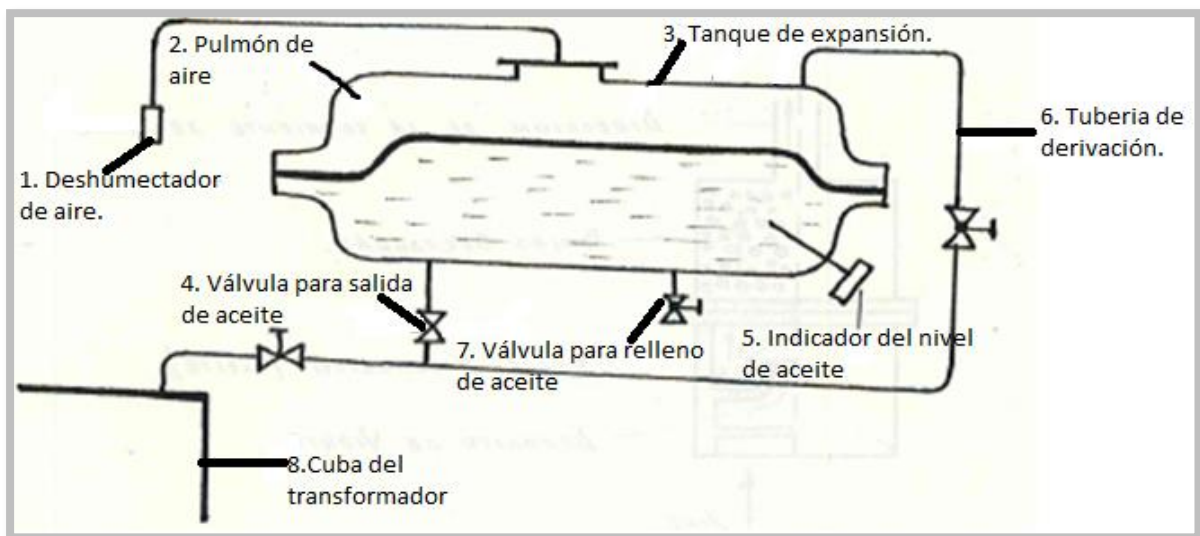
### 2.2.3.2 Tanque conservador de la unidad N°5

Este tanque se encuentra unido en la parte superior de la tapa de la cuba del transformador, el proceso de llenado se lo realiza a través de una tubería, sus funciones son proteger el aceite caliente para que entre en contacto con el oxígeno del aire evitando su descomposición, dependiendo de las variaciones de carga que se producen compensa las modificaciones del volumen de aceite que se forma y protege contra la formación de condensaciones de agua y la entrada de aire al interior de la cuba. (Moya, 1990)

Además de transformador posee otro tanque conservador de similares características al descrito anteriormente, el cual se encuentra alojado en el lado secundario y está en contacto directo con la caja de terminales de cables de alta tensión que se encuentran sumergidos en aceite.

A continuación se puede observar las partes constructivas del tanque conservador de la unidad N°5, Figura No. 9.

Figura No. 9. Tanque conservador Unidad N°5 Central Molino

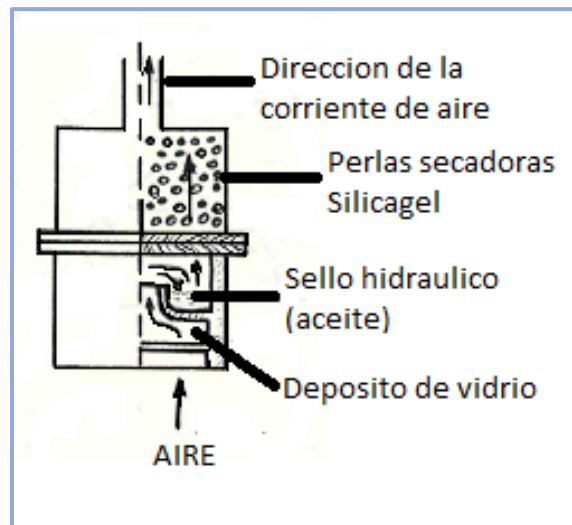


Fuente: (Moya, 1990)

#### 2.2.3.2.1 Deshumectador (Secador de aire)

El deshumectador es un recipiente de vidrio que se encuentra lleno de perlas secadoras de Silicagel (óxido de silicio granulado). Este dispositivo se emplea para quitar la humedad por completo del aire que entra al tanque conservador en el momento que se refrigera el transformador, evitando la disminución dieléctrica del aceite mineral aislante y la formación de agua condensada en la parte interna del tanque. (Moya, 1990)

Figura No. 10. Secar de aire



Fuente: (Moya, 1990)

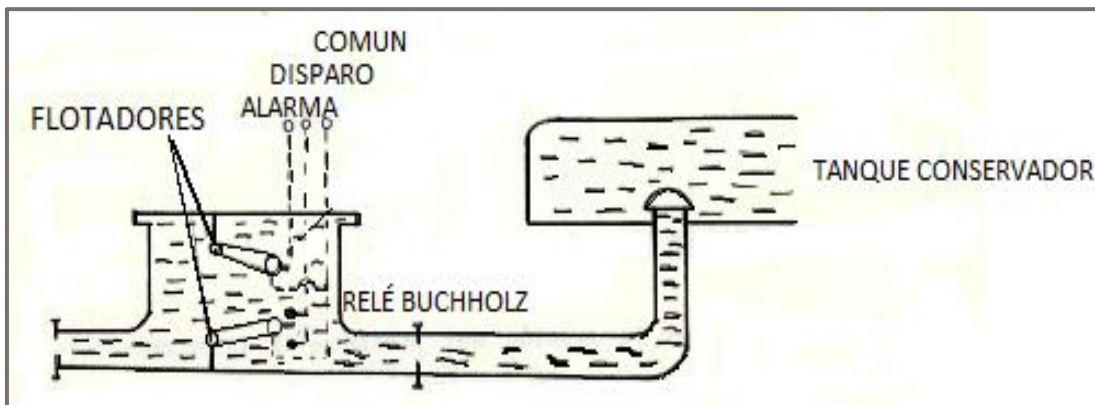
#### 2.2.3.2.2 Relé Buchholz

Relé Buchholz conocido también como relé de gas o presión repentina, es un dispositivo que se encuentra entre el transformador principal y su tanque conservador de aceite, se lo utiliza como dispositivo de protección sensible a efectos de fallas dieléctricas producidas en el interior del tanque. Este dispositivo actúa cuando se produce una pequeña sobrecarga o cuando se origina un arco eléctrico. (Cañafe, 2014)

En el transformador N°5 se emplea como sistema de vigilancia para detectar defectos interiores y pérdidas de líquido aislante (aceite) en su interior debido a anomalías magnéticas o eléctricas. En condiciones normales de operación el relé es lleno de aceite, en el momento que se produce una falla al interior se forma un gas producto de descomposición química del líquido aislante, este gas al recogerse en la parte superior del relé baja el nivel del aceite provocando el descenso de un flotador superior accionando un contacto que da señal de alarma. (Moya, 1990)

Otra de las funciones del relé también puede llegar a detectar gases no combustibles procedentes de la aspiración de la bomba de circulación, o de una bolsa de aire no eliminada.

Figura No. 11. Relé Buccholz transformador N°5



Fuente: (Moya, 1990)

### **2.2.4 Sistema de aislamiento.**

El sistema de aislamiento es uno de los componentes más esenciales de una máquina eléctrica, se lo emplea para conservar una adecuada separación entre dos puntos de diferente potencial en el interior del transformador, por esta razón es fundamental mantener en buen estado el sistema de aislamiento para determinar la fiabilidad del dispositivo. El aislamiento en un transformador se evalúa mediante el "BIL-Basic Insulation Level-(Nivel Básico de Aislamiento) en relación a la capacidad de voltaje". (Cajamarca Encalada & Sigua Maxi, 2010)

El aislamiento se clasifica en las siguientes categorías:

1. Aislamiento principal o mayor, comprende la separación entre devanados diferentes de una misma fase, así como la separación entre devanados y tierra,
2. Aislamiento menor, que comprende la separación entre espiras (vueltas) adyacentes y además, la separación entre secciones del mismo devanado.
3. Aislamiento entre fases diferentes, que comprende la separación entre los devanados de estas fases. (Corrales Leon, 1999)

Cuando el transformador de potencia se encuentra en servicio los sistemas de aislamiento aceite y papel aislante deben poseer altas características de rigidez dieléctrica, se recomienda que pertenezcan a la clase "A" que operan a temperaturas máximas de 150°C, sin presentar pérdida por degradación térmica; otros agentes que también pueden deteriorar la vida de los materiales aislantes son la humedad, efecto corona, contaminación, esfuerzos mecánicos y esfuerzos anormales de voltaje. (Corrales León, 1999)



#### *2.2.4.1 Sistema de aislamiento en el transformador de la Unidad N°5 Central Paute-Molino*

El núcleo y todas las bobinas del transformador N°5 se encuentran sumergidas en aceite que se encuentra entre las bobinas de distinta fase, este compuesto se utiliza como aislante y refrigerante cuando la máquina se encuentra en operación, siendo este el sistema de aislamiento empleado en la central. (Moya, 1990)

### **2.3 Sistema de refrigeración**

Los transformadores de potencia no son máquinas eléctricas ideales, por lo tanto presentan un cierto grado de pérdidas de energía convertidas en calor durante su operación, esto limita la potencia en los dispositivos. Los transformadores están constituidos con ventiladores, bombas de aceite o agua, implementados para disipar el calor producido en los devanados y el núcleo por pérdidas en el cobre y en el hierro. La alteración en la localización y magnitud de fuentes de calor debido a fallas en su fabricación modifican la distribución de temperaturas en el interior del transformador, esto ocasiona puntos excesivamente calientes deteriorando permanentemente el aislamiento. Se considera al aceite como uno de los mejores refrigerantes debido a las buenas propiedades dieléctricas que presenta.

Se recomienda q los conductos y pasajes de refrigeración se encuentren próximos a las fuentes de calor, por medio del cual el enfriamiento pueda fluir de manera que el calor que se encuentre en el interior de la maquina sea eliminado.

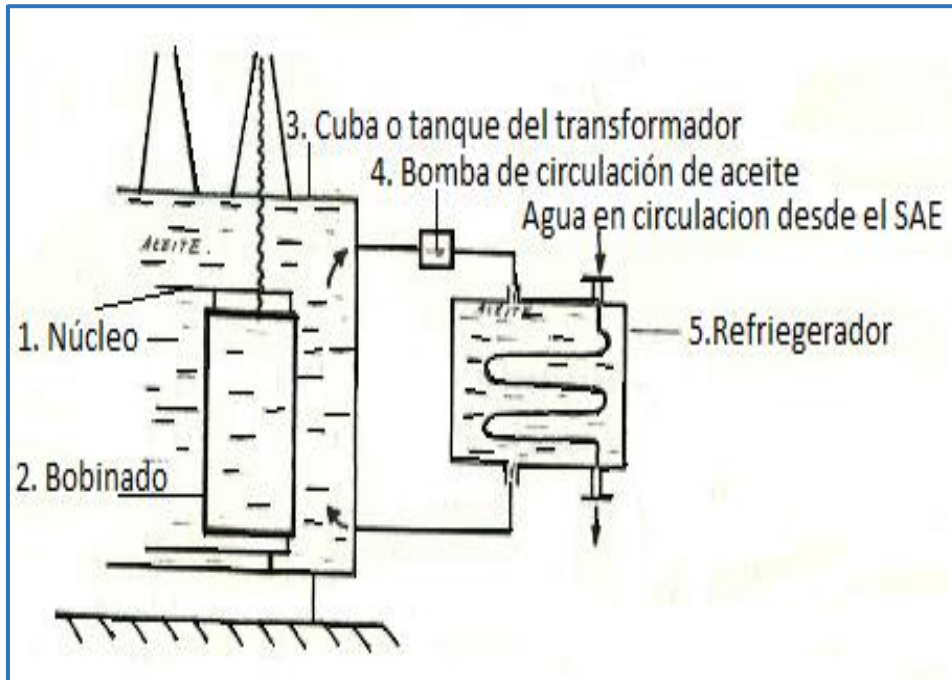
Cuando el aislamiento entra en contacto con el cobre se produce una carbonización lenta por exceso de temperatura. Otra consecuencia es la descomposición del aceite cuando se calienta durante un tiempo prolongado en los arrollamientos formando depósitos de reacción ácida que impiden la evacuación del calor produciendo una elevación de temperatura dentro del transformador. De análisis realizado por Sánchez Blázquez deduce que por cada 6°C de aumento en la temperatura la vida del aislamiento en la maquina se reduce a la mitad, esto sucede de la misma manera con el aceite; todo esto dependerá de la construcción del transformador. (2009, p #83)

#### **2.3.1 Sistema de refrigeración unidad N°5**

El sistema de refrigeración que utiliza el transformador en análisis, para enfriamiento de aceite y bobinado son dos intercambiadores de calor los mismos que hacen circular el aceite a través de bombas por unos serpentines, los cuales constan con dispositivos para controlar

el flujo de aceite en circulación, además de regular la cantidad de agua fría, logrando así transmitir el calor del aceite al agua de esta manera el aceite caliente sube hasta la cuba donde es succionado por la bomba de circulación de aceite para pasar por el refrigerador que está en contacto con el agua de enfriamiento volviendo a la parte inferior de la cuba. (Moya, 1990)

Figura No. 12. Sistema de refrigeración de los Transformadores de la central Molino.

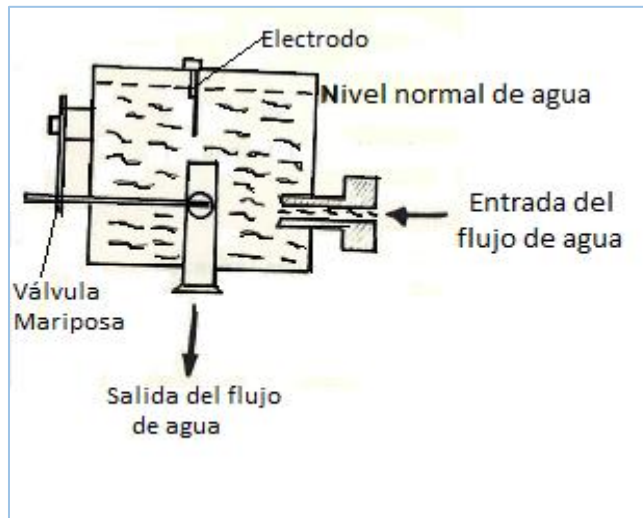


Fuente: (Moya, 1990)

### 2.3.1.1 Indicador de flujo de agua de enfriamiento

La función que cumple este dispositivo es permitir que el aceite penetre en el circuito de agua de refrigeración, debido a la presión del aceite que es mayor a la de agua dentro del intercambiador. El agua es regulada mediante una válvula mariposa depende de una escala que se encuentra en el intercambiador. Cuando el caudal se reduce en 25 a 30%, se interrumpe el circuito eléctrico, originando una señal de alarma. (Moya, 1990)

Figura No. 13. Indicador de flujo de agua de enfriamiento Central Paute-Molino



Fuente: (Moya, 1990)

### 2.3.1. Tipos de refrigeración

La elección de un sistemas de enfriamiento para un transformador de potencia es de vital importancia, pues permite disipar del calor producido durante su operación, además influye mucho en la vida, capacidad y costo del dispositivo. ASA C57-1948 ha normalizado los tipos de enfriamiento, se consideran seis métodos para los transformadores sumergidos en líquidos aislantes y tres para los transformadores secos; los que se describen a continuación serán únicamente las maquinas sumergidas en líquidos debido a nuestro caso de estudio.

#### 2.3.1.1 TIPO **OA** >Sumergidos en líquidos aislantes, con enfriamiento natural<.

En este sistema el aceite aislante circula por convección natural a través de las bobinas y radiadores empleados para disminuir las pérdidas.

#### 2.3.1.2 TIPO **OA/FA** >Sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio, enfriamiento con aire forzado<.

Se emplea el mismo sistema OA en el transformador, además se le adiciona ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor en las superficies de enfriamiento.

#### 2.3.1.3 TIPO **OA/FOA/FOA** >Sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio / con aceite forzado -aire forzado / con aceite forzado / aire – forzado<.

En este tipo se emplea el uso combinado de bombas y ventiladores, esto se debe al aumento de la capacidad, como primer paso se utilizan la mitad de los radiadores y la mitad

de las bombas sobre el diseño OA; luego se hace trabajar a la totalidad de los radiadores y bombas logrando un aumento al método OA.

*2.3.1.4 FOA >Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado<.*

Su enfriamiento se lo realiza mediante la circulación de aceite forzado con enfriadores de aire forzado también. El enfriamiento del aceite se lo realiza al hacerlo circular por intercambiadores de calor o por radiadores de aceite o aire que se encuentran en la parte exterior del tanque.

*2.3.1.5 OW >Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por agua<.*

El agua de enfriamiento en este tipo de transformador, es conducida por convección natural a través de serpentines, los mismos que se encuentran en contacto directo con el aceite aislante y se drena por gravedad o empleando una bomba independiente. (Cayambe Abad & Martínez Garzón , 2013)

*2.3.1.6 FOW >Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada<.*

Este tipo es prácticamente igual al tipo FOA, con excepción que el modelo del cambiador de calor es un modelo que emplea agua-aceite, por lo tanto el enfriamiento de aceite se hace por medio de agua sin tener ventiladores. Este tipo se utiliza en la unidad N° 5 de la central Paute-Molino. (Corrales León, 1999)

Tabla 1. Datos del sistema de enfriamiento de los transformadores de la central Paute-Molino

| Cantidad de enfriamiento por circuito: | 235 kW | ACEITE               | AGUA                   |
|--|--------|----------------------|------------------------|
| Paso del líquido                       |        | 67 m <sup>3</sup> /h | 13,5 m <sup>3</sup> /h |
| Entrada                                |        | 76 °C                | 25 °C                  |
| Salida                                 |        | 68,7 °C              | 40 °C                  |

Fuente: (Siemens AG and AEG-TELEFUNKEN, 1982)

## **2.4 Sistema de aislamiento Papel- Aceite**

En la construcción de la mayor parte de transformadores, el sistema empleado consiste de un aislamiento papel-aceite, el cual cumple uno de los roles más importantes para su correcto funcionamiento, motivo por el cual debería tener un mayor grado de cuidado.



Con el tiempo, las condiciones térmicas, eléctricas, cantidad de agua, oxígeno y otras condiciones que se pueden presentar dentro de la máquina; el sistema de aislamiento se degrada pudiendo exponer a grandes fallas al transformador. (Cayambe Abad & Martínez Garzón , 2013)

#### ***2.4.1 Vida del Aceite y Parámetros que afectan en su degradación***

El aceite es un compuesto renovable que puede ser regenerado a través de métodos adsorbentes, durante su tiempo de vida experimenta un proceso de envejecimiento, debido a su oxidación produciendo ácidos que forman lodos los cuales se alojan en el interior de los devanados del transformador impidiendo el flujo normal del aceite, esto provoca un sobrecalentamiento en la máquina, todo esto provoca una disminución en sus propiedades aislantes y refrigerantes, esta degradación provoca que el aceite quede inservible.

El incremento en la carga, temperatura exterior elevada o fallas eléctricas que se producen en un periodo más corto en comparación con otras fallas, originan una elevación en la temperatura del aceite. (Cayambe Abad & Martínez Garzón , 2013)

#### ***2.4.2 Vida del Papel y Parámetros que afectan en su degradación***

La vida perdida del papel aislante es irre recuperable, con el mantenimiento que se le da se logra retardar su envejecimiento. La influencia de la humedad, altas temperaturas y oxígeno son factores que se encuentran durante la operación del transformador, degradan la celulosa del papel aislante originando que pierda peso molecular y se forme monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), este proceso se da por pirólisis que es la descomposición química de la materia y por hidrólisis que es una reacción química entre el agua y otra sustancia, las mismas que deterioran las propiedades mecánicas y eléctricas del papel. (Ing. Gallo Martínez, 2010)

#### ***2.4.3 Degradación del sistema de aislamiento (Papel- Aceite)***

Cuando el sistema de aislamiento envejece su proceso de degradación química es complejo, forma sedimentos conocidos como lodos. Los lodos son ácidos insolubles su formación va acompañada de compuestos de ácidos orgánicos disueltos en aceite, cuando se visualizan estos compuestos es síntoma de envejecimiento. El sistema total Papel – Aceite su confiabilidad aumenta en un 23% a la resistencia de los compuestos en forma individual. (Cayambe Abad & Martínez Garzón , 2013)



### 2.4.3.1 Período de mantenimiento y revisión del transformador N°5

Tabla 2. Períodos indicados para realizar las operaciones de control y mantenimiento.

| <b>Mantenimiento y Revisiones</b>                            |   |
|--|---|
| <b>Períodos para los trabajos de control y mantenimiento</b> |   |
| <b>Período</b>   | <b>Control</b>  |
| Continuamente  | Controlar la temperatura del aceite.  |
| Mensualmente   | Controlar el nivel del aceite en el indicador de nivel del recipiente de expansión.   |
| Semestralmente   | Accionar varias veces el conmutador pasando por todos los escalones a fin de limpiar los contactos.   |
| Anualmente   | Comprobar el funcionamiento de los aparatos de protección y vigilancia.<br>Limpiar el transformador, especialmente los aisladores, pasatapas y eliminar los puntos oxidados, en dependencia de las condiciones locales.<br>Comprobar la hermeticidad del transformador. |
| Cada 5 años  | Tomar muestras de aceite y comprobar su rigidez dieléctrica. Si se pasa los valores mínimos de rigidez dieléctrica, se realiza una depuración del aceite.<br>Si fuera necesario establecer el vacío del transformador, tanto de la cuba como del recipiente.            |

Fuente: (AEG-TELEFUNKEN, 2005)

## 2.5 Vida útil del transformador de potencia

El análisis de vida residual en años de los transformadores de potencia es uno de los factores primordiales y difíciles de estimar, a través de este análisis se puede gestionar la confiabilidad en la red eléctrica y brindar un servicio de calidad al SEP. Cuando un transformador llega al fin de su vida residual, la cual tiene relación directa con su proceso de envejecimiento; se dice que es incapaz de cumplir con su función de enlace entre las diferentes partes del SEP las cuales trabajan a distintos niveles de tensión, ha cumplido su vida útil y deberá ser reemplazada.

El deterioro de las máquinas eléctricas se produce de acuerdo a su construcción y al uso que se lo vaya a dar. Con el fin de conocer el estado actual del equipo se emplea el método de supervisión durante y fuera. Por lo general los transformadores están fabricados para una vida útil de entre 20-35 años y como vida mínima 25 años, para rangos de temperaturas de 65°C a 95°C en funcionamiento; en la práctica gracias a los adecuados programas de



mantenimientos que se realizan y en función de la fecha de fabricación, la vida del dispositivo podría llegar a 60 años. (Flores, Mombello, Rattá, & Jardini, 2007)

### **2.5.1 Factores que influyen en la vida útil del transformador**

El cálculo de vida técnica brindada por fabricante de un transformador está determinada por varios factores como: diseño del equipo, estado actual del aislamiento, historia, eventos futuros de trabajo y condiciones presentes.

El final de vida de un transformador se puede clasificar de tres maneras que se describen a continuación:

- Final de vida económico, esta ocurre cuando las condiciones económicas de la empresa no son las óptimas para la cancelación de costos de mantenimiento del equipo a cargo.
- Final de vida técnico, en esta etapa el transformador podría o debería salir de servicio debido a problemas antes mencionados que repercuten en su buen funcionamiento.
- Final de vida estratégico se origina por transformadores viejos que se encuentran conectados en la red y producen cambios en los parámetros eléctricos. (Flores, Mombello, Rattá, & Jardini, 2007)

#### *2.5.1.1 La temperatura y estado de los materiales aislantes en régimen normal de operación*

En régimen normal de operación la temperatura en el interior del transformador se eleva y se producen pérdidas por histéresis, efecto Joule, corrientes parasitas y en las conexiones conocidas como puntos calientes que fueron descritas anteriormente en el numeral 2.2.1.1, afectando así a la vida de los aislamientos y la confiabilidad total del equipo de transformación.

Este aumento en la temperatura debe ser contralada dentro de ciertos límites que no resulten peligrosos para sus partes constitutivas empleando los sistemas de enfriamiento. En régimen de operación nominal, el voltaje y la potencia están estrechamente relacionados a los límites impuestos por el aislamiento que se use. (Cayambe Abad & Martínez Garzón , 2013)

### 2.5.1.1.1 Temperaturas admisibles en régimen de operación de la unidad N°5

A continuación se presentan las temperaturas excesivas en el bobinado y puntos calientes (hot spot) a la potencia a la cual opera y las acciones a tomar cuando se presente la alarma de sobre temperatura.

Tabla 3. Temperaturas admisibles en el transformador de la Central Paute-Molino

| Temperaturas excesivas en el bobinado |                        |           |          |             |
|---------------------------------------|------------------------|-----------|----------|-------------|
|                                       | Temperatura<br>°K y °C | Condición | Potencia | Estado      |
| Bobinado                              | 55 °K                  | NORMAL    | 114MVA   | CONEXIÓN    |
|                                       | 65 °K                  | NORMAL    | 127,7MVA | CONEXIÓN    |
|                                       | 105 °C                 | ALARMA    | 115°C    | DESCONEXIÓN |
| Hot spot                              | 65 °K                  | NORMAL    | 80 MVA   | CONEXIÓN    |
| Aceite                                | 65°C                   | ALARMA    | 75°C     | DESCONEXIÓN |

Fuente: (Siemens AG and AEG-TELEFUNKEN, 1982)

### 2.5.1.2 Efecto de la carga en el transformador

El transformador está diseñado para soportar cierta carga específica (voltaje y corriente), esta tiene efecto directo sobre la temperatura de operación; a su vez la temperatura operativa tiene efecto directo sobre la vida de operación confiable de la maquina eléctrica. Cayambe Abad & Martínez Garzón, señala que por cada 8°C de aumento de temperatura en el punto más caliente de los devanados, se reduce a la mitad su vida útil en cambio por cada 8°C por disminución en la temperatura se duplica la vida del aislamiento. (2013, p# 34)

Otro punto a tomar en cuenta son las altas temperaturas del exterior (ambiente), que pueden limitar la capacidad de carga del dispositivo, para evitar este inconveniente el transformador debe poseer un buen aceite, cuyo punto de inflamación no debe ser menor a 145°C, debido que causa gasificación en el aislamiento papel-aceite produciendo un riesgo en la integridad dieléctrica del transformador. (Cajamarca Encalada & Sigua Maxi, 2010)

#### 2.5.1.2.1 Efectos de sobrecarga

Cuando las cargas exceden el nivel de capacidad de placa del transformador se originan riesgos que producen fallas irreversibles en la máquina, para limitar la sobrecarga se debe considerar los parámetros eléctricos de voltaje y frecuencia. A continuación se describe los riesgos más relevantes cuando existe sobrecarga.



- Se origina cuando existe presión acumulada en los bushings, ocasionadas por corrientes sobre el nivel especificado por el fabricante, produce un filtrado en la empaquetadura, pérdida de aceite y con el paso del tiempo una falla dieléctrica. La pérdida de vida de los bushings se origina cuando se sobrepasa los 105°C de temperatura nominal de corriente y los 95°C de temperatura en la parte superior del aceite, en un promedio de 24 horas.
- Un aumento de resistencia en los puntos de contactos de los taps o selectores mecánicos que sobreponen espiras al bobinado para cambiar el nivel de tensión, producen un aumento acelerado en la temperatura que origina que se formen arcos, como consecuencia de la acumulación de productos resultado de la degradación del aceite. (Cajamarca Encalada & Sigua Maxi, 2010)

### **2.5.2 Monitoreo de las condiciones del aceite del transformador**

La razón principal para realizar un monitoreo del aceite es para determinar su calidad, que con el paso del tiempo se va deteriorando y pierde sus propiedades aislantes y refrigerantes. En el momento que el transformador se energiza se inicia el proceso de oxidación del aceite, un adecuado mantenimiento preventivo retardará este proceso. A continuación se mencionaran las diferentes pruebas que se realizan para este fin. (Cayambe Abad & Martínez Garzón , 2013)

#### *2.5.2.1 Análisis de las condiciones de aceites*

Durante el análisis de las condiciones que debe cumplir el aceite para seguir cumpliendo con su función de aislante y refrigerante, intervienen muchos factores que deben ser analizados para conocer el estado en él se encuentra este compuesto.

1. Aspecto y color
2. Rigidez dieléctrica
3. Calor
4. Contenido de agua
5. Análisis de gases disueltos

### **2.5.3 Métodos de cálculo de vida útil remanente del transformador**

Durante esta investigación se analizaron los factores implicados en el proceso de acumulación de temperatura que destruye las propiedades aislantes del transformador, y



dificultan predecir con cierto grado de exactitud cuál es la vida del aislante. Entendiendo que la vida del aislante no es la vida real del transformador.

Se entiende por vida útil del aislante (180000 horas duración de vida normal del aislante), dato obtenido mediante ensayos de guías de cargabilidad de la IEEE C57 91.2002, el tiempo total entre el estado inicial (aislante nuevo) y el final en donde la probabilidad de falla en operación normal (dieléctrica o electro-mecánica) es elevada. (Manassero, Zóttico, Furlani, Torres, & Acosta, 2015)

### 2.5.3.1 Modelo de Arrhenius-Dakin

Para el cálculo de vida residual de un transformador de potencia se puede emplear el modelo clásico de Arrhenius-Dakin, esta metodología se basa en la norma IEEE C57 91, 2002.

$$\text{Vida remanente} = L = A \cdot e^{B/T} \quad (5)$$

También se lo puede expresar como:

$$\ln(L) = \ln(A) + \frac{B}{T} \quad (6)$$

Donde:

A= vida inicial

B= constante, que corresponde a la energía de activación o fuerza motriz

T= temperatura en °k. IEEE C57 91, 2002

### 2.5.3.2 Técnicas de datos Físico-Químicos

#### 2.5.3.2.1 Métodos empleados para obtener el Grado de Polimerización (GP)

El papel que se encuentra dentro del transformador como sistema de aislamiento de los bobinados, tiene un grado de polimerización (compuesto derivado de la degradación del papel aislante), que se encuentra entre 1200-1400, si este disminuye hasta 200 origina CO, CO<sub>2</sub> y furanos compuestos orgánicos químicos, presentando así el papel una resistencia mecánica muy baja que ya no puede cumplir con su función aislante. Para medir el GP del papel (medida de la longitud de las moléculas de celulosa del papel) se emplea una prueba indirecta que permite realizar una estimación con el concentrado de compuestos furánicos y gases disueltos en aceite, (Flores, Mombello, Rattá, & Jardini, 2007), debido a que el transformador se encuentra en operación y no se puede tomar una muestra para su análisis.

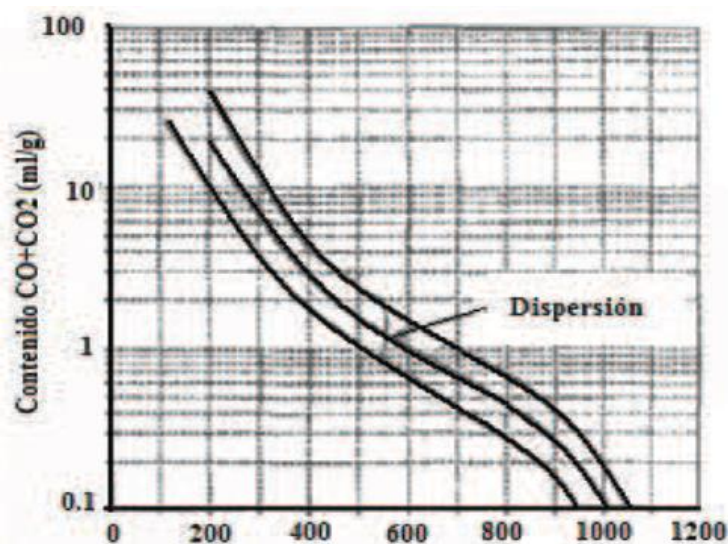
Otro método para detectar cambios en las propiedades celulósicas del papel es la medición directa del grado de polimerización en una muestra de papel.

Debido a la presencia de sobre temperaturas en los devanados del transformador por influencia de sobrecarga o presencia de fallas recientes se ha encontrado una alta concentración de compuestos furánicos disueltos en el aceite. Cabe mencionar la relación existente entre los gases disueltos en aceite con el valor de GP, considerando el método de furanos como el más sensitivo para la estimación de vida del aislamiento.

Durante la operación del transformador existe presencia de niveles altos de humedad y oxígeno que forman compuestos de hidrolisis oxidativa que son fuente importante del furano tipo 2-furaldehído (2FAL) que se emplea en las fórmulas de cálculo. (Flores, Mombello, Rattá, & Jardini, 2007)

El nombre 2-furaldehído es un compuesto furánico que más comúnmente se encuentra, como producto del sobrecalentamiento general de la celulosa o resulta de una condición de falla en el pasado. (Horning, Kelly, Myers, & Stebbins, 2005)

Figura No. 14. Grado promedio de Polimerización



Fuente: (Flores, Mombello, Rattá, & Jardini, 2007)

#### 2.5.3.2.1.1 Medición directa del GP mediante muestra de papel aislante.

Es uno de los métodos más exactos empleados para la estimación del valor del GP del papel aislante a través de la calidad de su celulosa. El análisis de este método presenta ciertos inconvenientes que se describirán a continuación:

Para la extracción de la muestra del interior de la máquina resulta un proceso muy costoso y demoroso debido a que se debe abrir el tanque del transformador y este fin demanda tiempo.

El método viscométrico realiza una estimación aproximada de la longitud de la cadena celulósica, esto depende mucho del lugar de donde se tome la muestra, es decir no se obtiene la información completa acerca del envejecimiento del aislamiento ni la condición de los lugares críticos. (Cayambe Abad & Martínez Garzón, 2013)

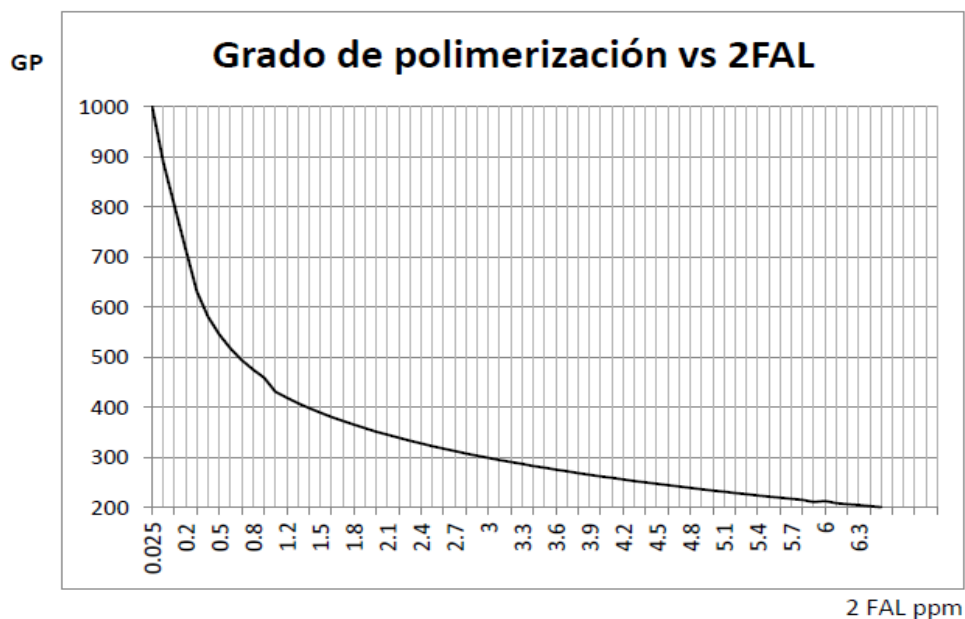
#### 2.5.3.2.1.2 Medición indirecta del GP mediante contenido de Furanos.

Los transformadores sumergidos en aceite, de acuerdo a su aislamiento se sub dividen en dos tipos: transformadores sin papel térmicamente enriquecido y con papel térmicamente enriquecido. Esta subdivisión es de gran ayuda para predecir el GP por medio del contenido de furanos. (Cayambe Abad & Martínez Garzón, 2013)

Para la medición de furanos se aplica la norma estándar IEC 61198, pues es una herramienta de monitoreo útil del sistema de aislamiento papel-aislante, además brinda información completa de las pruebas de gases disueltos en aceite.

Con los resultados obtenidos se puede graficar la relación que existe entre el compuesto 2Fal y su grado de polimerización.

Figura No. 15. Curva que relaciona el GP con la concentración de 2FAL



Fuente: (Flores, Mombello, Rattá, & Jardini, 2007)

En la Fig.15 se observa que mientras aumenta la concentración del furano tipo 2FAL (p.p.m) se reduce el grado de polimerización en la molécula de glucosa del papel; los valores del GP se emplean como criterio de fin de vida del aislamiento del dispositivo, considerando que un DP entre 950 y 500 la rigidez mecánica se mantiene constante, es decir el aislamiento se encuentra en óptimas condiciones, un DP entre 500 y 200 su rigidez



mecánica decrece proporcionalmente y por debajo de 200 el papel ha perdido todas sus propiedades mecánicas y la maquina eléctrica se encuentra susceptible a daños. (Flores, Mombello, Rattá, & Jardini, 2007)

Al utilizar uno u otro método se debe tener precaución con la variación en los resultados que depende mucho de la formación de compuestos furanos, estos se originan debido al volumen de aislamiento papel-aceite, contenido de agua, acidez y nivel de carga. (Cayambe Abad & Martínez Garzón, 2013)

### *2.5.3.3 Guías de Cargabilidad como técnica con análisis estadístico*

#### *2.5.3.3.1 Guías de cargabilidad*

Las guías de cargabilidad de las Normas IEEE C57 91-2002 e IEC 60076-7 sobre el principio de envejecimiento de los transformadores proceden de más de 50 años de antigüedad, plantean que el envejecimiento y la vida residual del transformador se produce exclusivamente por la degradación térmica presente en los bobinados.

Un transformador rara vez puede trabajar a plena carga y en régimen permanente debido a que se encuentra incorporado un sistema de refrigeración constante. En ocasiones el transformador no podrá trabajar con su carga nominal, debido a presencia de temperaturas ambientales excesivas o cuando al dispositivo se instala en alturas que superan los 1000m.

La Norma IEEE C57 91-2002 en su guía de carga señala que existen muchos factores que ocasionan el deterioro del aislamiento, esto imposibilita predecir con exactitud la vida útil del aislamiento para condiciones controlables o situaciones sujetas a cambio en el servicio. Estimar de manera absoluta la vida residual del transformador implica muchas suposiciones. (Cayambe Abad & Martínez Garzón, 2013)

#### *2.5.3.3.2 Guías de cargabilidad vigentes*

Este cálculo se basa en la temperatura del punto más caliente del bobinado ( $\Theta_H$ ), utilizado como referencia tanto por la IEEE C57.91 y la IEC 60076-7, para el cálculo de vida del aislamiento del transformador de potencia tomando en consideración el método de Arrhenius-Dakin. (Cayambe Abad & Martínez Garzón, 2013)

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H \quad (7)$$

Donde:

$$\theta_A = \textit{Temperatura ambiente}$$

$\Delta\theta_{TO}$  =Diferencia de temperatura entre la temperatura del aceite en la parte superior de la cuba y la temperatura ambiente.

$\Delta\theta_H$  = Diferencia de temperatura entre el punto más caliente del bobinado y la temperatura del aceite superior de la cuba.

La guía de carga de la IEEE establece los valores iniciales y finales de  $\Delta\theta_{TO}$  y  $\Delta\theta_H$ .

$$\Delta\theta_{TO,X} = \Delta\theta_{TO,r} \left[ \frac{K_X^2 R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (8)$$

$$\Delta\theta_{TO,X} = \Delta\theta_{H,r} K_X^{2m} \quad (9)$$

Donde:

$r$  = Indica el valor a carga nominal

$K$  = Relación de la potencia del transformador (en el instante de análisis) con respecto a la potencia nominal.

$R$  = Relación de las pérdidas a carga nominal con respecto a las pérdidas en vacío.

$n$  = Contante dependiente del sistema de enfriamiento utilizado, 0,8 para transformadores clase ONAN, 0,9 para transformadores clase ONAF, OFAF y OFWF y 1,0 para transformadores clase ODAF y ODWF.

$m$  =Constante dependiente del sistema de enfriamiento utilizado. IEEE C57.91.

Esta guía también define la fórmula de cálculo de la vida por unidad y el factor de envejecimiento, para transformadores clase térmica 65°C, con temperatura máxima del punto más caliente ( $\theta_H$ ) de 110 °C su vida es:

$$Vida (p.u) = 9,80x10^{-18} e^{\left[ \frac{15000}{\theta_H+273} \right]} \quad (10)$$

$$F_{AA} = e^{\left[ \frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H+273} \right]} \quad (11)$$

$F_{AA}$  =Factor de aceleración de envejecimiento, clase térmica 65°C.

Para transformadores de clase térmica 55°C, con temperatura máxima del punto más caliente ( $\theta_H$ ) de 95 °C, la expectativa de vida es:

$$Vida (p.u) = 2x10^{-18} e^{\left[ \frac{15000}{273+\theta_H} \right]} \quad (12)$$

$$F_{AA} = e^{\left[ \frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H+273} \right]} \quad (13)$$

$$F_{EQA} = (t)^{-1} \int_0^t F_{AA} dt = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA,n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (14)$$

$F_{AA}$  =Factor de aceleración de envejecimiento, clase térmica 55°C.

$F_{EQA}$  =Vida equivalente en horas o días.

Si se conoce la vida normal se puede calcular el porcentaje de perdida de vida.

$$\% \text{ de Pérdida de vida} = \frac{(F_{EQA} \cdot t \cdot 100)}{\text{vida normal de aislamiento}} \% \quad (15)$$

Este porcentaje de vida por lo general se calcula para ciclos de 24 horas y la vida normal del aislamiento es por definición 20,55 años, 7500 días o 180 000 horas. El porcentaje de pérdida de vida normal para operación del punto más caliente a 110 °C durante 24 horas es 0,0133 %.

En la guía de la IEC, las ecuaciones dependen del sistema de enfriamiento empleado y si la curva de carga es creciente o decreciente. Donde  $\theta_H$  no puede superar el valor de 140°C, porque en el modelo Arrhenius-Dakin no se consideran valores superiores a lo indicado, debido a la presencia de gases que provienen del aislamiento.

$$\text{Tasa de envejecimiento relativo} = V = 2^{(\theta_H - 98)/6} \quad (16)$$

La aplicabilidad de estas guías de carga para el cálculo de vida del transformador son consideradas sencillas, pero resultan vagas debido a que el único factor de degradación que se toma en cuenta aquí es la temperatura, obviando los demás factores presentes en condiciones de operación. IEEE C57.91.

#### **2.5.4. Pérdida porcentual de vida del aislamiento**

Se obtiene el envejecimiento equivalente en horas, se toma como referencia la temperatura del punto más caliente del bobinado, por un periodo de tiempo generalmente 24 horas multiplicado por 100 y dividido para la vida normal del aislamiento considerando la temperatura del punto más caliente.

En cambio para el cálculo a diferentes temperaturas se lo realiza multiplicando los periodos de tiempo de las diferentes temperaturas en los puntos más caliente por el factor de aceleración del envejecimiento también en los puntos más calientes. (Cayambe Abad & Martínez Garzón, 2013)

#### **2.5.5. Descripción de pruebas realizadas en el transformador de potencia.**

Durante toda su vida los transformadores de potencia y sus componentes, se someten a diferentes pruebas por distintas razones como: “verificación condición de sus componentes (durante su fabricación), durante la entrega, durante su operación como parte del mantenimiento, después de su reparación, etc.” (Harper, 1989)

El cumplimiento de estas pruebas varía de acuerdo a las condiciones individuales que presente el transformador, se las puede clasificar como prueba de Baja Tensión (BT), Alta Tensión (AT), preliminares, intermedias y de verificación (finales).



- ❖ Pruebas Preliminares: se las ejecuta cuando la maquina eléctrica se encuentra fuera de servicio por mantenimiento programado o bien haya sufrido alguna falla, se debe realizar antes de abrir el transformador y su objetivo es determinar la falla.
- ❖ Pruebas Intermedias: se las realiza como su nombre lo indica en el transcurso de una reparación o su etapa de elaboración, se debe ejecutar cuando los bobinados se encuentran desmontados o montados.
- ❖ Pruebas Finales: se aplica en transformadores cuya fabricación está terminada o estén armados totalmente después de ejecutada una reparación. (Harper, 1989)

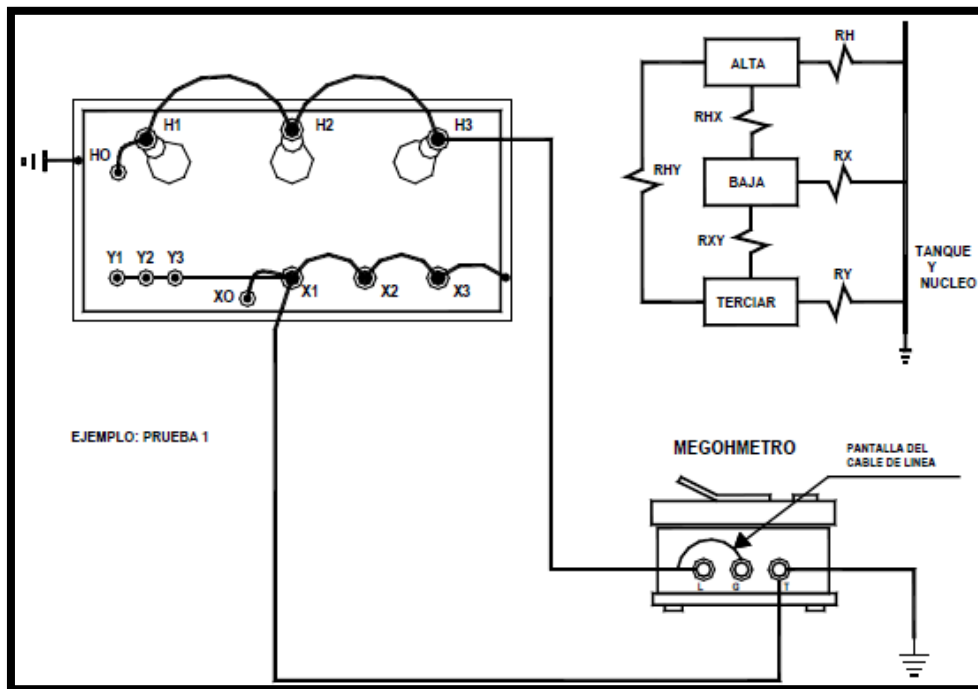
#### 2.5.5.1. Resistencia de aislamiento

Este método de prueba consiste en aplicar un valor de tensión conocida durante un tiempo explícito (usualmente 10 minutos), y medir la resistencia de aislamiento entre devanados y entre cada devanado y tierra, empleando un megaóhmmetro (Megger); durante la medición la resistencia presenta un valor muy elevado pero no infinito con un resultado en  $K\Omega$ ,  $M\Omega$ ,  $G\Omega$  incluso  $T\Omega$  referidos a  $20^{\circ}C$  (factor suministrados por el fabricante), se lo emplea debido a que es un método no destructivo.

El objetivo de esta prueba es verificar que los aislamientos cumplan con la resistencia mínima tolerable durante la operación, además de comprobar que la conexión entre sus devanados y a tierra sea la correcta. Esta prueba se rige al estándar IEEE Std 62- 2005 (IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus- Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors), en donde se explica el proceso a seguir para realizar la medición. (Engineers I. o., 2005)

A continuación se visualiza su conexión empleando un dispositivo (Megger) para su medición.

Figura No. 16. Prueba de Resistencia de aislamiento-Conexión (Megger)



Fuente: (Electricidad, 2003)

Se recomienda considerar 1MW por cada 1000V como valor mínimo de prueba, los resultados serán registrados en tiempos definidos: 15seg, 30seg, 1 min, 2 min, y así sucesivamente hasta completar los 10 min que es tiempo sugerido para el ensayo. Los datos obtenidos se graficaran para visualizar la condición del aislamiento.

El resultado puede variar debido a la intervención de ciertos agentes que modifican su valor resistivo, como: temperatura o humedad. La corriente total que circula en el cuerpo del conductor es la suma de las siguientes tres componentes de corriente:

#### 2.5.5.1.1 Corriente carga capacitiva.

Corresponde a la carga de capacidad del aislamiento, cuando inicia la medición su valor es relativamente alto, con el transcurrir del tiempo va decreciendo hacia un valor cercano a cero.

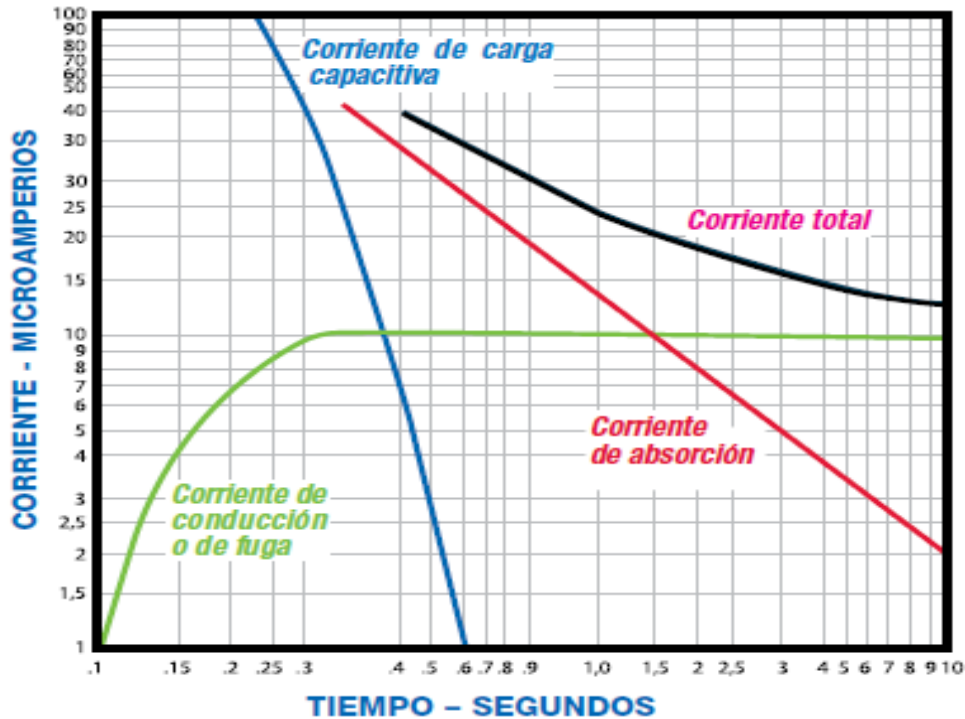
#### 2.5.5.1.2 Corriente de absorción.

Aporta energía necesaria para reorientar las moléculas del aislante. El valor de esta corriente disminuye mucho más lenta que la corriente de carga capacitiva.

### 2.5.5.1.3 Corriente de fuga.

Denominada también de conducción, esta corriente indica la calidad del aislamiento y su valor se mantiene estable en el tiempo. (ARNOUX, 2010)

Figura No. 17. Corriente total y sus componentes.



Fuente: (ARNOUX, 2010)

### 2.5.5.1.4 Índice de absorción ( $I_a$ )

Es la relación entre los valores de aislamiento en megahomios a 60seg y a 30seg; para registrar un buen aislamiento su resultado tiene que ser mayor a la unidad, la corriente de absorción es una de sus componentes, la cual ya fue descrita en el punto 2.5.5.1.2. (Ing. Gallo Martínez, 2010)

### 2.5.5.1.5 Índice de polarización ( $I_p$ )

Es la relación entre los valores de aislamiento en megahomios a 10min y a 1min. En general un valor alto del PI indica que el aislamiento se encuentra en buenas condiciones, un  $PI < 1$  necesita que se aplique acciones correctivas inmediatas. (Engineers I. o., 2005)

Tabla 4. Aplicación del Ip e Ia

| Condición del aislamiento | Relación                          |                                     |
|---------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
|                           | Índice de absorción<br>60/30 seg. | Índice de polarización<br>10/1 Min. |
| Riesgosa                  | -----                             | Menor que 1                         |
| Pobre                     | Menor que 1,1                     | Menor que 1,5                       |
| Cuestionable              | De 1,1 a 1,25                     | De 1,5 a 2                          |
| Dudosa                    | De 1,25 a 1,4                     | De 2 a 3                            |
| Buena                     | De 1,4 a 1,6                      | De 3 a 4                            |
| Excelente                 | Por encima de 1,6                 | Por encima de 4                     |

Fuente: (Ing. Gallo Martínez, 2010)

Tabla 5. Resistencia de Aislamiento del Transformador. Tensión de prueba aceptada y resultados mínimos.

| Tipo de Nivel de bobinado de Transformador en Voltios | Tensión de Prueba Mínima CD [V] | Resistencia de Aislamiento Mínima Recomendado en Mega-ohmios |       |
|---|---------------------------------|--|-------|
|   |                                 | Lleno de Líquido   | Seco  |
| 0-600   | 1000                            | 100  | 500   |
| 601-5000  | 2500                            | 1000   | 5000  |
| 5001-15000  | 5000                            | 5000   | 25000 |

Fuente: (Long Ng, 2012)

### 2.5.5.2 Resistencia óhmica

Este ensayo se lo realiza para determinar la resistencia en los devanados del transformador y verificar el cálculo de pérdidas por efecto Joule, se la realiza aplicando una corriente continua que no debe exceder el 15% del valor nominal del devanado, mediante este ensayo se revelan espiras en corto circuito y falsos contactos. Los valores obtenidos en cada medición se los comparan con resultados que fueron obtenidos anteriormente durante la prueba, para analizar cuál es la variación o si se mantienen dentro de los rangos

admisibles. La variación de resistencia no debía exceder el 5% entre fase y fase. (Long Ng, 2012)

Durante el proceso del ensayo se recomienda medir la temperatura para evitar riegos por voltajes inducidos como prevención, es recomendable colocar en corto circuito el devanado al que no se esté realizando la medición. La norma a la que se rige este método es la IEEE 62-2005, se puede calcular aplicando la ecuación de la ley de Ohm. (Engineers I. o., 2005)

$$R = \frac{V}{I}$$

(20)

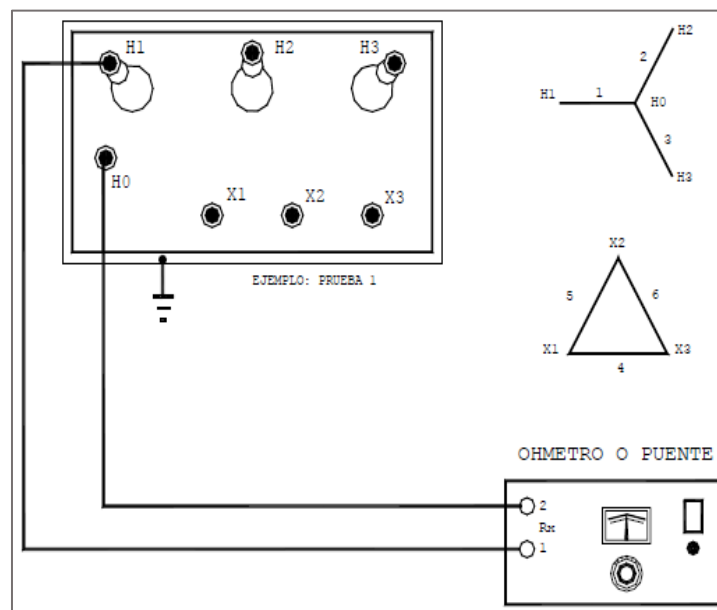
Donde:

R= Resistencia del deseada

V= Voltaje aplicado

I= Intensidad

Figura No. 18. Prueba de resistencia Óhmica de los devanados



Fuente: (Electricidad, 2003)

### 2.5.5.3 Relación de transformación

La medición se realiza mediante la relación de vueltas o voltaje primario sobre el secundario, o la relación de corrientes secundarias sobre las primarias. La aplicación de este ensayo permite determinar las condiciones en las que se encuentra el transformador



después de la operación de protecciones primarias, circuitos abiertos, cantidad de espiras, problemas con corrientes circulantes y distribución de carga.

Las normas IEEE 62 e CEI 076 recomiendan que la medida debe presentar una desviación máxima del 0.5% sobre la relación teórica, y su variación de medida no exceder un 5% de fase a fase. (De La Fuente, 2013)

$$r = \frac{Np}{Ns} = \frac{Ep}{Es}$$

(21)

r= Relación de tensión

E=Tensión circuito abierto

N=Numero de espiras

p= primario

s= secundario

Es aconsejable realizar esta prueba en todas las posiciones del cambiar de tomas antes que el dispositivo entre en funcionamiento, cuando el transformador se encuentre en servicio se debe efectuar el ensayo en la posición de operación. Para calcular la diferencia entre la relación teórica y la relación medida se usa la siguiente ecuación:

$$\%Desv = \frac{V_{teó} - V_{med}}{V_{teó}} \times 100$$

(17)

Donde:

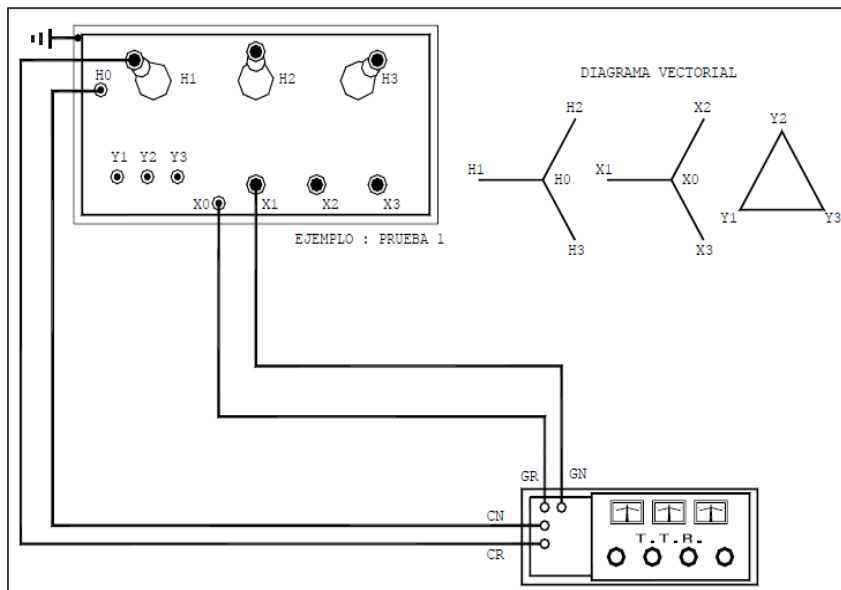
%Desv= es la desviación de la medición en porcentaje.

$V_{teó}$ = es el valor teórico o de placa.

$V_{med}$ = es el valor medido en la prueba.

Los fabricante y empresas de mantenimiento permiten una diferencia máxima del 0.5% entre la medición y el valor teórico medido en la prueba, los estándares internacionales no presentan criterios de evaluación solo procedimientos que garanticen la seguridad durante la prueba. (Long Ng, 2012)

Figura No. 19. Prueba de Relación de transformación



Fuente: (Electricidad, 2003)

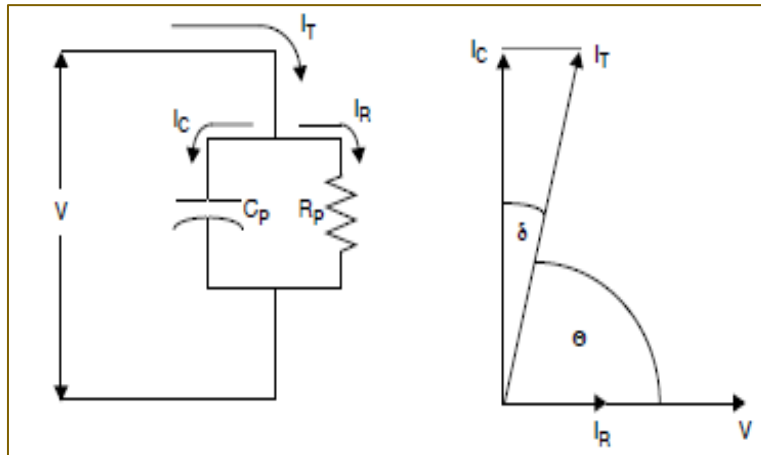
#### 2.5.5.4 Factor de potencia ( $\cos \theta$ ) / Disipación ( $Tg \delta$ )

La prueba del factor de potencia da a conocer el estado de los aislamientos, su aplicación se basa en comparar un dieléctrico con un condensador. Al realizar la prueba, se mide la capacitancia del aislamiento, las pérdidas dieléctricas que se producen en corriente alterna (CA) y su relación entre las cantidades medidas.

Un método similar que se emplea para medir también las pérdidas dieléctricas en CA es el factor de disipación su resultante presenta similitud al resultado del factor de potencia, se conoce también como  $Tg \delta$  (tangente del ángulo de pérdidas  $\delta$ ).

Cuando se aplican niveles altos de tensión se produce una pequeña circulación de corriente, esto debido a que los aislantes no son perfectos; dicha corriente está conformada por una corriente de capacitiva ( $I_C$ ) y una corriente de pérdidas ( $I_R$ ) que se origina en el aislamiento cuando se le aplica una CA, es una característica propia del aislamiento cuando es sometida a campos eléctricos. Cuando el ángulo delta es pequeño el valor de Factor de potencia y disipación son semejantes, los dos métodos se pueden comparar en un rango de 0-10%.

Figura No. 20. Diagrama vectorial simple para la prueba del factor de pérdida.



Fuente: (Engineers I. o., 2005)

$$\text{Factor de disipación} = \operatorname{tg} \delta = \frac{I_R}{I_C}$$

(18)

$$\text{Factor de potencia} = \cos \theta = \frac{I_R}{I_T}$$

(19)

Donde:

V= Voltaje Aplicado

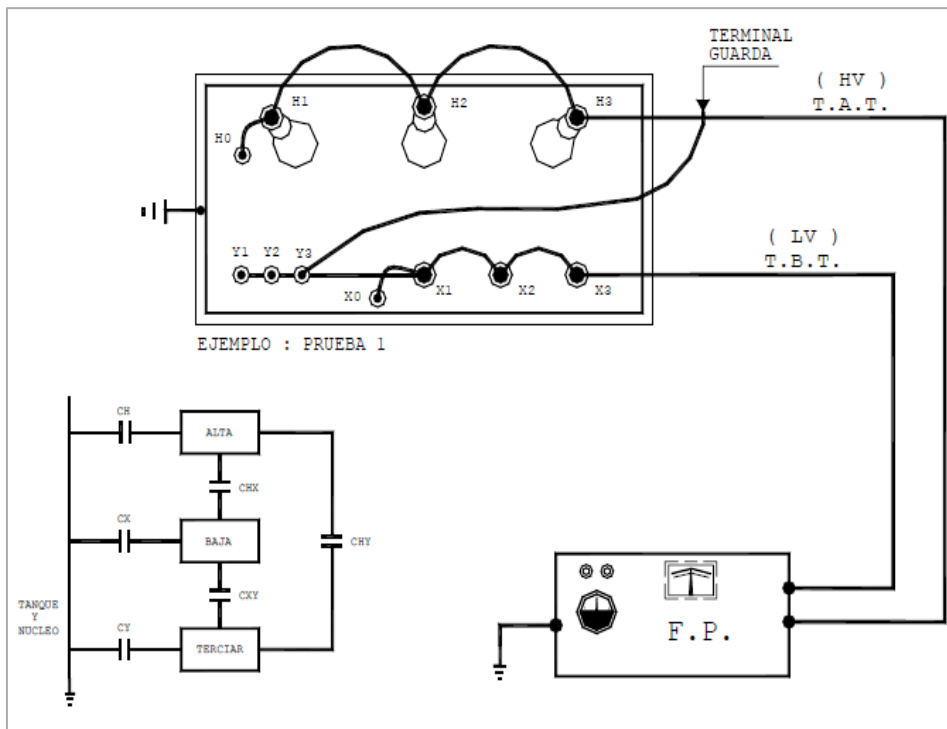
 $I_T$  = Corriente total $I_R$  = Corriente resistiva $I_C$  = Corriente capacitiva

La IEEE 286-2000, establece que el valor ideal debe estar por debajo del 0.5% a una temperatura de referencia de 20°C, un factor de potencia entre 0.5% y 1% (20°C) son aceptables. Cuando el transformador se encuentre operando y presenta un valor más alto del 2% debe ser sacado de servicio para investigar las causas de la falla por el valor alto que se presenta para aplicar las correcciones debidas. (Engineers I. o., 2005)

El aumento de manera notable durante la prueba de medición del factor de potencia, significa presencia de suciedad, humedad, deterioro químico, daño por sobrecalentamiento, cambios físicos e inducción electromagnética.

Para este ensayo el equipo emplea tensiones de 10000V para efectuar las pruebas en transformadores con voltajes >69Kv.

Figura No. 21. Prueba del factor de potencia en un transformador



Fuente: (Electricidad, 2003)

Cuando las capacitaciones presentan una variación significativa en el tiempo, es indicativo de movimientos o deformaciones de los devanados, motivo por el cual es aconsejable registrar el valor cada vez que se realice la prueba esto permitirá visualizar el grado y la velocidad que el aislamiento se deteriora. (Ing. Gallo Martínez, 2010)

#### 2.5.5.5 Análisis de Respuesta en frecuencia

El análisis de respuesta en frecuencia (RFA) es un ensayo de fácil aplicación, actualmente se la emplea para detectar problemas potenciales tanto mecánicos como eléctricos en el interior del transformador, eventos que se manifiestan debido a modificaciones de la geometría en su parte activa; mediante el uso de otros métodos es difícil su detección. (MBA. Martínez, 2013)

Cuando se inyecta una señal de frecuencia variable a las componentes del transformador: resistencias, inductancias y capacitancias, los resultados obtenidos se puede graficar en una curva denominada huella digital. Como es conocido la capacitancia depende de la distancia que existente entre conductores, motivo por el cual se afectara el valor de los arrollamientos cambiando la forma de la curva mencionada. Las curvas de huella digital serán graficadas cuando el transformador sea nuevo o este en buen estado.

Existen dos métodos que se puede aplicar al RFA: método del impulso y el barrido de frecuencia. Al utilizar cualquiera de los métodos se puede observar que sus resultados son similares. El método de barrido posee una mejor respuesta a la señal de ruido en altas frecuencias, parámetros importantes para la detección de cambios que se producen en los devanados; es un método que se aplica mejor en el campo de trabajo. (Horning, Kelly, Myers, & Stebbins, 2005)

El equipo que se utiliza para este ensayo consta de un analizador de espectro de redes, un computador portátil, una interfaz, tres cables de prueba coaxiales de 50 ohmios y cables de puesta a tierra.

Tabla 6. Análisis de las curvas de huella digital en función de la frecuencia.

| Alteración de la forma de las curvas                         |  |
|--|--|
| Frecuencia   | Consecuencia   |
| Frecuencias bajas<br>( $f < 10\text{kHz}$ )                  | Arrollamientos abiertos o cortocircuitados, cambios en la impedancia y problemas en el circuito magnético. |
| Frecuencias medias<br>( $10\text{kHz} < f < 600\text{kHz}$ ) | Deformaciones de los arrollamientos por motivos axiales o radiales.  |
| Frecuencias altas<br>( $f > 600\text{kHz}$ )                 | Problemas en conexiones internas, aisladores pasatapas, reguladores baja carga.                            |

Fuente: (MBA. Martínez, 2013)

#### 2.5.5.6 Pruebas en el Aceite

##### 2.5.5.6.1 Análisis por cromatografía de gases disueltos en el aceite

El transformador durante su vida en operación está sometido a esfuerzos térmicos y eléctricos que originan gases combustibles, debido a la descomposición de los materiales aislantes (aceite y celulosa) pueden conducir a la falla del equipo si no se corrige el problema.

Conocer la tasa y cantidad de generación de estos gases es de vital importancia para pronosticar el proceso de envejecimiento que se origina en el aislamiento del dispositivo. La



mayor parte de fallas que se originan en el transformador se puede detectar al realizar un análisis de su aceite. Para este fin existen varios métodos que se pueden emplear; pero el que se utiliza en el transformador en estudio es un análisis cromatográfico de Gases (CG), este proceso supone un estudio tanto cualitativo como cuantitativo de gases disueltos en el aceite. (Long Ng, 2012)

La cromatografía de gases se considera como ciencia empírica, pues su análisis se fundamenta en la experiencia adquirida de transformadores que han fallado; la interpretación de resultados no es considerado un procedimiento sencillo, pues se requiere la unificación de varios criterios, para evitar que la maquina salga de servicio o se produzca daños mayores por no hacerlo. Es una prueba indispensable para un control previo a las pruebas de mantenimiento que permite monitorear el dispositivo sin sacarlo de servicio.

Un análisis cromatográfico de gases se utiliza para romper las moléculas de hidrocarburos en el aceite, así como también en la celulosa producto de las fallas que ya se mencionaron; para la interpretación de los resultados se puede emplear la norma IEEE C57-104 (IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers), en donde se detalla los procesos e instrumentos para la detección y cuantificación de gases combustibles. (IEEE, 2009)

Los objetivos que cumple esta técnica se mencionan a continuación (Ing. Gallo Martínez, 2010):

1. Monitorear el transformador en servicio y obtener una advertencia anticipada de falla.
2. Supervisar un dispositivo que se encuentre en servicio y se presume que presenta una falla incipiente, hasta lograr inhabilitar su operación para reparación o reemplazo.
3. Indicar la naturaleza y localización de la falla.
4. Asegurarse que el transformador que se adquirió recientemente no presente ningún tipo de falla durante el tiempo de garantía que brinda el fabricante. (Ing. Gallo Martínez, 2010)

*2.5.5.6.1.1 Los gases disueltos que se identifican durante el análisis cromatográfico son:*

- Hidrógeno —  $H_2$  comienza a producirse 300 °C
- Oxígeno —  $O_2$



- Nitrógeno —  $N_2$
- Monóxido de Carbono — CO
- Dióxido de Carbono —  $CO_2$
- Metano —  $CH_4$  comienza a producirse 200 °C
- Etano —  $C_2H_6$  comienza a producirse 250 °C
- Etileno —  $C_2H_4$  comienza a producirse 350 °C
- Acetileno —  $C_2H_2$  comienza a producirse entre 500 °C y 700 °C

Este análisis se lo realiza aplicando el estándar internacional de la IEEE C57-104-2008, donde se presentan las siguientes condiciones que hay que tener presente al momento de analizar sus resultados.

**Condición 1:** por debajo del valor de TDCG es indicativo que el transformador está funcionando satisfactoriamente.

**Condición 2:** el TDCG revela un nivel de gas combustible mayor que el normal.

**Condición 3:** el TDCG indica un alto nivel de descomposición. Se debe tomar acción inmediata para establecer una tendencia.

**Condición 4:** TDCG si se excede este valor es un indicativo de descomposición excesiva. El funcionamiento permanente podría originar falla a la unidad de transformación. Se debe proceder de manera inmediata y con precaución. (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2009)

Tabla 7. Concentración de gases disueltos

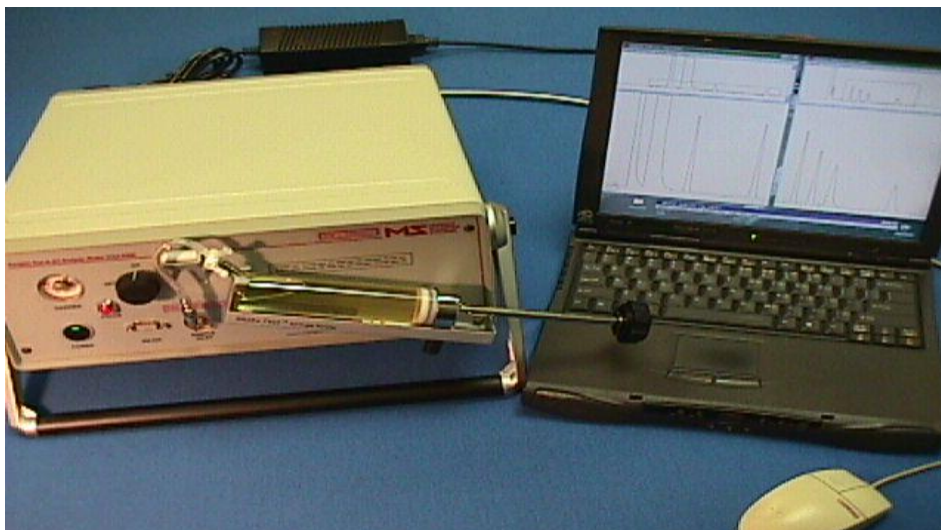
| Estado      | Límites de concentración de gases clave disueltos<br>p.p.m |                           |  |  |  |                          |                                       |                   |
|-------------|--|---------------------------|--|--|--|--------------------------|---------------------------------------|-------------------|
|             | Hidrogeno (H <sub>2</sub> )                                | Metano (CH <sub>4</sub> ) | Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> ) | Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ) | Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ) | Monóxido de Carbono (CO) | Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ) | TDCG <sup>b</sup> |
| Condición 1 | 100  | 120                       | 1  | 50                                       | 65                                     | 350                      | 2500                                  | 720               |
| Condición 2 | 101-700  | 121-400                   | 2-9  | 51-100                                   | 66-100                                 | 351-570                  | 2500-4000                             | 721-1920          |
| Condición 3 | 701-1800   | 401-1000                  | 10-35                                      | 101-200                                  | 101-150                                | 571-1400                 | 4001-10000                            | 1921-4630         |
| Condición 4 | >1800  | >1000                     | >35  | >200                                     | >150                                   | >1400                    | >10000                                | >4630             |

Fuente: (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2009)

Se mide en ppm, es decir un centímetro cúbico de gas disuelto en 10<sup>6</sup> de aceite a una atmósfera de presión y a una temperatura de 0°C o 273K.

Para la toma de muestras se emplea un método aceptado internacionalmente a través de jeringas especiales dotadas de válvulas que impiden la entrada o salida de gases.

Figura No. 22. Cromatógrafo de gases



Fuente: (Dr. Hernández, s.f)

#### 2.5.5.6.2 *Análisis Físicos-Químicos del aceite*

##### 2.5.5.6.2.1. *Humedad*

La cantidad excesiva de agua presente en el aislamiento (aceite y papel) del transformador impacta significativamente en las condiciones operativas y en su vida útil; la humedad presente en el papel provoca reacciones irreversibles que ocasionan descargas eléctricas en el interior del transformador.

Para mantener sus propiedades mecánicas y flexibles es importante que existe presencia de una cierta cantidad de agua en el aislante (papel), lo permisible en encuentra entre un rango de 0,5 a 2% máximo en transformadores que se encuentren en operación, esta presencia de agua puede perderse debido al exceso de temperatura.

El contenido de agua en el aceite puede incrementarse por varios motivos: durante los mantenimientos, absorción del medio ambiente por hidrolisis, etc. El agua se puede presentar de las siguientes formas:

- Agua libre: puede ser identificada de manera visual, presenta rigidez dieléctrica baja, interviene de manera directa en el proceso de oxidación.
- Agua en suspensión: se presenta en el aceite con apariencia turbia y lechosa, fácil interacción con productos de oxidación.
- Agua en solución o disuelta: no puede ser detectada de manera visual, su presencia es mayor que el agua libre, forma parte de un aceite oxidado. (MBA. Martínez, 2013)

Para medir la cantidad de agua en el aceite se realiza un ensayo químico denominado titración coulométrica empleando un equipo conocido como Karl Fischer y su unidad de medida viene dada en ppm o en mg de H<sub>2</sub>O/kg.

Figura No. 23. Instrumento de medición Karl Fischer.



Fuente: (MBA. Martínez, 2013)

El objetivo de esta prueba es determinar la cantidad de agua presente en el aceite para realizar las correcciones respectivas, para esto se emplean las siguientes normas.

Tabla 8. Normas empleadas para el rango permisible de agua en el aceite

| Norma IEC 296         |           |                      |
|-----------------------|-----------|----------------------|
| mgH <sub>2</sub> O/kg | Categoría | Tensión nominal (kV) |
| 10                    | A         | 170                  |
| 15                    | B         | >72,5 y <=170        |
| 25                    | C         | <=72,5               |
| Norma IEC 60422       |           |                      |
| <=20                  |           | 170                  |
| <=40                  |           | >72,5 y <170         |
| <=30                  |           | <170                 |
| 0                     |           | <72,5                |

Fuente: (MBA. Martínez, 2013)



#### 2.5.5.6.2.2. *Tensión interfacial*

El objetivo de realizar una prueba de tensión interfacial es medir la afinidad que tienen los compuestos ácidos e hidrolíticos con el agua y el aceite, además de detectar el inicio del proceso de oxidación; el equipo empleado en esta medición es un tensiómetro de anillo y su unidad se expresa en dinas/cm o mN/m. la norma que se emplea en esta técnica es la ASTM D971.

#### 2.5.5.6.2.3. *Acidez o Número de Neutralización*

Esta prueba tiene por objeto determinar el grado de oxidación en el aceite, debido al incremento de su contenido de acidez; en conjunto con la humedad dan inicio al deterioro del sistema aislante y los elementos metálicos del transformador.

Cuando el contenido de acidez aumenta genera las siguientes complicaciones en el aceite:

- a) Degradación de las características aislantes.
- b) Deterioro del aislamiento sólido.
- c) Aparición de lodos y productos de descomposición.
- d) Obstrucción de los canales de circulación de aceite. (MBA. Martínez, 2013)

Para realizar esta prueba se emplea la norma ASTM D974 que determina el Número de Neutralización a través de la titración de los ácidos, en cambio la ASTM D664 mide el grado de acidez mediante la regulación potenciométrica.

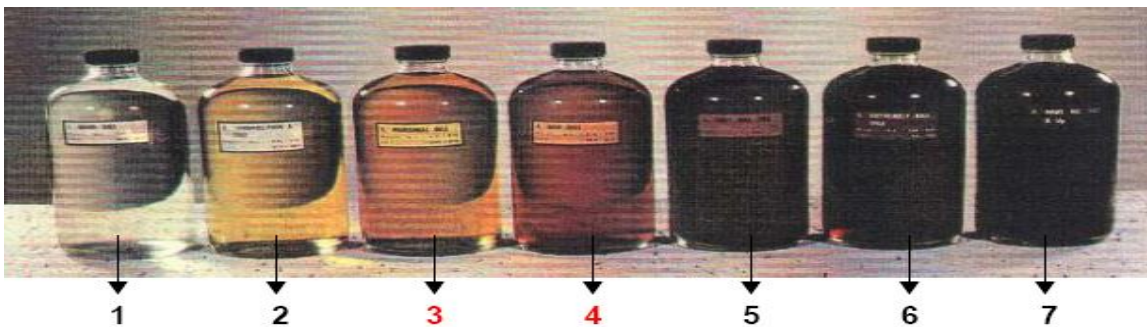
Conocer el valor de acidez presente en el aceite nos da una idea de cuánto se encuentra deteriorado el aislante.

- Es aconsejable que no supere los 0,10 mg KOH/gr, a partir de ese valor el envejecimiento se incrementa aceleradamente.
- Con valores mayores a 0,15 mg KOH/gr, el aceite no puede mantener los lodos disueltos.
- En máquinas de potencia no es recomendable que continúe en operación con valores de acidez mayores a 0,20 mg KOH/gr, si su aceite no es reemplazado o desechado.

2.5.5.6.2.4. *Color*

El color del aceite permite conocer el estado de envejecimiento, calidad y la existencia de contaminantes dentro del mismo. Un cambio leve en su coloración nos indica una degradación o contaminación del aceite, si muestra sedimentos es signo de presencia de agua libre, insolubles, lodos, carbón, etc. Se emplea la norma ASTM D1500 para los patrones de clasificación, para su ensayo de medición emplea un colorímetro. (Ing. Gallo Martínez, 2010)

Figura No. 24. Coloración del aceite



Fuente: (Dr. Hernández, s.f)

Tabla 9. Clasificación de los aceites

| CLASIFICACIÓN DEL ACEITE      | ESTADO                            |
|-------------------------------|-----------------------------------|
| 1. Aceite bueno               | Nuevo, aceite claro               |
| 2. Propiedad A                | Aceite bajo observación, Amarillo |
| 3. Aceite Marginal            | Amarillo oscuro                   |
| 4. Aceite malo                | Ámbar                             |
| 5. Aceite muy malo            | Café                              |
| 6. Aceite extremadamente malo | Café oscuro                       |
| 7. Aceite en condición pésima | Más negro                         |

Fuente: (Dr. Hernández, s.f)

2.5.5.6.2.5. *Rigidez dieléctrica*

La prueba de rigidez dieléctrica se considera como una medida de resistencia que el aceite presenta al choque eléctrico. Durante la operación del transformador la velocidad que



incrementa la acidez de un aceite indica su velocidad de envejecimiento, se la relaciona también con la alteración de compuesto.

La utilidad que presenta este ensayo, es que permite determinar los primeros indicios de presencia de contaminantes en el aceite como lo son el agua, impurezas, fibras de celulosa o partículas conductoras; pero la aplicación más importante es como concepto de seguridad del equipo en servicio. Cuando la prueba presenta un alto contenido de rigidez dieléctrica no significa que el aislante no contenga otros contaminantes, motivo por el cual no se debería descartar la aplicación de otras pruebas. A continuación se detallan las normas a emplear para esta técnica. (Ing. Gallo Martínez, 2010)

Tabla 10. Explicación Normas ASTM

|                                   | ASTM D877  | ASTM D1816   |
|-----------------------------------|--|--|
| Geometría de los electrodos       | Discos 25 mm   | Semiesféricos 36 mm  |
| Separación                        | 0.1" (2.5mm)   | 0.04" (1mm), 0.081" (2mm)  |
| Rampa                             | 3000V/seg  | 500V/seg   |
| Alcance en kV                     | Por debajo de 69kV   | 35-50 kV separación (1mm)<br>80-90 kV separación (2mm)                                       |
| Sensibilidad a la humedad         | En el rango de 30 a 80 ppm   | Por debajo de 30 ppm   |
| Aplicación recomendada según ASTM | Aceptación aceite nuevo a granel o en tambores                       | Aceites filtrados, desgasificados y deshidratados antes y después del tratamiento de aceites |
| Sensibilidad a fibras de celulosa | Menos sensible   | Más sensible   |
| Criterios de evaluación           | Aceptable $\geq 30$ ,<br>Cuestionable = 25-30,<br>Inaceptable $< 25$ |  |

Fuente: (Ing. Gallo Martínez, 2010)



#### 2.5.5.6.2.6. Factor de potencia a 25°C

Se utiliza esta prueba para medir las pérdidas dieléctricas de un aceite cuando es sometido a una C.A, la potencia aplicada se disipa en forma de calor en el interior del líquido aislante. Su objetivo es determinar el grado de contaminación y deterioro que presenta el aceite debido a su sensibilidad a los contaminantes iónicos. Los resultados obtenidos según la norma ASTM D924 se pueden interpretar de la siguiente manera: (Dr. Hernández, s.f)

Tabla 11. Interpretación resultados ASTM D924

| <b>Factor de potencia a 25 °C</b>       | <b>Recomendaciones</b>  |
|---|---|
| Menor o igual a 0,5 %                   | Aceptable.  |
| Mayor que 0,5 % y menor o igual a 1,0 % | Investigar si el aceite debe ser reemplazado o tratado.   |
| Mayor que 1,0 % y menor o igual a 2,0 % | El aceite puede causar falla en el equipo.<br>Investigar si el aceite debe ser reemplazado o tratado. |
| Mayor que 2,0 %                         | Retirar del servicio. Investigar si el aceite debe ser reemplazado o tratado                          |

Fuente: (Dr. Hernández, s.f)

#### 2.5.5.6.2.7. Gravedad específica

El objetivo de esta prueba es revelar presencia de contaminantes través de un examen rápido en el aceite, además ayuda a determinar el origen del aceite mediante su gravedad específica. La norma que se emplea es la ASTM D1298.

Se define como gravedad específica a la diferencia entre la masa de un volumen de aceite y la masa de agua para ese mismo volumen. (Ing. Gallo Martínez, 2010)

#### 2.5.5.6.2.8. Contenido de Inhibidor

Su función principal es la de proteger al aceite dieléctrico de su degradación natural para asegurar su eficiencia y continuidad en las operaciones normales del equipo por más tiempo, retardando su proceso de oxidación. Su efectividad depende del tipo de petróleo crudo del cual proviene el aceite.

Se presentan dos tipos de aditivos inhibidores de oxidación:

Naturales: aceites dieléctricos que contiene hidrocarburos aromáticos, se los conoce como del Tipo 1 y presentan hasta un 0,08% de aditivo antioxidante.

Su proceso de oxidación evolución es más lenta y perdidos sus aditivos naturales se le agrega inhibidores artificiales para continuar con su función normal.

Artificiales: conocidos también como inhibidores sintéticos, los más empleados son: el butil fenol diterciario (DBP) y el Butil para cresol diterciario (DBPC). Tipo 2 y presentan hasta un 0,3% de aditivo antioxidante. (MBA. Martínez, 2013)

Tabla 12. Norma IEEE 106-2006 recomendaciones

| IEEE C57.106-2006 |                             |
|-------------------|-----------------------------|
| Aceite            | Contenido de inhibidor      |
| TIPO 1            | Máximo 0,08% y mínimo 0%    |
| TIPO 2            | Máximo 0,3% y mínimo >0,08% |

Fuente: (MBA. Martínez, 2013)

#### 2.5.5.6.2.9. Contenido de Bifelinos Policlorinados (PCB)

Se los utiliza como aceites aislante debido a su buen desempeño térmico, en comparación con otros aceites de origen natural, su medida se la realiza en partes por millón (ppm).

El método empleado para detectarlos es mediante cromatografía de gases, la norma empleada para este fin es la ASTM D4059. (Horning, Kelly, Myers, & Stebbins, 2005)

#### 2.5.5.6.2.10. Contenido de Furanos

El análisis de furanos es un método útil que se lo emplea para detectar el deterioro térmico, hidrolítico y de oxidación que se produce en el aislamiento solido (papel), pero como ya se mencionó antes la muestra de papel no puede ser tomada cuando el transformador se encuentra en operación, motivo por cual se realiza el estudio en el aceite de la máquina; los furanos son medidos en partes por billón mediante una cromatografía de gases.

Según investigaciones realizadas por la S.D.Myers sugiere que se tenga en cuenta la siguiente cantidad total de furanos admisibles en el aceite. (Ing. Gallo Martínez, 2010)



Tabla 13. Niveles de aceptación

|                    |              |
|--------------------|--------------|
| Menos de 100 p.p.b | Aceptable    |
| De 100 a 250 p.p.b | Cuestionable |
| Más de 250 p.p.b   | Inaceptable  |

Fuente: (Ing. Gallo Martínez, 2010)

Se presenta los niveles aceptables de 2-Furaldehido uno de los tipos de furanos que más se encuentran con frecuencia.

Tabla 14. Contenido del compuesto 2-Furaldehido

| Contenido de 2-Furaldehido (ppm) | Grado de Polimerización esperado | Significado        |
|----------------------------------|----------------------------------|--------------------|
| 0 a 0,1                          | 1200 a 7000                      | Condición normal   |
| 0,1 a 1,0                        | 700 a 450                        | Deterioro moderado |
| 1 a 10                           | 450 a 250                        | Deterioro excesivo |
| >10                              | <250                             | Fin de vida útil   |

Fuente: (Ing. Gallo Martínez, 2010)

El análisis físico-químico del aceite debe cumplir con los parámetros que indica la norma internacional IEEE C57 106-2006.



Tabla 15. Límites de prueba del nuevo aislamiento del aceite mineral.

| Pruebas y Métodos  | Valor limite                |
|--|-----------------------------|
| Dielectric strength<br>ASTM D1816<br>kV minimum<br>1 mm gap <sup>b</sup><br>2 mm gap <sup>b</sup>  | 20<br>35                    |
| Dissipation factor (power factor)<br>ASTM D924<br>25 °C, % maximum<br>100 °C, % maximum  | 0.05<br>0.30                |
| Interfacial tension<br>ASTM D971<br>mN/m minimum   | 40                          |
| Color<br>ASTM D1500<br>ASTM units maximum  | 0.5                         |
| Visual examination<br>ASTM D1524   | Bright and clear            |
| Neutralization number (acidity)<br>ASTM D974<br>mg KOH/g maximum   | 0.015 <sup>c</sup>          |
| Water content<br>ASTM D1533<br>mg/kg maximum <sup>d</sup>  | 25 <sup>c</sup>             |
| Oxidation inhibitor content when specified<br>ASTM D2668<br>Type I oil, % maximum<br>Type I oil, % minimum<br>Type II oil, % maximum<br>Type II oil, % minimum | 0.08<br>0.0<br>0.3<br>>0.08 |
| Corrosive sulfur<br>ASTM D1275   | Not corrosive               |
| Relative density (specific gravity)<br>ASTM D1298<br>15 °C/15 °C maximum   | 0.91                        |

Fuente: (Society, 2007)



### 2.5.5.7 *Análisis no destructivos*

#### 2.5.5.7.1 *Tintes penetrante*

El objetivo de realizar este ensayo es detectar y ubicar las discontinuidades producidas en las superficies de materiales sólidos no poroso, conexiones de accesorios, picaduras y entalles agudas.

En términos generales, la prueba consiste en aplicar el tinte sobre la superficie, la cual tiene que estar completamente limpia, de esto dependerá su efectividad en la detección de las fallas. Entre algunas de las ventajas que presenta este ensayo son: bajo costo en comparación con otros métodos, es relativamente fácil de aplicar, se pueden emplear en gran variedad de materiales y detecta discontinuidades superficiales muy pequeñas. (Arcos Aguilar, 2011)

#### 2.5.5.7.2 *Termografía*

La termografía o inspección infrarroja (IR) tiene por objeto detectar fallas superficiales de un transformador y sus componentes; cuando se requiere conocer el estado en el que se encuentra el interior de la máquina en operación, se aplica un método no invasivo de termografía el cual “se basa en radiación emitida por ondas electromagnéticas para obtener la medición de temperaturas en superficies distantes y sin entrar en contacto”. (Ing. Gallo Martínez, 2010)

Se presentan algunas razones por las que se realiza esta prueba:

- ❖ Monitorear periódicamente los cambios que se producen en el aislamiento.
- ❖ Antes y después de un periodo prolongado de almacenamiento.
- ❖ Antes y después de un movimiento físico.
- ❖ Cuando se produce un arco eléctrico interno.
- ❖ Cuando exista síntomas de humedad.
- ❖ Cuando la máquina se dispara por cualquier razón.
- ❖ Luego de realizadas las pruebas en el aceite los resultados son insatisfactorios. (Horning, Kelly, Myers, & Stebbins, 2005)

### 2.5.5.7.3 Ultrasonido

Su objeto de estudio son las ondas de sonido de alta frecuencia producto de las máquinas eléctricas que son imperceptibles por el oído humano. El método de ultrasonido detecta fallas en válvulas, fuga de fluidos, arcos eléctricos pérdidas en el vacío, entre otras.

Se consideran como ondas de ultrasonido a las frecuencias que se encuentre en un rango de 20-20000Hz que son captadas todavía por el oído de las personas. (Labaian & Carrasco, 2009)

### 2.5.5.8 Pruebas que se realizan en el transformador N°5 de la central Paute-Molino

Tabla 16. Pruebas realizadas en la unidad de transformación N°5

| DESCRIPCIÓN DE PRUEBAS         |  |                 |
|--------------------------------|--|-----------------|
| PRUEBA                         | PERIODICIDAD DE PRUEBA<br>(horas de operación) | EQUIPO EMPLEADO |
| Resistencia de Aislamiento     | 7200   | Megger MIT 420  |
| Resistencia Óhmica             | 7200   | DLRO            |
| Rigidez dieléctrica del aceite | 7200   | Megger OTS60PB  |

Fuente: Propia

### 2.5.6 Gestión de mantenimiento

El mantenimiento tiene por objeto evitar salidas no programadas del sistema debido a operaciones por tiempos prolongados a sobrecargas en el dispositivo, se debe gestionar un mantenimiento adecuado para evitar la destrucción del transformador y pérdidas económicas considerables por la no operación de la máquina.

Sus objetivos fundamentales son:

- “Extender la vida residual.
- Asegurar la disponibilidad del transformador en el mínimo tiempo posible.
- Optimizar costos de operación”. (Dr. Hernández, s.f)



### 2.5.6.1 Tipos de mantenimiento

#### 2.5.6.1.1 Mantenimiento Correctivo

Este tipo de mantenimiento se aplica luego de la localización de una falla, no se recomienda como una estrategia de mantenimiento para los transformadores de potencia pero si para elementos que presentes fallas aleatorias. Un mantenimiento correctivo se emplea cuando los resultados de una inspección muestran que el dispositivo presenta humedad, propiedades del aceite deterioradas, disminución de temperaturas de trabajo, entre otras. (Dr. Hernández, s.f)

La periodicidad de ejecución de este mantenimiento depende del nivel de fallas que se presenten. La desventaja que presenta este mantenimiento es su alto costo y duración, que generan grandes pérdidas económicas.

#### 2.5.6.1.2 Mantenimiento Preventivo

Es un conjunto de operaciones que se ejecutan en intervalos de tiempo preestablecidos, tienen como objetivo la reducción probabilística de falla o prevenir fallas prematuras en la funcionalidad de un elemento.

Se debería crear un software de trabajo con tareas prefijadas en intervalos de tiempo definidos por factores como: antigüedad, tiempo de servicio, recomendación del fabricante, etc. Por lo general se clasifica en un periodo preventivo de inspecciones diarias, semestrales, mantenimiento parcial anual, parcial cada tres años y un mantenimiento capital. (Dr. Hernández, s.f)

#### 2.5.6.1.3 Mantenimiento Predictivo

Este tipo de método agrupa un conjunto de técnicas establecidas para efectuar un seguimiento periódico o de manera continua el dispositivo, que permite evaluar con antelación las averías o anomalías presentes en el transformador para justificar su intervención.

Los beneficios que presenta este método es su bajo costo y menor tiempo de aplicación pero se debe emplear equipos más costosos y especialistas muy calificados en el tema.

El resultado obtenido de este método se utiliza para investigación de áreas que necesiten un mantenimiento periódico. Como actividades que se deben realizar dentro del mantenimiento predictivo son en primer lugar realizar un diagnóstico general del transformador para brindar la solución respectiva a las anomalías encontradas. (Dr. Hernández, s.f)



## CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA

### 3.1 Metodología empleada

En esta investigación, la metodología empleada es de tipo cuantitativo no experimental que realiza un análisis de tipo descriptivo de variables y grafica de tendencias empleando datos de históricos de las diferentes pruebas que se realizaron en el Transformador N°05 de la central para determinar el estado actual o el proceso de deterioro que presenta el aislamiento a través del tiempo.

La población estuvo constituida por las 10 unidades de transformación con las que cuenta la central, que a su vez se sub divide en fase A-B que cuenta con 5 unidades de transformación de la U01 a la U05 y la fase C conformada por las 5 unidades restantes.

Como tamaño de la muestra se decidió seleccionar por conveniencia la unidad de transformación N°5 de la fase A-B, debido a la información disponible, teniendo en consideración que es la unidad que más horas de operación presenta de las 5 unidades existentes desde su inicio de operación en el año 1983.

### 3.2 Estimación de vida residual.

#### 3.2.1 Estimación de vida residual por medio del modelo Arrhenius- Dakin

Para obtener una estimación de vida esperada del aislante de un transformador de potencia mediante este modelo se deberá analizar la variable de temperatura del punto más caliente del bobinado, para determinar este factor se emplean un sensor capilar RTD (Detector de Resistencia de Temperatura), su funcionamiento se basa “en medir el cambio en la resistencia eléctrica entre dos alambres metálicos”. (OAKLON, s.f)

El modelo Arrhenius-Dakin describe a dos ecuaciones según la temperatura admisible de los arrollamientos:

$$\text{Vida remante} = A. e^{B/T} \quad (20)$$

- Temperatura de 65°C en los arrollamientos del transformador:

$$\text{Vida remante} = L = 9,80 \times 10^{-18} \cdot e^{B/(\theta_H + 273)} \quad (21)$$

- Temperatura de 55°C en los arrollamientos del transformador:

$$\text{Vida remante} = L = 2 \times 10^{-18} \cdot e^{B/(\theta_H + 273)} \quad (22)$$



DONDE:

A= vida inicial ( $9,8 \times 10^{-18}$  según norma IEEE C57 91)

A= vida inicial ( $2 \times 10^{-18}$  según norma IEEE C57 91)

B= constante, que corresponde a la energía de activación o fuerza motriz (15000 según norma IEEE C57 91)

T= temperatura en °k. ( $\Theta_H + 273$ )

$\Theta_H$ = Temperatura de punto más caliente del bobinado en °C.

Esta ecuación determina que por cada 10°K que la temperatura aumente se duplica la velocidad de reacción y que por cada 1°K de aumento en la temperatura existirá un cambio de 1°C. (Horning, Kelly, Myers, & Stebbins, 2005)

### 3.2.2 Estimación de vida residual por medio de técnicas de datos Físico- Químico

#### 3.2.2.1. Medición indirecta del GP mediante contenido de Furanos.

Para transformadores que no cuenten con papel térmicamente enriquecido la estimación del GP, se puede calcular empleando la ecuación (23), a partir de la concentración del furano tipo 2FAL, debido a que durante la degradación presenta mayor degradación. (Margalló Gasco, 2012)

$$GP = \frac{1,51 - \log(2FAL)}{0.0035} \quad (23)$$

Dónde:

GP= Grado de Polimerización

2FAL= Contenido de 2-furfuraldehído medidos

La ecuación (24) describe la relación entre el 2FAL (p.p.m) y el tiempo transcurrido en años del transformador de potencia.

$$\log(2FAL) = 1,8308 + 0,0578 \cdot t \quad (24)$$

Para transformadores que cuenten con papel enriquecido térmicamente su cálculo se basa en el contenido total de furanos que se encuentran en partes por billón (p.p.b), una vez obtenido el valor de GP podemos calcular la vida porcentual usada. Estas ecuaciones que se presentan a continuación tienen un proceso de actualización periódica. (Flores, Mombello, Rattá, & Jardini, 2007)

$$GP = \frac{[\log(\text{total furanos}) - 4.0355]}{(-0.002908)} \quad (25)$$



$$\% Vida Utilizada = \frac{[Log(GP) - 2.903]}{(-0.006021)} \quad (26)$$

Dónde:

GP= Grado de Polimerización

La norma empleada para el análisis y determinación de compuesto 2-furfural es la IEC 61198, donde se especifican los métodos de cálculos, instrumentos empleados para la detección y rangos aceptables de este compuesto.

### **3.3 Ejemplo de cálculo de envejecimiento del transformador de la Unidad N°5 de la central Paute-Molino.**

#### **3.3.1 Correlación entre la vida del transformador y su temperatura de trabajo Modelo Arrhenius-Dakin**

Para obtener el valor de porcentaje de vida esperada del material aislante de la unidad de transformación N°5, se empleó el método Arrhenius-Dakin como análisis de envejecimiento simple en función de la temperatura presente en los aislamientos eléctricos a 65°C. Este modelo considera un envejecimiento y expectativa de vida únicamente de los puntos más calientes  $\Theta_H$  (hot-spots) de los arrollamientos de la máquina.

El valor de las constante A y B fueron tomadas del estándar de la IEEE C57-91 (2002), para el cálculo se utilizara el valor de  $\Theta_H$  registrados en los gráficos o hojas de control, se tomaran los datos medidos a las 12H00 en el día; para este estudio se generará una gráfica con los datos obtenidos durante el mes de enero del año en curso.

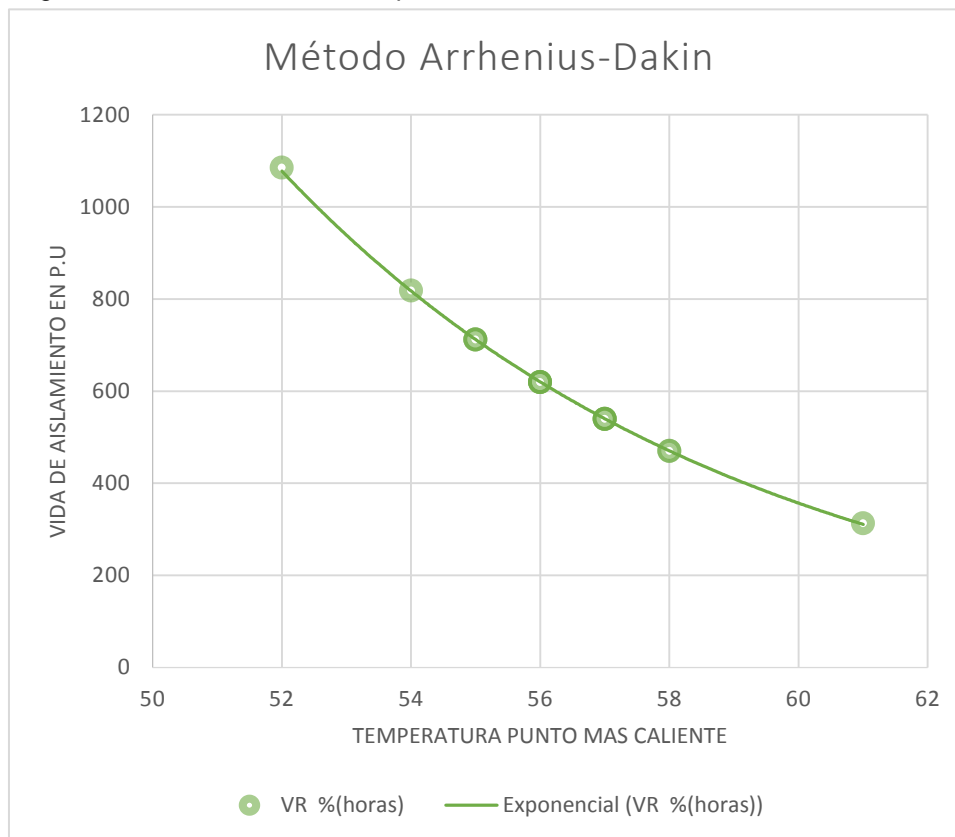
Tabla 17. Correlación entre la vida del transformador y su temperatura de trabajo

| MODELO ARRHENIUS-DAKIN             |             |       |         |        |             |            |
|------------------------------------|-------------|-------|---------|--------|-------------|------------|
| Temperatura de 65°C arrollamientos |             |       |         |        |             |            |
| A                                  | e           | B     | ΘH (°C) | T (°K) | VR %(horas) | VR %(día)  |
| 9,8E-18                            | 7,26153E+19 | 15000 | 55      | 328    | 711,6299398 | 29,6512475 |
| 9,8E-18                            | 1,10754E+20 | 15000 | 52      | 325    | 1085,392407 | 45,2246836 |
| 9,8E-18                            | 8,35151E+19 | 15000 | 54      | 327    | 818,4483936 | 34,1020164 |
| 9,8E-18                            | 6,31917E+19 | 15000 | 56      | 329    | 619,2789881 | 25,8032912 |
| 9,8E-18                            | 6,31917E+19 | 15000 | 56      | 329    | 619,2789881 | 25,8032912 |
| 9,8E-18                            | 6,31917E+19 | 15000 | 56      | 329    | 619,2789881 | 25,8032912 |
| 9,8E-18                            | 6,31917E+19 | 15000 | 56      | 329    | 619,2789881 | 25,8032912 |
| 9,8E-18                            | 5,50374E+19 | 15000 | 57      | 330    | 539,3669658 | 22,4736236 |
| 9,8E-18                            | 4,79754E+19 | 15000 | 58      | 331    | 470,1591506 | 19,5899646 |
| 9,8E-18                            | 4,79754E+19 | 15000 | 58      | 331    | 470,1591506 | 19,5899646 |
| 9,8E-18                            | 5,50374E+19 | 15000 | 57      | 330    | 539,3669658 | 22,4736236 |
| 9,8E-18                            | 5,50374E+19 | 15000 | 57      | 330    | 539,3669658 | 22,4736236 |
| 9,8E-18                            | 5,50374E+19 | 15000 | 57      | 330    | 539,3669658 | 22,4736236 |
| 9,8E-18                            | 7,26153E+19 | 15000 | 55      | 328    | 711,6299398 | 29,6512475 |
| 9,8E-18                            | 3,19333E+19 | 15000 | 61      | 334    | 312,9459064 | 13,0394128 |
| 9,8E-18                            | 7,26153E+19 | 15000 | 55      | 328    | 711,6299398 | 29,6512475 |
| Temperatura en los devanados       |             |       |         |        |             |            |
| FECHA                              | HORA        | A     | B       |        |             |            |
| 13/01/2017                         | 20H00       | 55    |         |        |             |            |
| 14/01/2017                         | 01H00       | 52    |         |        |             |            |
| 15/01/2017                         | 01H00       | 54    |         |        |             |            |
| 16/01/2017                         | 06H00       | 56    |         |        |             |            |
| 17/01/2017                         | 06H00       | 56    |         |        |             |            |
| 18/01/2017                         | 01H00       | 56    |         |        |             |            |
| 19/01/2017                         | 18H00       |       | 56      |        |             |            |
| 22/01/2017                         | 20H00       |       | 57      |        |             |            |
| 23/01/2017                         | 06H00       | 58    |         |        |             |            |
| 24/01/2017                         | 18H00       |       | 58      |        |             |            |
| 25/01/2017                         | 01H00       | 57    |         |        |             |            |
| 26/01/2017                         | 06H00       | 57    |         |        |             |            |
| 27/01/2017                         | 01H00       | 57    |         |        |             |            |
| 28/01/2017                         | 18H00       | 55    |         |        |             |            |
| 29/01/2017                         | 20H00       | 61    |         |        |             |            |
| 30/01/2017                         | 12H00       | 55    |         |        |             |            |
| 31/01/2017                         | 20H00       | 54    |         |        |             |            |

Fuente: Propia

En esta grafica se puede observar la tendencia que presenta la vida remanente de transformador.

Figura No. 25. Vida remante en p.u del transformador de la unidad N°5.



Fuente: Propia

### 3.3.2 Determinación de la vida del transformador a través del análisis del compuesto furánico tipo 2-furfuraldehído (2FAL)

El método empleado para el cálculo porcentual de vida utilizada del transformador es un análisis de compuestos furánicos presentes en el aislamiento del dispositivo, de todos los compuestos furánicos que se originan durante la degradación del papel se analizará únicamente el tipo 2FAL debido a que su es mucho mayor con un porcentaje del 98.2% con respecto a los demás compuestos generados.

La correlación existente entre la vida utilizada en porciento del transformador y el grado de polimerización se puede calcular mediante la ecuación de (23), el valor del compuesto furánico tipo 2FAL se tomara de los reportes de análisis de los últimos 5 años al aceite dieléctrico, servicio que brinda la empresa MS MORGAN SCHAFFER a la central Paute-Molino.

El porcentaje calculado en la Tabla 15, corresponde a la vida remanente o consumida del transformador de la vida teórica brindada por el fabricante que se encuentra por lo general entre un rango de 30-40 años. (LTD, 2012)

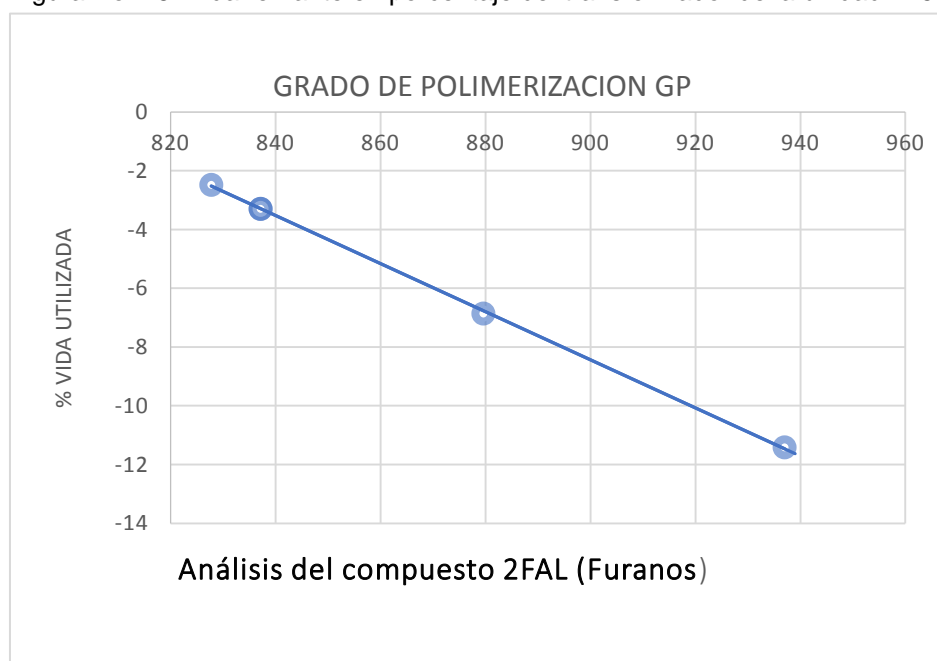
Tabla 18. Correlación entre la vida del transformador y su contenido de 2FAL

| DATOS FÍSICOS - QUÍMICOS      |            |            |                     |
|-------------------------------|------------|------------|---------------------|
| Contenido de 2-furfuraldehído |            |            |                     |
| Fecha                         | 2FAL (ppm) | GP         | % Vida utilizada    |
| dic-16                        | 0,017      | 937,014594 | <b>-11,41776366</b> |
| dic-15                        | 0,038      | 837,204687 | <b>-3,293747029</b> |
| dic-14                        | 0,038      | 837,204687 | <b>-3,293747029</b> |
| dic-13                        | 0,041      | 827,776041 | <b>-2,476806523</b> |
| dic-12                        | 0,027      | 879,610353 | <b>-6,857720048</b> |

Fuente: Propia

A continuación se presenta la relación entre el GP y el porcentaje de vida utilizada de la unidad de transformación N°5.

Figura No. 26. Vida remanente en porcentaje del transformador de la unidad N°5.



Fuente: Propia

### 3.4 Análisis estadístico de pruebas ejecutadas en la unidad de transformación N°5 central Paute-Molino.

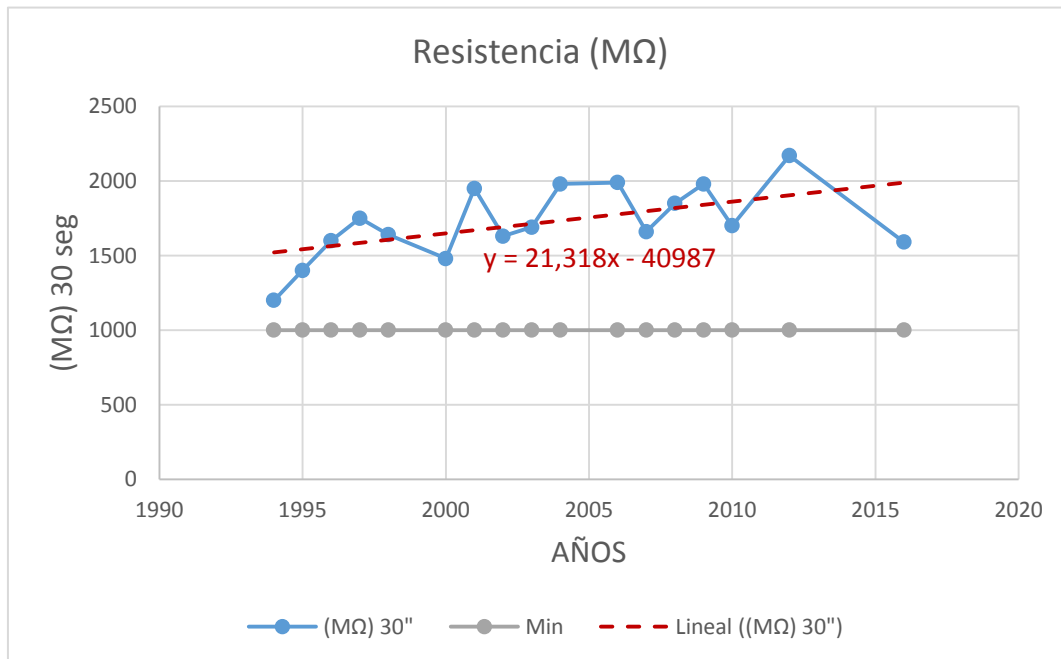
#### 3.4.1 Gráficas de tendencias.

##### 3.4.1.1 Control del aislamiento eléctrico ( $M\Omega$ ) del Transformador Principal U05, BT-TIERRA.

**Tendencia:** Movimiento de una serie de datos estadísticos a largo plazo.

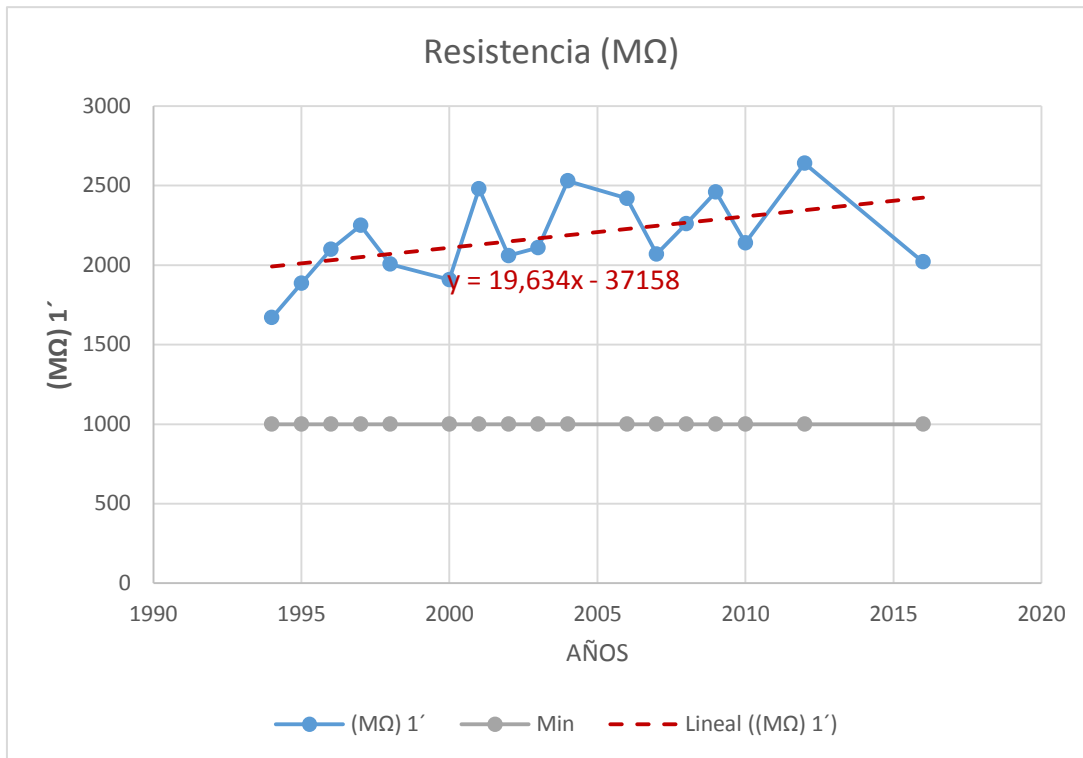
La gráfica de tendencias es un análisis que permite predecir el comportamiento futuro de la máquina eléctrica. Durante este estudio se analizaron datos históricos desde el año 1994-2016 de pruebas de aislamiento en BT-Tierra a diferentes intervalos de tiempo: 30 segundos, 1 minuto y 10 minutos para el cálculo del índice de absorción e índice de polarización, con un voltaje aplicado de 5000V, obteniendo las siguientes gráficas con una tendencia lineal y su respectiva ecuación.

Figura No. 27. Resistencia de aislamiento a 30 segundos.



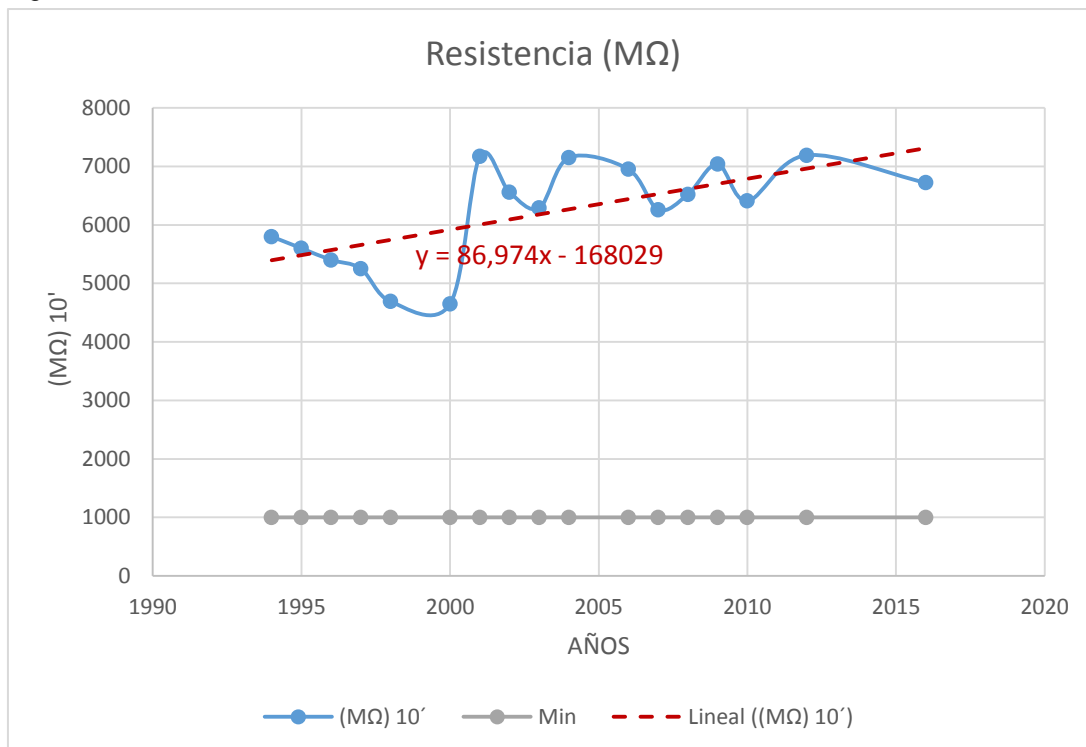
Fuente: Propia

Figura No. 28. Resistencia de aislamiento a 1 minuto.



Fuente: Propia

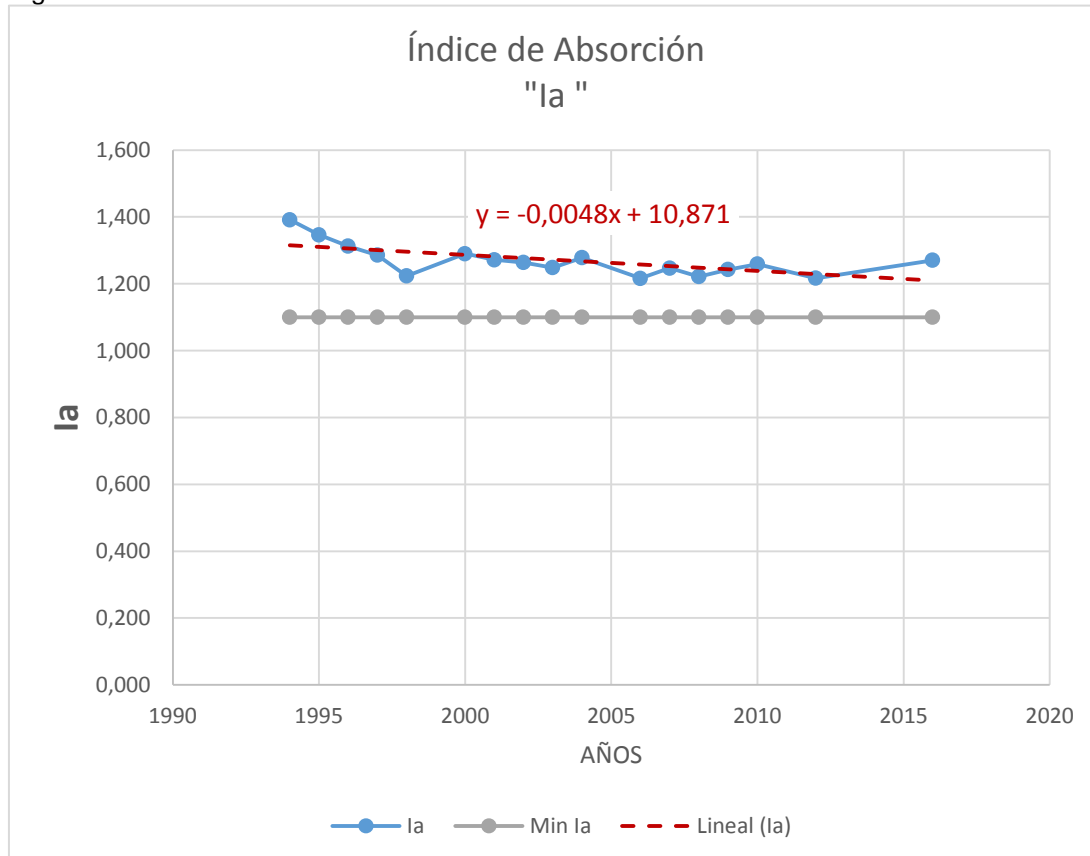
Figura No. 29. Resistencia de aislamiento a 10 minutos.



Fuente: Propia

En las Figuras No. 27,28 y 29 se observa el valor mínimo admisible según Tabla 05, en el numeral 2.5.5.1, la tendencia que presenta es lineal decreciente, esto quiere decir que el valor de aislamiento medido en este rango de tiempo se encuentra dentro del umbral permitidito pues sus valores no presentan una variación considerable.

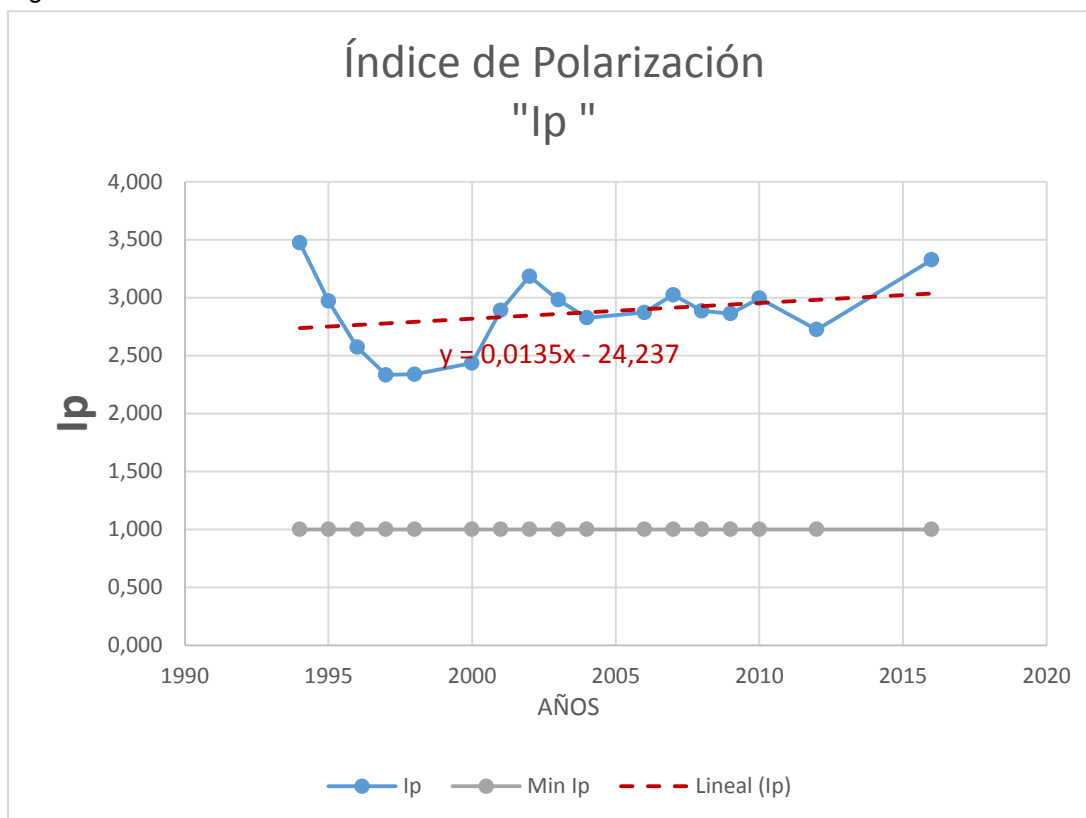
Figura No. 30. Absorción dieléctrica



Fuente: Propia

En la Figura No. 30 la tendencia presenta un pequeño decrecimiento hacia el valor mínimo admisible esto se debe a la presencia de contaminantes y suciedad en el aislamiento. En el capítulo 4 se proyectaran los valores de resistencia de aislamiento para un periodo de 15 años para determinar si el decrecimiento supera el valor mínimo indicado.

Figura No. 31. Índice de Polarización



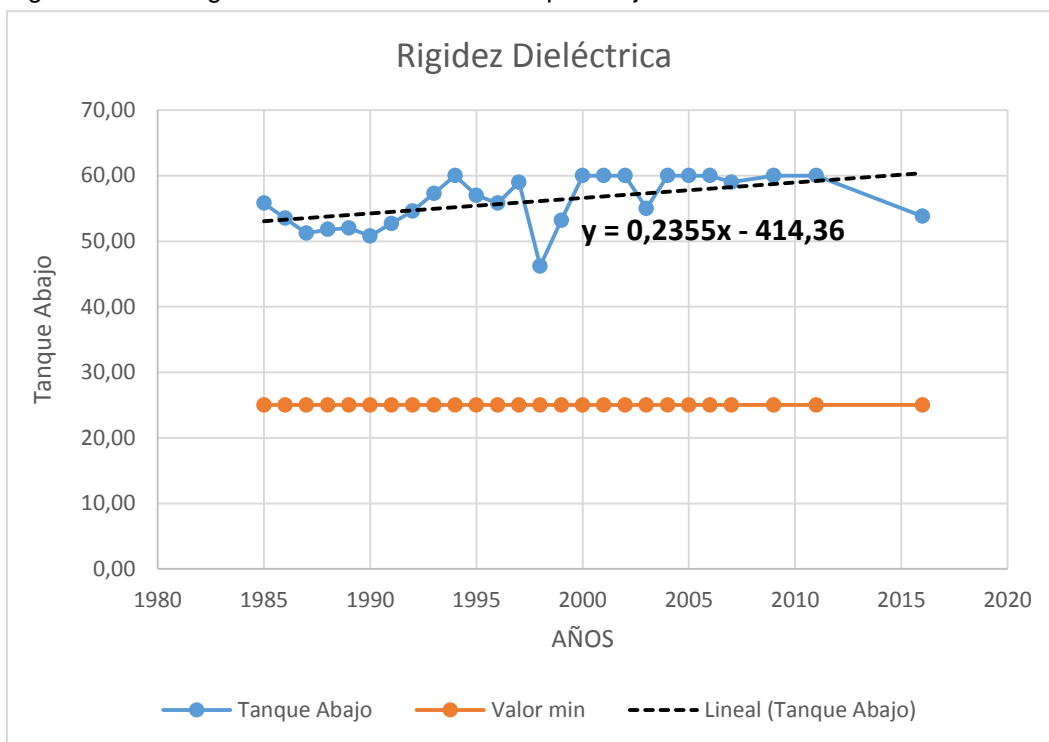
Fuente: Propia

En la Figura No. 31, la tendencia presenta un crecimiento notable con respecto al valor mínimo admisible, esto significa que el aislamiento se encuentra en buenas condiciones. En el capítulo 4 se proyectaran los valores de resistencia de aislamiento para un periodo de 15 años para determinar si el decrecimiento supera el valor mínimo indicado.

### 3.4.1.2 Rigidez dieléctrica

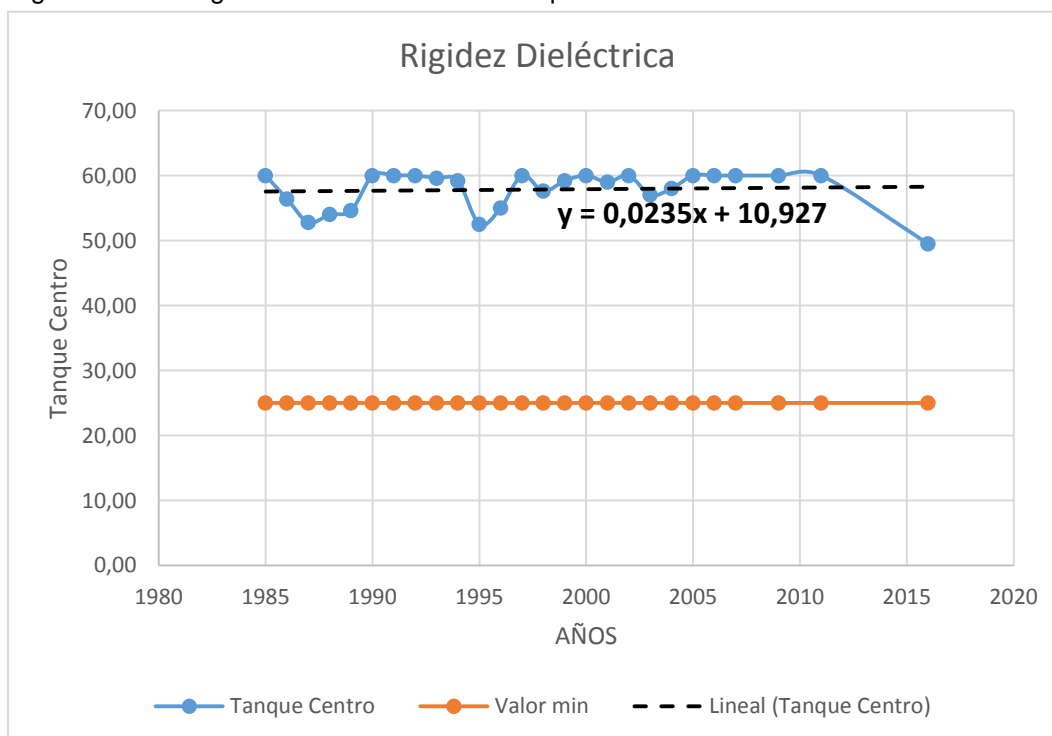
Los valores medidos de rigidez dieléctrica desde el año 1985-2016, permiten generar una gráfica para conocer su comportamiento, estos valores deberían presentar una tendencia lineal en el tiempo pero durante este estudio se determinaron los factores contaminantes que influyen para que no se de este comportamiento.

Figura No. 32. Rigidez dieléctrica medida tanque abajo.



Fuente: Propia

Figura No. 33. Rigidez dieléctrica medida tanque centro.



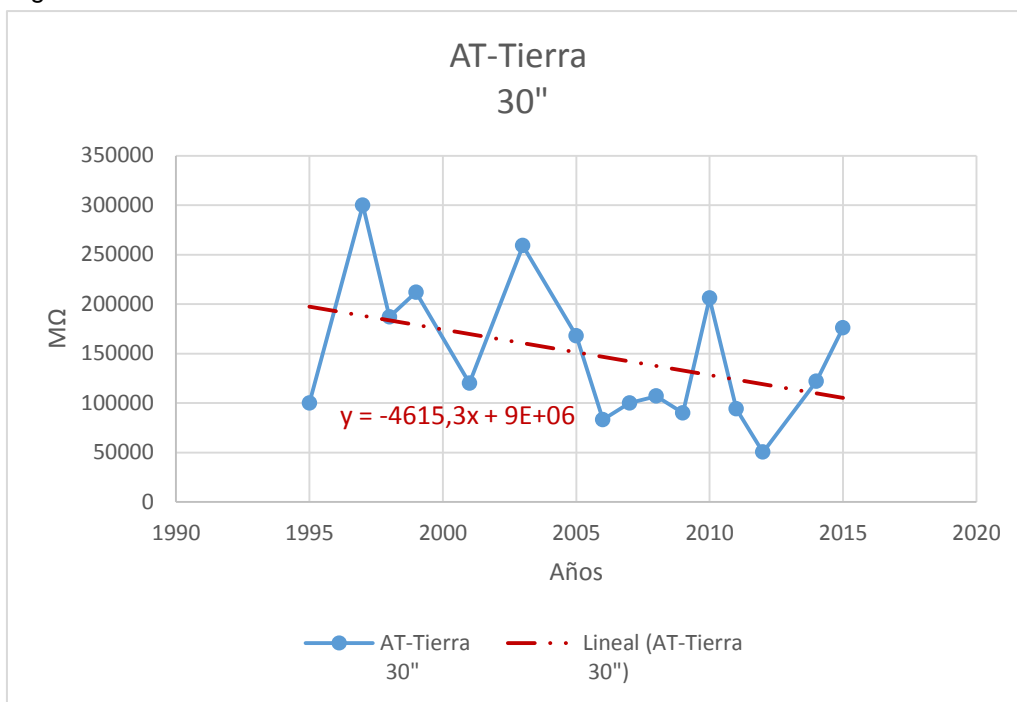
Fuente: Propia

En las Figuras No. 32 y 33 se observa una tendencia lineal pues los valores de las mediciones se mantienen casi constantes en el tiempo y dentro del nivel mínimo aceptable.

### 3.4.1.3 Control del aislamiento eléctrico del transformador "Resistencia de aislamiento"

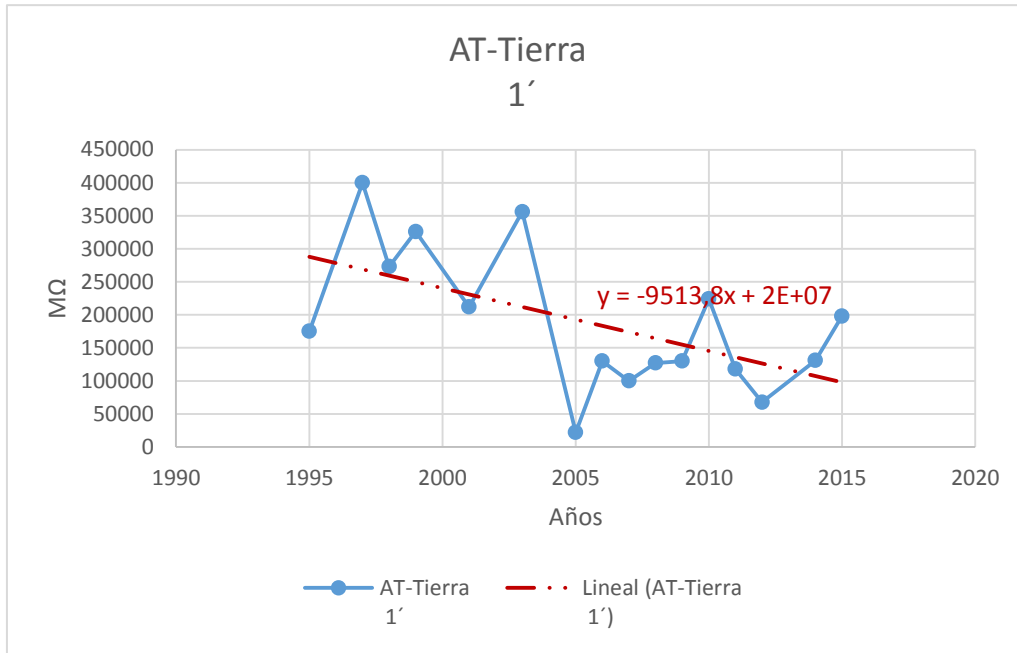
A continuación se presenta las gráficas, resultado de la prueba de resistencia de aislamiento realizado en alta tensión-tierra (AT-TIERRA) a los 30 segundos, (AT-TIERRA) a 1 minuto, (AT-BT) a los 30 segundos y (AT-BT) a 1 minuto, desde el año 1995-2015; también se presenta la tendencia que debería tener sin la presencia de factores que deterioren la resistencia del aislamiento.

Figura No. 34. Resistencia de aislamiento AT-TIERRA a 30".



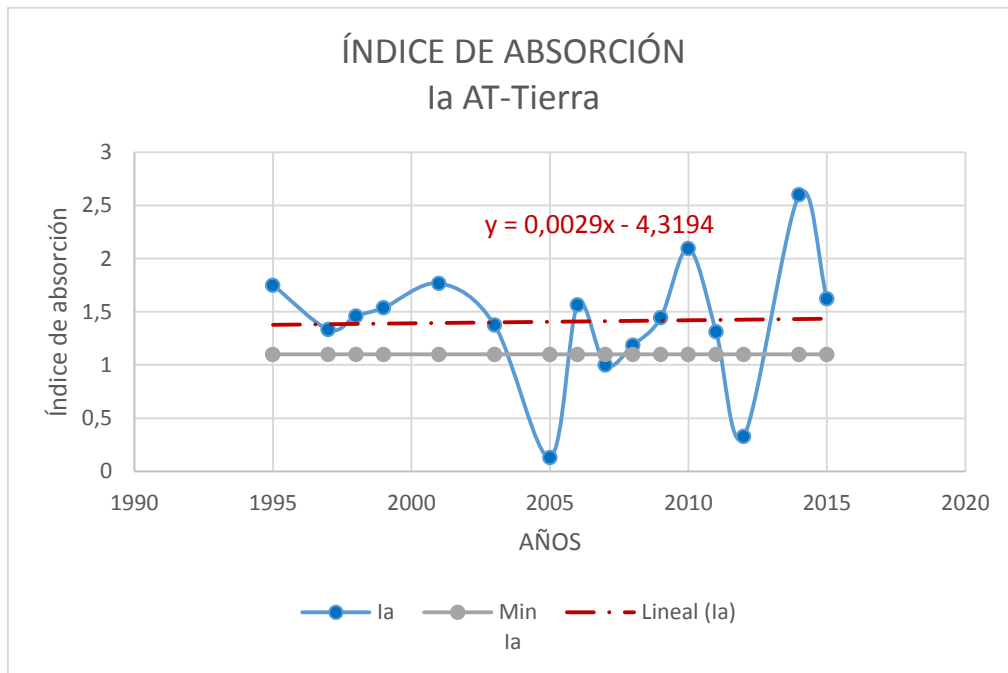
Fuente: Propia

Figura No. 35. Resistencia de aislamiento AT-TIERRA a 1'.



Fuente: Propia

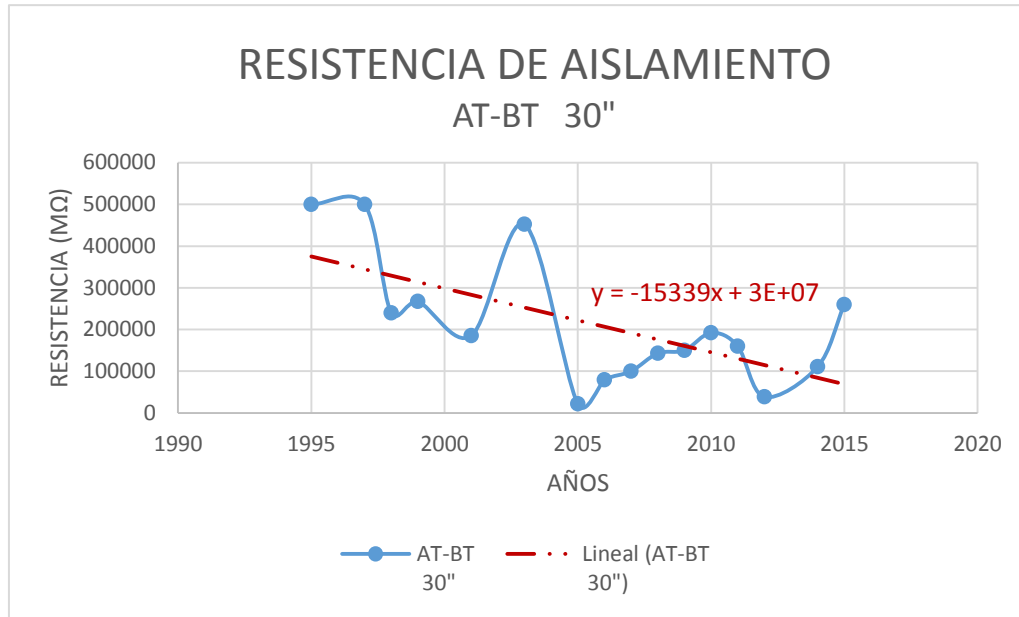
Figura No. 36. Absorción dieléctrica medida en AT-Tierra



Fuente: Propia

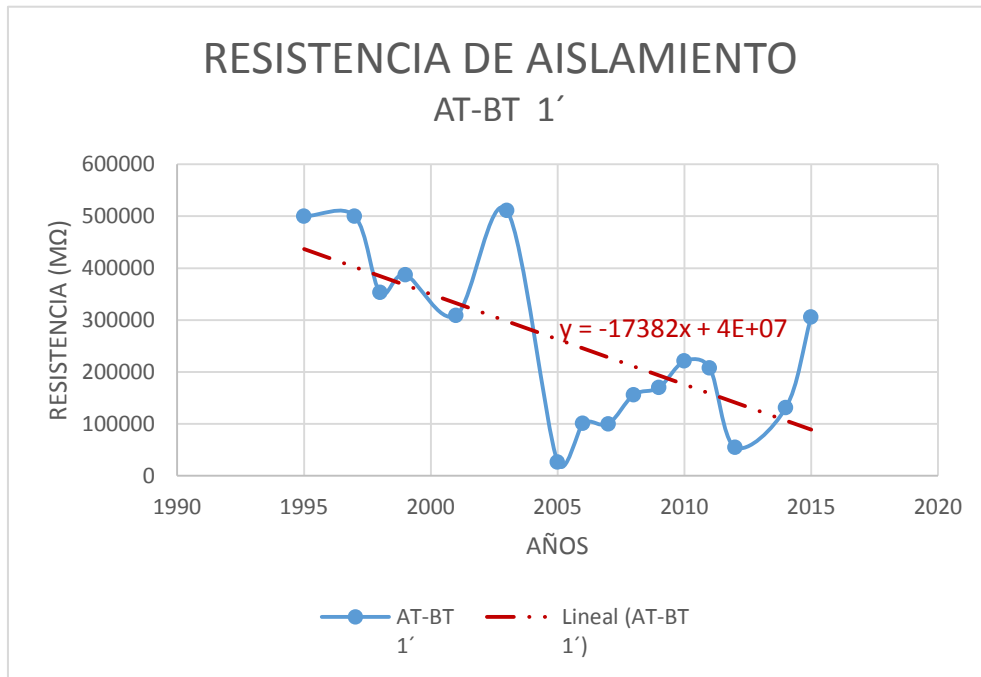
En Figura No. 36, se observa claramente que en los años 2005, 2007 y 2012 la resistencia de aislamiento se encuentra por debajo del valor mínimo admisible por la norma IEEE 62-2005.

Figura No. 37. Resistencia de aislamiento AT-BT a 30".



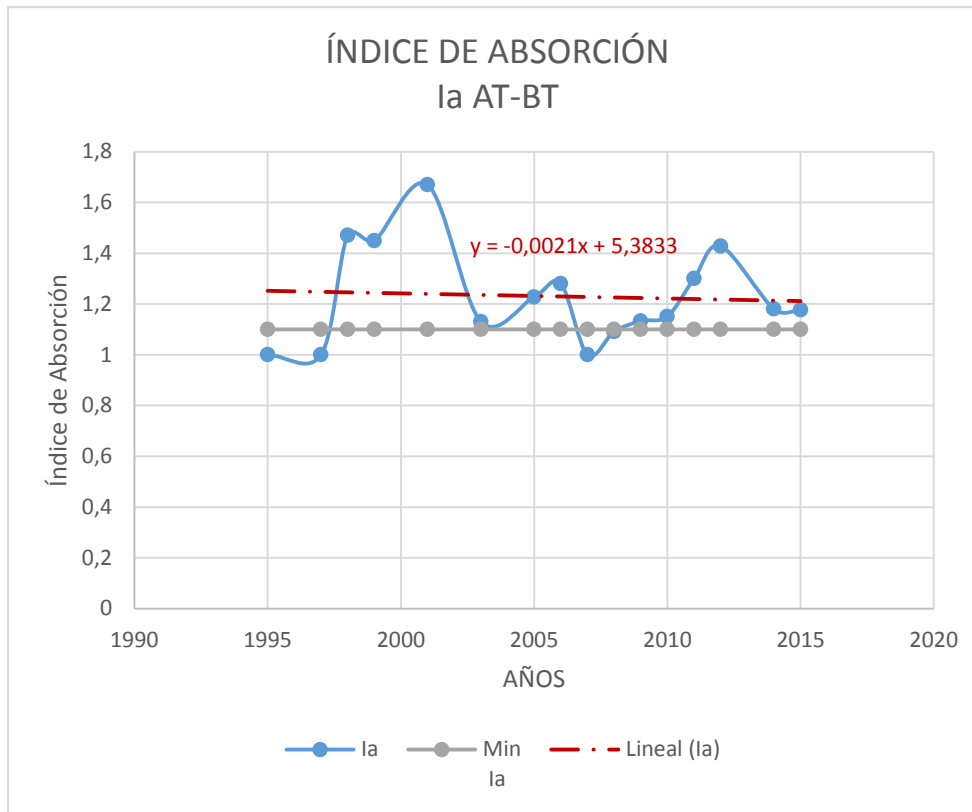
Fuente: Propia

Figura No. 38. Resistencia de aislamiento AT-BT a 1'.



Fuente: Propia

Figura No. 39. Índice de absorción medido en AT-BT.



Fuente: Propia

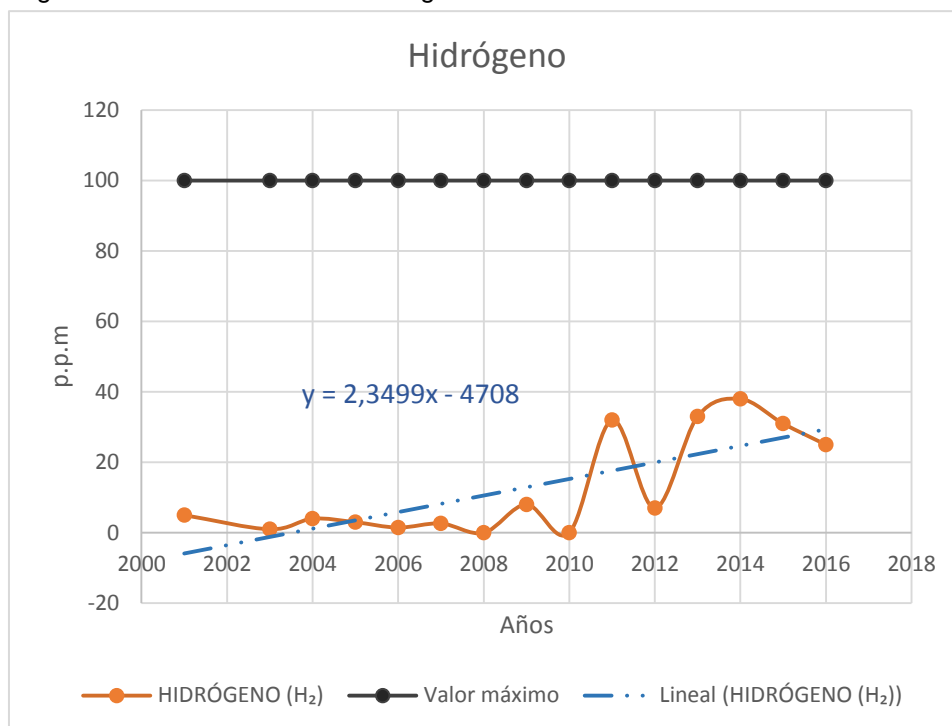
Las Figuras No. 34, 35, 37 y 38, presentan una tendencia decreciente, debido a que la variación del valor de resistencia de aislamiento medido desde el 2005 decae bruscamente en comparación con los años anteriores, debido a este motivo la base de datos dificulta proyectar a futuro los valores de resistencia; los motivos pueden ser: presencia de contaminantes en el aislamiento o mediciones mal tomadas.

En la Figura No. 39, los valores de índice de absorción se encuentran cercanos e incluso en algunos años por debajo del umbral mínimo aceptable, dichos valores deberían ser analizados para no producir un deterioro en el aislamiento del transformador.

#### 3.4.1.4 Pruebas al aceite dieléctrico del transformador principal U 05 (p.p.m)

Los datos obtenidos en (p.p.m) de las pruebas realizadas al aceite desde el año 2001 hasta el año 2016, su comportamiento se puede observar en las siguientes gráficas, donde además se presenta una tendencia lineal que sería el comportamiento óptimo durante el transcurso del tiempo sin la presencia de factores que afecten ese compuesto.

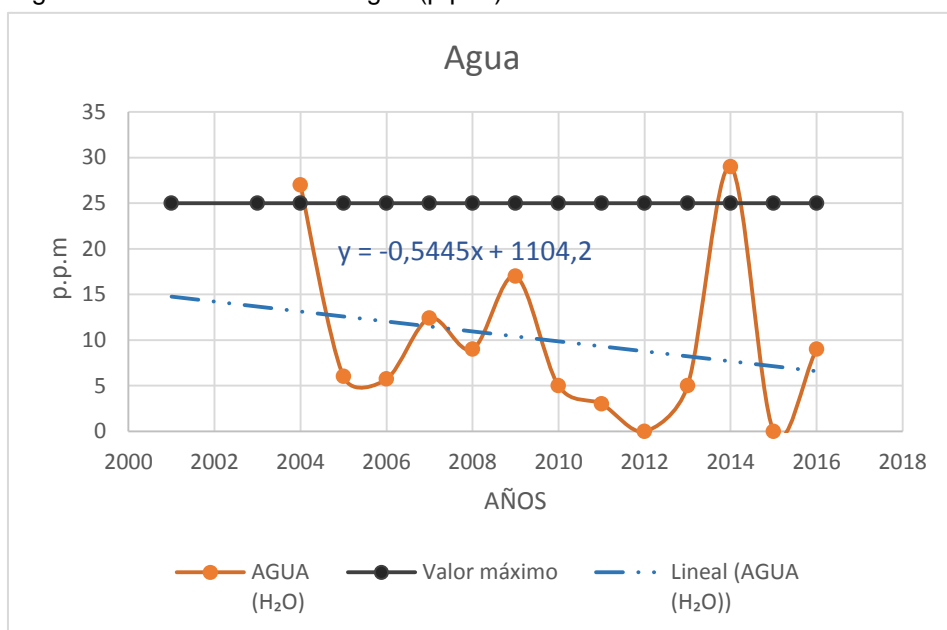
Figura No. 40. Contenido de Hidrogeno en el aceite.



Fuente: Propia

En la Figura. 40 la concentración de hidrogeno en el aceite tiende a crecer y a partir del año 2011 existe variación entre las mediciones debido a una sobre temperatura en la máquina.

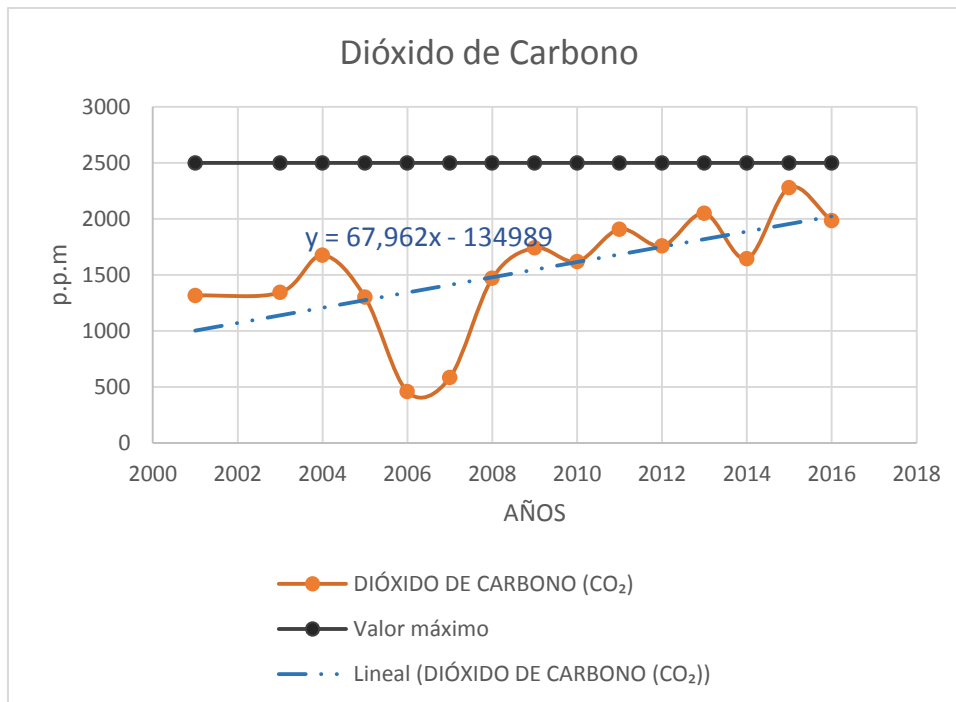
Figura No. 41. Contenido de agua (p.p.m) en el aceite dieléctrico.



Fuente: Propia

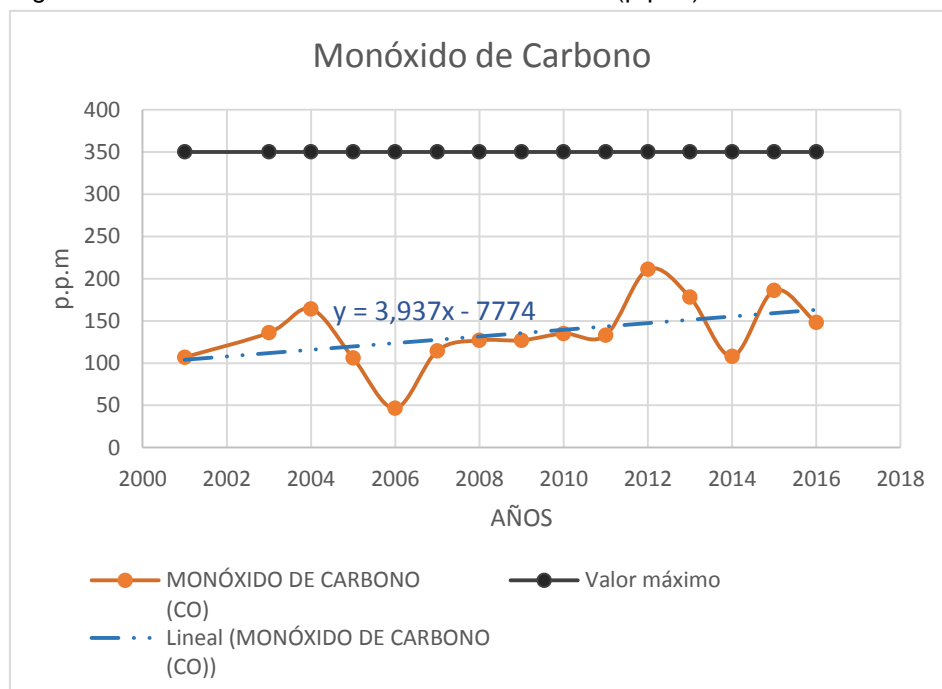
En la Figura No. 41, el contenido de agua en el aceite presenta una tendencia decreciente y una variación considerable en las mediciones, este incremento sucede durante los mantenimientos o por absorción del medio ambiente.

Figura No. 42. Contenido de dióxido de carbono (p.p.m) en el aceite dieléctrico.



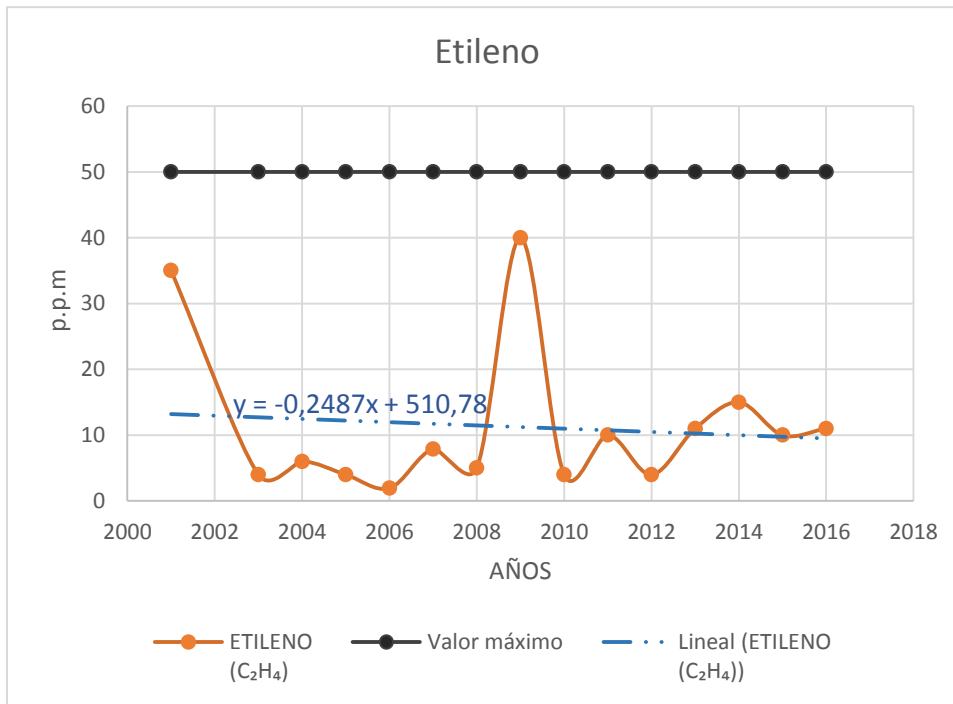
Fuente: Propia

Figura No. 43. Contenido de monóxido de carbono (p.p.m) en el aceite dieléctrico.



Fuente: Propia

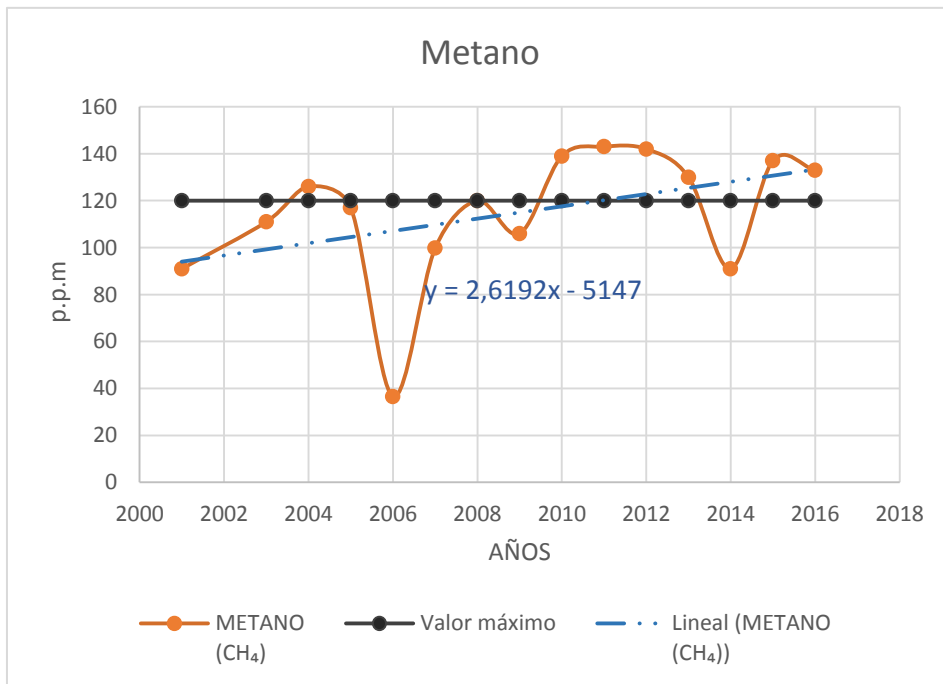
Figura No. 44. Contenido de Etileno (p.p.m) en el aceite dieléctrico.



Fuente: Propia

En las Figuras No. 42-44, la concentración de CO<sub>2</sub>, CO Y C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> se encuentran dentro del umbral aceptable y presentan una tendencia lineal que trata de mantenerse constante en el tiempo.

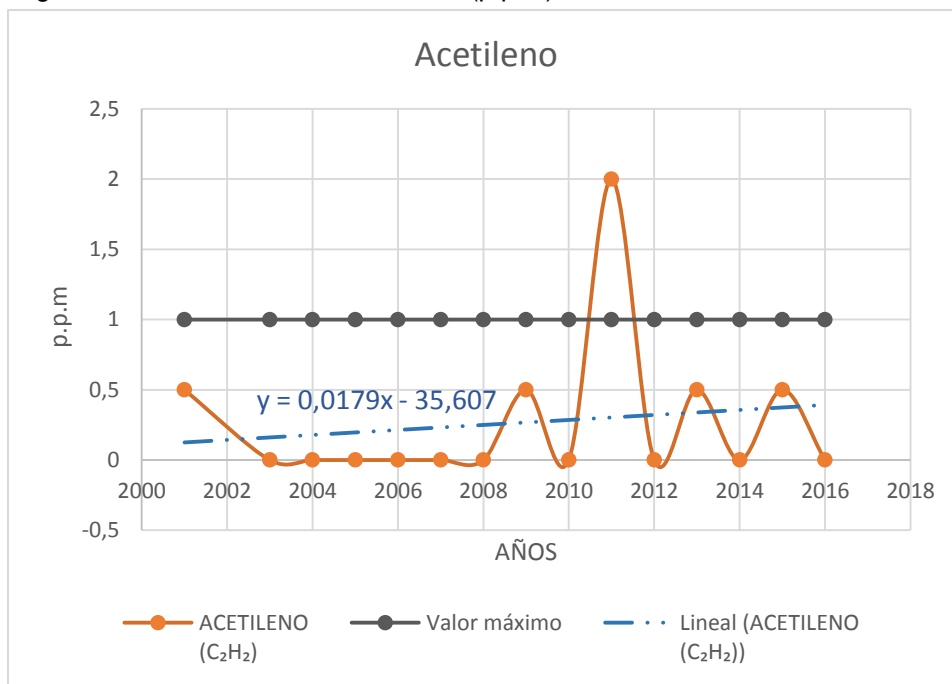
Figura No. 45. Contenido de metano (p.p.m) en el aceite dieléctrico.



Fuente: Propia

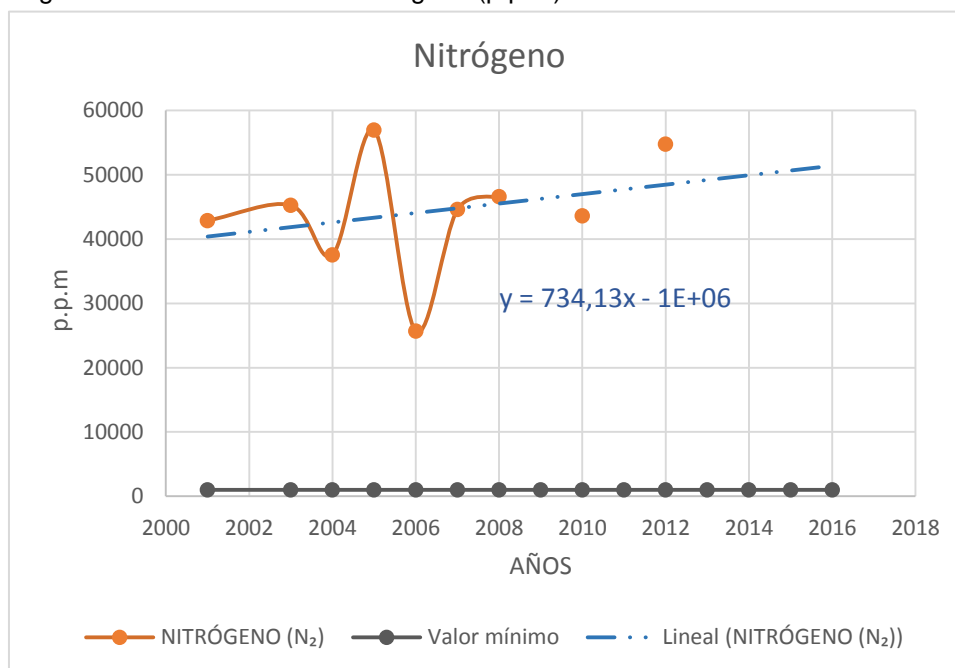
La concentración de metano en el aceite, se encuentra muy variante en el rango de análisis, además durante el año 2010 los valores sobrepasan el umbral máximo admisible debido a una mayor descomposición del aceite.

Figura No. 46. Contenido de acetileno (p.p.m) en el aceite dieléctrico.



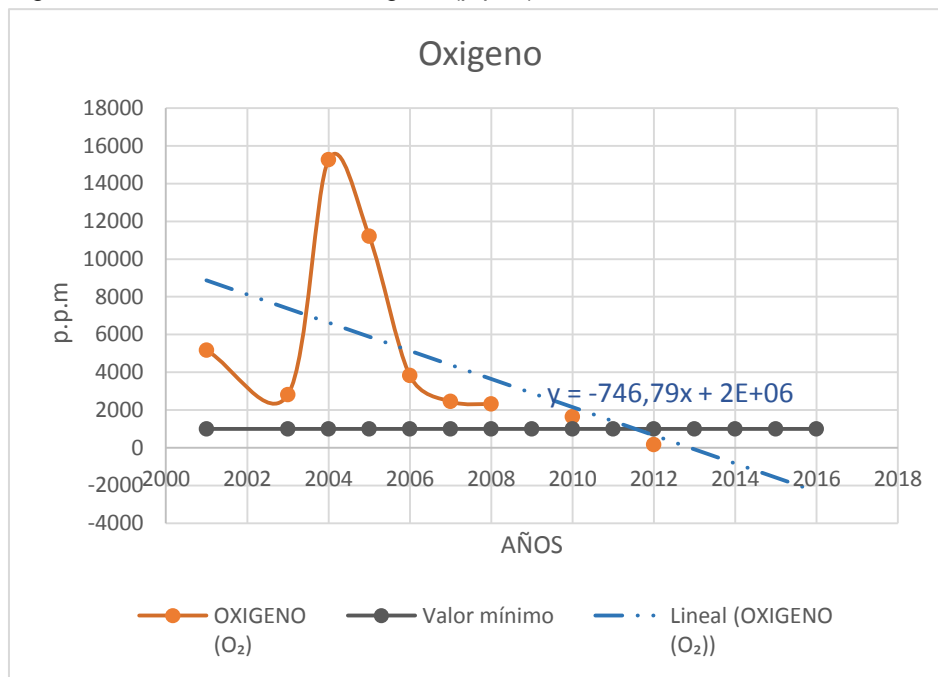
Fuente: Propia

Figura No. 47. Contenido de nitrógeno (p.p.m) en el aceite dieléctrico.



Fuente: Propia

Figura No. 48. Contenido de oxígeno (p.p.m) en el aceite dieléctrico.



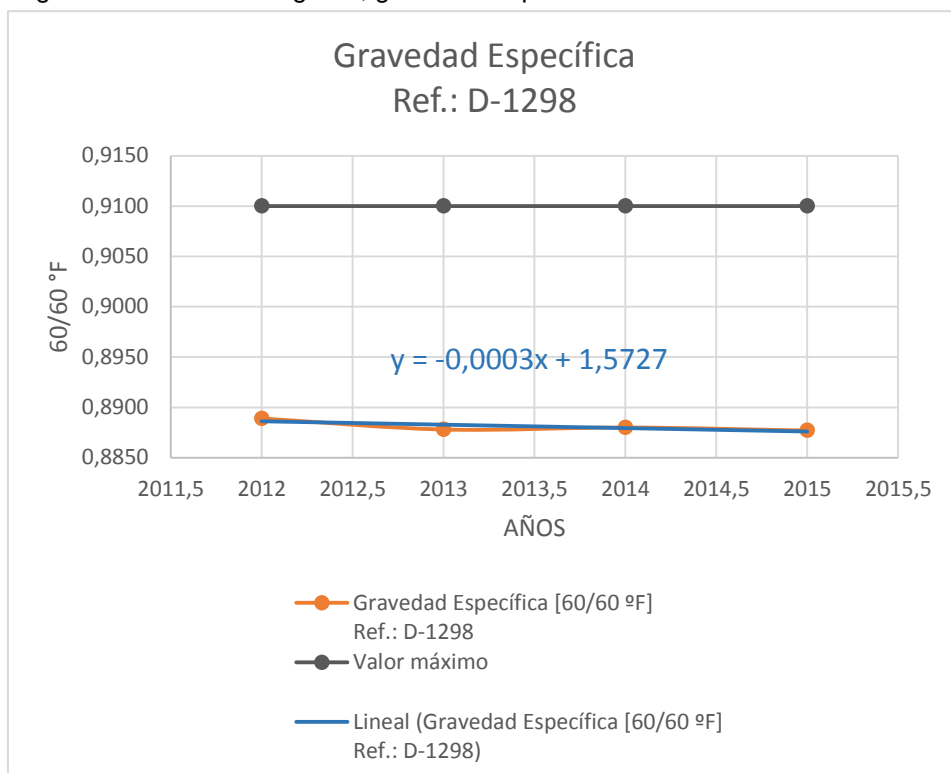
Fuente: Propia

En la Figura No. 48, la concentración de oxígeno presenta una tendencia decreciente y a partir del año 2012 los valores disminuyen con respecto al umbral mínimo aceptable.

#### 3.4.1.5 Análisis Físico-Químico "Cromatografía"

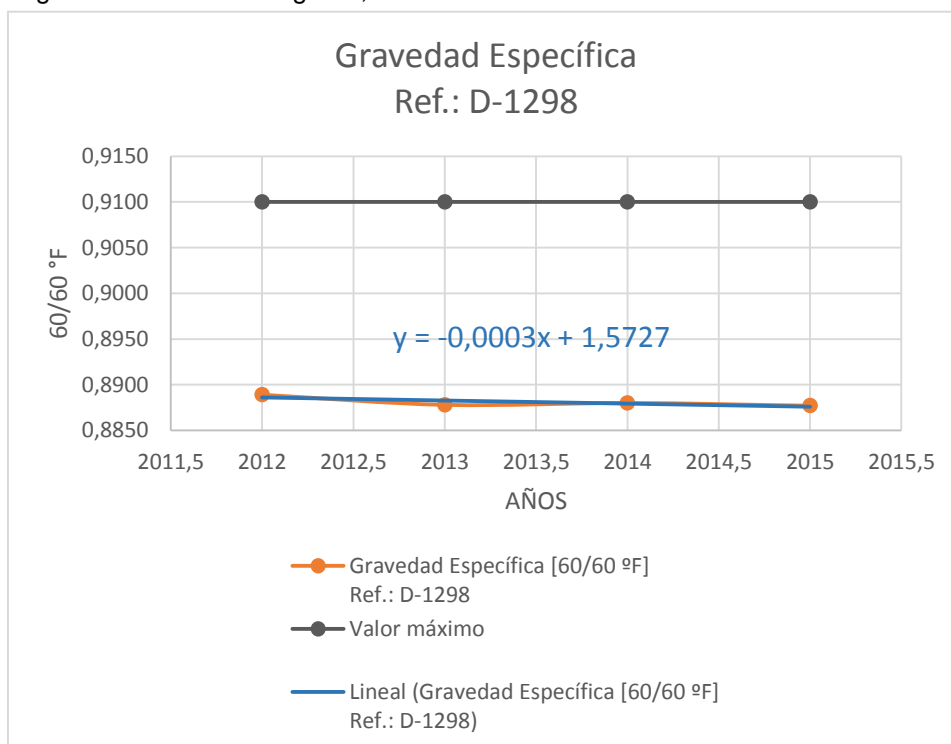
La cromatografía se utiliza en un análisis físico-químico para controlar los valores de los distintos factores que deterioran las propiedades del aceite, las gráficas que se muestran a continuación fueron elaboradas con datos de mediciones realizadas a partir del año 2012 hasta el año 2015, donde se observa que los valores obtenidos no presentan una tendencia lineal fiable.

Figura No. 49. Cromatografía, gravedad específica.



Fuente: Propia

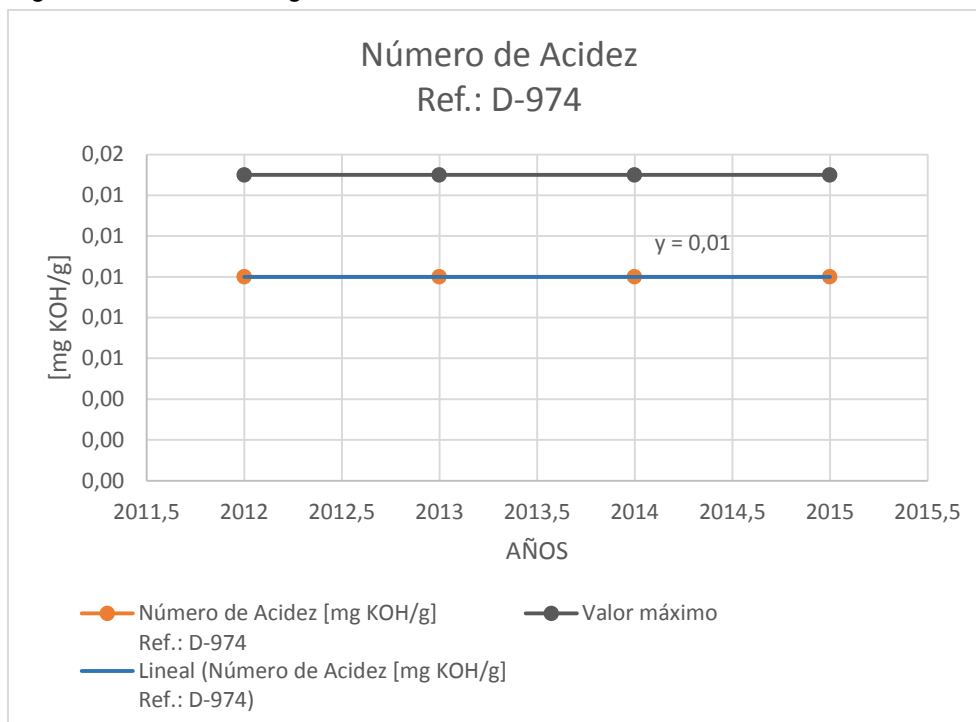
Figura No. 50. Cromatografía, tensión interfacial.



Fuente: Propia

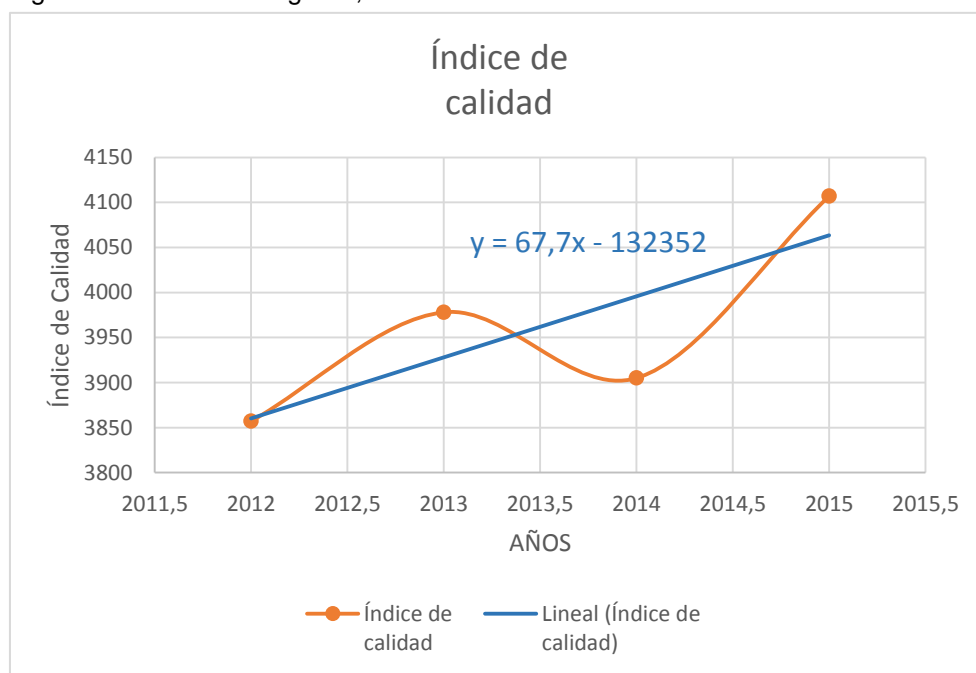
La Figura No. 50, se presenta una tendencia lineal creciente, la tensión interfacial medida en el año 2012 presenta un incremento mayo al valor mínimo aceptable, iniciando el proceso de oxidación del aceite.

Figura No. 51. Cromatografía, número de acidez.



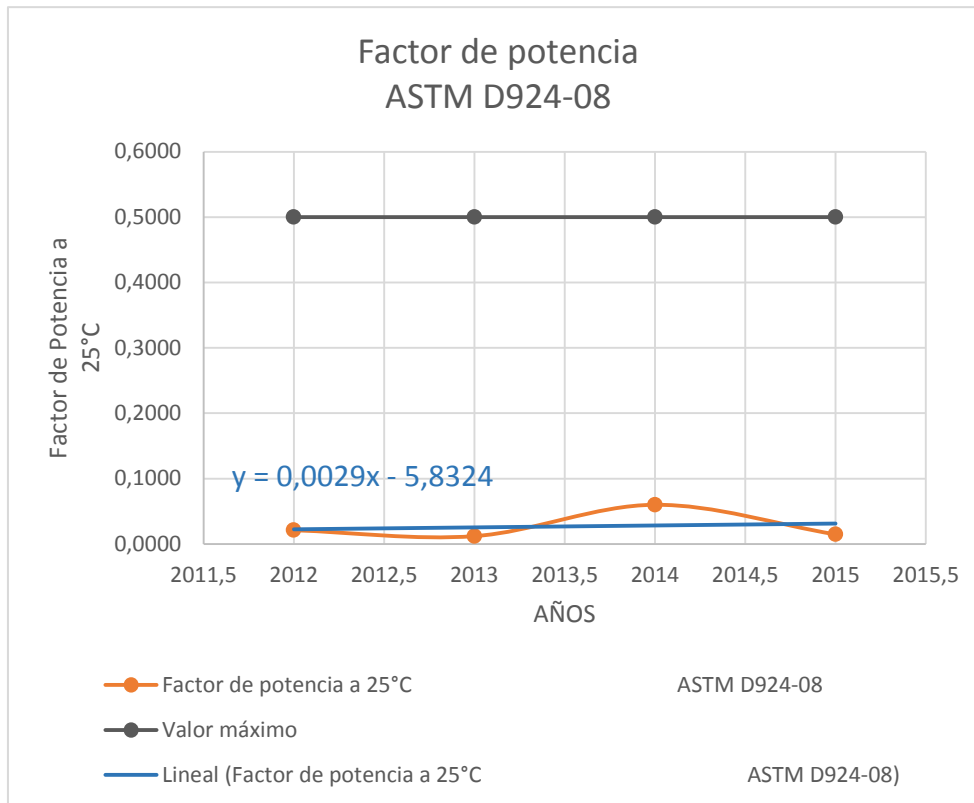
Fuente: Propia

Figura No. 52. Cromatografía, índice de calidad.



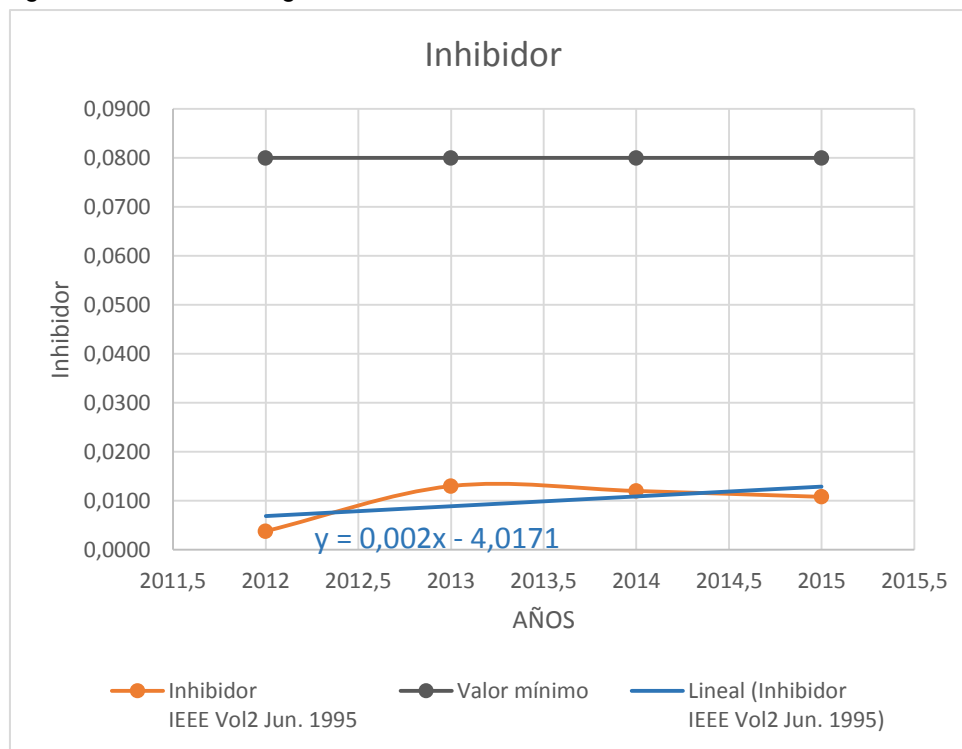
Fuente: Propia

Figura No. 53. Cromatografía, Factor de potencia a 25°C.



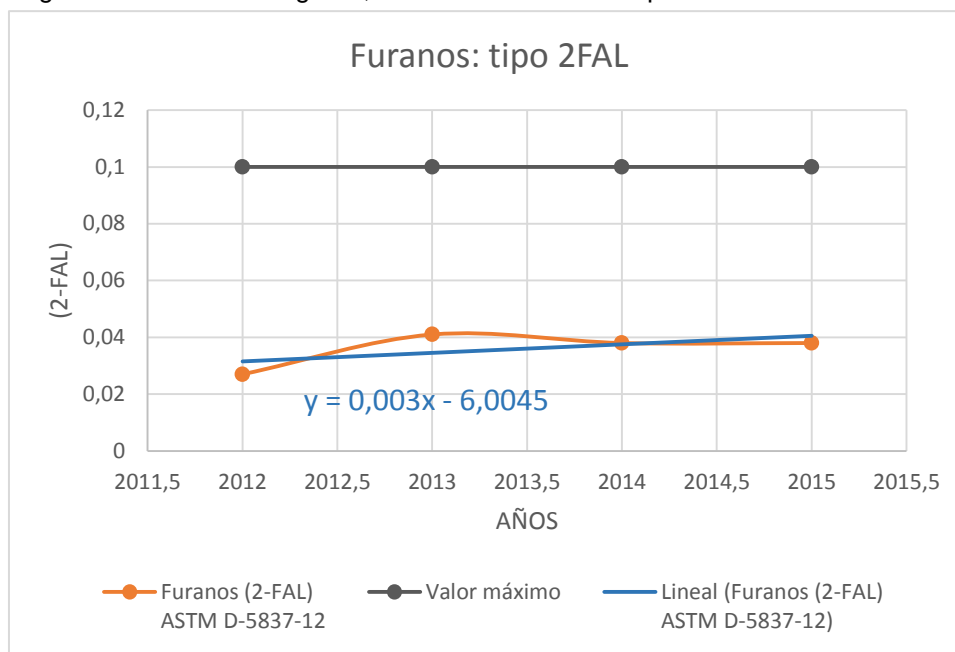
Fuente: Propia

Figura No. 54. Cromatografía, inhibidor.



Fuente: Propia

Figura No. 55. Cromatografía, contenido de furanos tipo 2FAL.



Fuente: Propia

En las Figuras No. 48-55, los compuestos presentan un tendencia lineal que se mantienen durante el rango de tiempo de analizado y dentro del umbral aceptable.



## CAPÍTULO 4: RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos del análisis del envejecimiento de la unidad de transformación N°5, perteneciente a la CELEC E.P, evaluando resultados de análisis estadístico descriptivo, de los resultados de pruebas realizadas para proyectar su comportamiento y determinar su conducta a futuro.

### 4.1 Análisis de los métodos aplicados para el cálculo de vida útil.

Mediante el método Arrhenius-Dakin para el cálculo del porcentaje de envejecimiento de vida del transformador, en la Figura No. 25, se puede apreciar que mientras el valor de la temperatura del punto más caliente se incrementa el porcentaje de vida va decreciendo; por lo tanto la máquina va perdiendo su vida útil teórica. Las pruebas de guías de carga referentes a la IEEE C57 91-1995 e IEC 354-1991 establecen que: si la temperatura del punto más caliente del bobinado es menor a 110°C es un indicativo que la vida de la máquina se extiende, debido a la operación del dispositivo a bajas temperaturas.

De igual manera en la Figura No. 26, se puede observar que el grado de polimerización que presenta la unidad es alto, esto se debe a que la concentración del compuesto furánico tipo 2FAL en el aceite no es significativo; motivo por el cual el porcentaje de vida utilizada es mínima durante el periodo de tiempo analizado 5 años.

### 4.2 Análisis estadístico de los valores de pruebas realizadas.

El análisis estadístico es un estudio donde se encuentran implícitos la observación, organización, presentación y descripción de la información numérica que se dispone.

Para determinar los valores críticos de las pruebas realizadas a la unidad N°5, se emplea el análisis estadístico descriptivo de las mediciones tomadas calculando el valor medio, mediana, desviación estándar, valor mínimo y valor máximo, cuyos conceptos y fórmulas de cálculo se describen a continuación.

**Media:** es el valor promedio más representativo de un conjunto de datos, se lo calcula de manera sencilla aplicando la siguiente fórmula:

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$$

(27)

Dónde:

$X_i$ =clase



n= número de clase

**Mediana:** es el valor intermedio que divide a la muestra exactamente en la mitad, se deben ordenar las variables de menor a mayor y no se ve afectada por cambios en sus valores extremos. Se calcula de la siguiente manera:

Cuando el número de datos es impar  $n/2$ , mientras cuando el número de datos es par  $(n/2) + 1$ .

**Desviación estándar:** es un promedio de las desviaciones de los datos pero elevadas al cuadrado, es el valor más confiable y utilizado. Se lo calcula empleando la siguiente formula:

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}} \quad (28)$$

Dónde:

$X_i$ =clase

$\bar{X}$ = media

n= número de clase

**Mínimo y máximo:** corresponden a los valores extremos de cada conjunto de datos.

En la siguiente tabla se presenta un análisis descriptivo de los resultados de la prueba de resistencia de aislamiento con un voltaje aplicado de 5000V, realizada desde el año 1994 hasta el 2016. Las variables de análisis son: resistencia en BT-TIERRA a los 30 seg, 1min, 10 min, índice de absorción e índice de polarización.

Tabla 19. Análisis descriptivo de las mediciones de Resistencia de Aislamiento en BT-Tierra en la unidad de Transformación N°5

| ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA            |    |          |         |                     |              |              |
|------------------------------------|----|----------|---------|---------------------|--------------|--------------|
| PRUEBA: Resistencia de aislamiento | n  | MEDIA    | MEDIANA | DESVIACIÓN ESTANDAR | MÍNIMOS (MΩ) | MÁXIMOS (MΩ) |
| BT-TIERRA a 30 seg                 | 17 | 1721,176 | 1690    | 245,2519713         | 1200         | 2170         |
| BT-TIERRA a 1 min                  | 17 | 2177,059 | 2110    | 260,659613          | 1670         | 2640         |
| BT-TIERRA a 10 min                 | 17 | 6214,706 | 6410    | 843,7721675         | 4650         | 7190         |
| Índice de absorción (Ia)           | 17 | 1,270    | 1,264   | 0,047011901         | 1,216        | 1,392        |
| Índice de polarización (Ip)        | 17 | 2,864    | 2,885   | 0,317               | 2,333        | 3,473        |

Fuente: Propia

En base al análisis descriptivo expuesto en la (Tabla 19), se identificó lo siguiente:

- El valor medio y mediana de la resistencia de aislamiento medida en BT de la unidad N°5 se encuentra dentro de los rangos admisibles expuestos en la Tabla 5.
- Los valores máximo, mínimo y media del índice de absorción y polarización de la presentan una condición dudosa del aislamiento debido a que se encuentra dentro del rango (Ia de 1,25 a 1,4) e (Ip de 2 a 3), esta condición fue tomada en base a la tabla expuesta en el numeral 2.5.5.1.5.

En la siguiente tabla se presenta un análisis descriptivo de los resultados de pruebas de rigidez dieléctrica realizadas desde el año 1985 hasta el 2016. Las variables de análisis son: rigidez dieléctrica en el tanque inferior y rigidez dieléctrica en el centro del tanque.

Tabla 20. Análisis descriptivo de las mediciones de Rigidez Dieléctrica en la unidad de Transformación N°5

| <b>ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA</b>                  |          |              |                |                            |                |                |
|---|----------|--------------|----------------|----------------------------|----------------|----------------|
| <b>PRUEBA</b>                                   | <b>n</b> | <b>MEDIA</b> | <b>MEDIANA</b> | <b>DESVIACIÓN ESTÁNDAR</b> | <b>MÍNIMOS</b> | <b>MÁXIMOS</b> |
| Rigidez dieléctrica<br>Tanque Abajo<br>[KV/mm]  | 26       | 55,97        | 56,40          | 3,88                       | 46,20          | 60,00          |
| Rigidez dieléctrica<br>Tanque Centro<br>[KV/mm] | 26       | 57,78        | 59,40          | 2,99                       | 49,50          | 60,00          |

Fuente: Propia

En base al análisis descriptivo expuesto en la (Tabla 20), se identificó lo siguiente:

- ❖ El análisis muestra que todos los valores estadísticos se encuentran dentro de las condiciones aceptables según la norma ASTM D877 (aceptable  $\geq 30$ ) expuesta en el numeral 2.5.5.6.2.5.

En la siguiente tabla se presenta un análisis descriptivo de los resultados de pruebas de resistencia de aislamiento realizadas desde el año 1995 hasta el 2015. Las variables de análisis son: resistencia en AT-TIERRA a los 30", 1'; índice de absorción, AT-BT a los 30", 1' e índice de absorción.

Tabla 21. Análisis descriptivo de las mediciones de Resistencia de Aislamiento en AT-TIERRA y AT-BT en la unidad de Transformación N°5

| <b>ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA</b>                |          |              |                |                            |                     |                     |
|---|----------|--------------|----------------|----------------------------|---------------------|---------------------|
| <b>PRUEBA:<br/>Resistencia de Aislamiento</b> | <b>n</b> | <b>MEDIA</b> | <b>MEDIANA</b> | <b>DESVIACIÓN ESTÁNDAR</b> | <b>MÍNIMOS (MΩ)</b> | <b>MÁXIMOS (MΩ)</b> |
| AT-Tierra 30"                                 | 16       | 148406,25    | 121000         | 69930,5033                 | 50400               | 300000              |
| AT-Tierra 1'                                  | 16       | 186856,25    | 153000         | 106435,3198                | 22000               | 400000              |
| Índice de absorción (Ia)                      | 16       | 1,40651289   | 1,45216875     | 0,592                      | 0,131               | 2,599               |
| AT-BT 30"                                     | 16       | 212431,25    | 172500         | 152509,9198                | 21500               | 500000              |
| AT-BT 1'                                      | 16       | 252150       | 214500         | 162022,015                 | 21500               | 511000              |
| Índice de absorción (Ia)                      | 16       | 1,2306275    | 1,17855163     | 0,19246627                 | 1                   | 1,67027027          |

Fuente: Propia



En base al análisis descriptivo expuesto en la (Tabla 21), se identificó lo siguiente:

- ❖ Los resultados obtenidos del valor medio y mediana de la prueba de resistencia de aislamiento medida en AT se encuentra en condiciones aceptables según la Tabla 5 del numeral 2.5.5.1.5.
- ❖ El valor del índice de absorción de las mediciones realizadas en AT-TIERRA de la unidad de transformación N°5 presenta una condición buena del aislamiento debido a que se encuentra dentro del rango (la de 1,4 a 1,6), mientras que los valores de resistencia medidos en AT-BT presentan una condición cuestionable debido a que el valor medio del índice de absorción se encuentra en un rango de 1,1 a 1,25, en base a la tabla expuesta en el numeral 2.5.5.1.5.
- ❖ la dispersión de los valores de desviación estándar que presentan las medidas de resistencia de aislamiento tomadas en AT-Tierra y AT-BT, son muy altas motivo por el cual se determina que la base de datos fue mal tomada y dificulta realizar proyecciones estadísticas.

En la siguiente tabla se presenta un análisis descriptivo de los resultados de pruebas realizadas al aceite dieléctrico desde el año 2001 hasta el 2016. Las variables de análisis son el contenido de: Hidrogeno, agua, dióxido de carbono, monóxido de carbono, etileno, etano, metano acetileno, nitrógeno y oxígeno.



Tabla 22. Análisis descriptivo de las mediciones de pruebas realizadas al aceite dieléctrico en la unidad de Transformación N°5

| <b>ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA</b>                          |          |              |                |                            |                        |                        |
|---|----------|--------------|----------------|----------------------------|------------------------|------------------------|
| <b>PRUEBA: Al aceite dieléctrico</b>                    | <b>n</b> | <b>MEDIA</b> | <b>MEDIANA</b> | <b>DESVIACIÓN ESTANDAR</b> | <b>MÍNIMOS (p.p.m)</b> | <b>MÁXIMOS (p.p.m)</b> |
| Contenido de HIDRÓGENO (H <sub>2</sub> )                | 18       | 14,7007692   | 7              | 13,85944129                | 1                      | 38                     |
| Contenido de AGUA (H <sub>2</sub> O)                    | 16       | 11,6472727   | 9              | 9,308030239                | 3                      | 29                     |
| Contenido de DIÓXIDO DE CARBONO (CO <sub>2</sub> )      | 17       | 1541,94733   | 1644           | 499,7903533                | 457,28                 | 2279                   |
| Contenido de MONÓXIDO DE CARBONO (CO)                   | 18       | 135,146667   | 133            | 39,59924001                | 46,6                   | 211                    |
| Contenido de ETILENO (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )   | 18       | 11,2546667   | 7,87           | 11,28439685                | 1,95                   | 40                     |
| Contenido de ETANO (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )     | 17       | 298,051429   | 317,5          | 91,36021915                | 73,9                   | 407                    |
| Contenido de METANO (CH <sub>4</sub> )                  | 17       | 114,824667   | 120            | 27,90329649                | 36,59                  | 143                    |
| Contenido de ACETILENO (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> ) | 8        | 0,30769231   | 0              | 0,530049414                | 0                      | 2                      |
| Contenido de NITRÓGENO (N <sub>2</sub> )                | 11       | 44204,9244   | 44575,05       | 9153,536374                | 25685,27               | 56944                  |
| Contenido de OXIGENO (O <sub>2</sub> )                  | 11       | 4981,32444   | 2812           | 4981,748217                | 160                    | 15265                  |

Fuente: Propia



En base al análisis descriptivo expuesto en la (Tabla 22), se identificó lo siguiente:

- Los resultados muestran que un 70 % de los valores del análisis estadístico descriptivo de gases analizados se encuentran dentro de los límites permitidos por la IEEE C57 104-2008 expuesta en el numeral 2.5.5.6.1.1, norma que se aplica en la central Paute-Molino para este estudio; a excepción del Etano que presenta una descomposición excesiva que si el transformador continua en operación podría presentar falla.
- El oxígeno y nitrógeno fueron analizados a través de recomendaciones dadas por la compañía General Electric quien es el responsable de los análisis de gases en la central, quienes por experiencia recomiendan que el valor mínimo que debería presentar estos compuestos es de 100000 p.p.m, en este caso los valores más representativos mínimo, máximo y medio no se encuentra dentro de las recomendaciones sugeridas, motivo por el cual debería ser analizados.

En la siguiente tabla se presenta un análisis descriptivo de los resultados de pruebas físico-químicas mediante cromatografía realizadas desde el año 2012 hasta el 2015. Las variables de análisis son: gravedad específica, tensión interfacial, número de acidez, índice de calidad, rigidez dieléctrica, factor de potencia, inhibidor, furanos y propileno.

Tabla 23. Análisis descriptivo de las mediciones de Cromatografía en la unidad de Transformación N°5

| <b>ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA</b>         |          |              |                |                                |                |                |
|--|----------|--------------|----------------|--------------------------------|----------------|----------------|
| <b>PRUEBA:<br/>Cromatografía</b>       | <b>n</b> | <b>MEDIA</b> | <b>MEDIANA</b> | <b>DESVIACIÓN<br/>ESTANDAR</b> | <b>MÍNIMOS</b> | <b>MÁXIMOS</b> |
| Gravedad Específica [60/60 °F]         | 4        | 0,8881       | 0,8879         | 0,001                          | 0,8877         | 0,8889         |
| Tensión Interfacial [Dinas/cm]         | 4        | 39,62        | 39,42          | 1,089                          | 38,57          | 41,07          |
| Número de Acidez [mg KOH/g]            | 4        | 0,01         | 0,01           | 0                              | 0,01           | 0,01           |
| Índice de calidad                      | 4        | 3962         | 3942           | 108,86                         | 3857           | 4107           |
| Rigidez Dieléctrica (Método A) [KV/mm] | 4        | 56           | 56             | 4,349                          | 52             | 60             |
| Factor de potencia a 25°C              | 4        | 0,0269       | 0,0179         | 0,022                          | 0,0120         | 0,0600         |
| Inhibidor IEEE Vol2 Jun. 1995          | 4        | 0,0099       | 0,0114         | 0,004                          | 0,0038         | 0,0130         |
| Furanos (2-FAL) p.p.m                  | 4        | 0,036        | 0,038          | 0,006                          | 0,027          | 0,041          |

Fuente: Propia

En base al análisis descriptivo expuesto en la (Tabla 23), se identificó lo siguiente:

- ❖ Los resultados muestran que un 80 % de los valores de pruebas físicos-químicas, analizados mediante estadística descriptiva se encuentran dentro del umbral permitido por la norma IEEE C57 106-2006 expuesta en el numeral 2.5.5.6.2, norma que se aplica en la central Paute-Molino para este estudio.
- ❖ El valor medio y máximo obtenido del contenido de inhibidor de oxidación presenta un valor mayor al 0,3% permitido por la norma AST D2668, empleada como base de análisis en la central.



- ❖ El valor máximo admisible de factor de potencia medido a los 25°C por la norma ASTM D924 es de 0,05%, los valores de media, mínimo y máximos obtenidos no se encuentran dentro de este límite; se recomienda que el aceite sea investigado para que no cause falla en el transformador.

### **4.3 Proyección de parámetros que afectan la vida residual del transformador N°5 proyectado 5, 10 y 15 años.**

El objetivo primordial de la proyección de series es conocer, el comportamiento de las variables cuantitativas, analizando su pasado para estimar su comportamiento a futuro, esto quiere decir pronosticar las incertidumbres que pueden darse con los valores de resistencia de aislamiento y rigidez dieléctrica del aceite para toma de decisiones en la unidad de transformación. (Calderón, 2012)

Los valores obtenidos de una predicción o proyección no deben ser interpretados como lo que ha de ocurrir, sino como lo que se “espera” que ocurra, depende de la variación que presenten los datos del pasado.

#### **4.3.1 Regresión lineal con ajuste de error.**

Es un método que se lo aplica a una serie de datos de una muestra real, tomados de la población total de variables, para llegar a una función o ecuación matemática que describa la relación existente entre las variables empleando una regresión. (Cardona Madariaga, González Rodríguez, Lozano Rivera, & Cárdenas Vallejo, 2012-2013)

El modelo de regresión lineal se lo representa por medio de la siguiente ecuación:

$$y = a + bx \pm \epsilon$$

(27)

Dónde:

y= valor a calcular

b= valor conocido

x=años

$\epsilon$ = Error existente entre la medición real y la proyectada.

Para conocer el comportamiento de la resistencia de aislamiento y rigidez dieléctrica se realiza sus respectivas proyecciones, donde se empleó un periodo de tiempo de 15 años, este rango de tiempo fue escogido en referencia a los datos reales con los que se cuentan

que son de periodo similar de tiempo; los valores proyectados se calcularon de la siguiente manera:

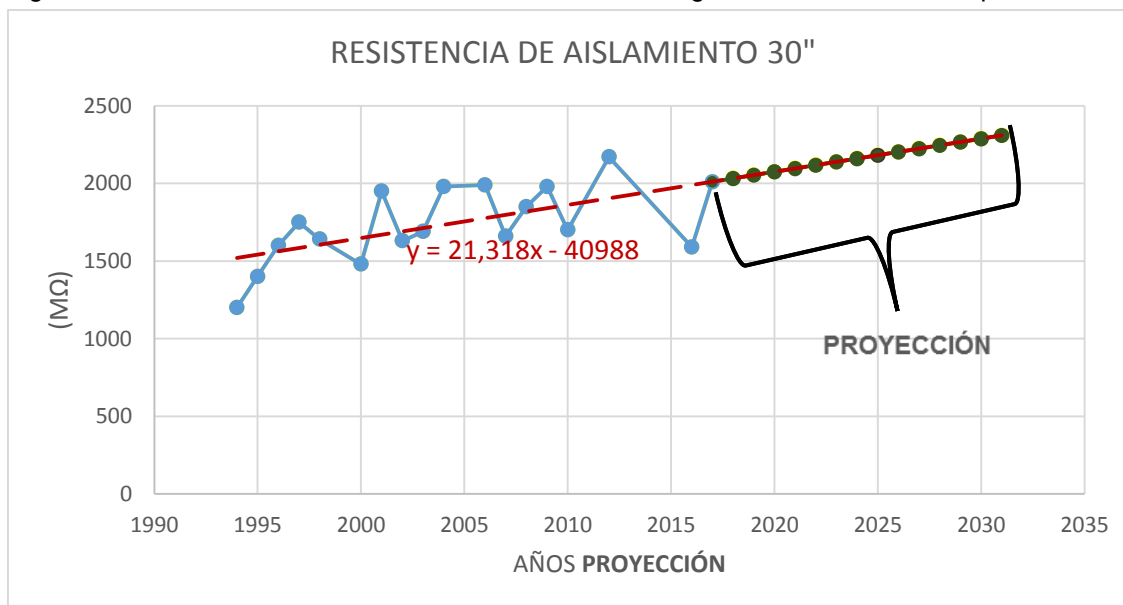
- ❖ Con los valores de cada una de las mediciones reales se obtiene la ecuación de la recta, la cual servirá para calcular los valores proyectados con referencia al mismo año de los valores reales.
- ❖ Con los valores real y pronosticado se calcula el error que existe entre cada medición en los diferentes años.
- ❖ Con todos los valores conocidos se proyecta a futuro empleando la ecuación de regresión lineal con ajuste, los valores se presentan en las tablas del Anexo 2.

A continuación se presentan gráficamente las proyecciones a 15 años y la tendencia que mejor se ajusta a los datos.

#### 4.3.1.1 Resistencia de aislamiento

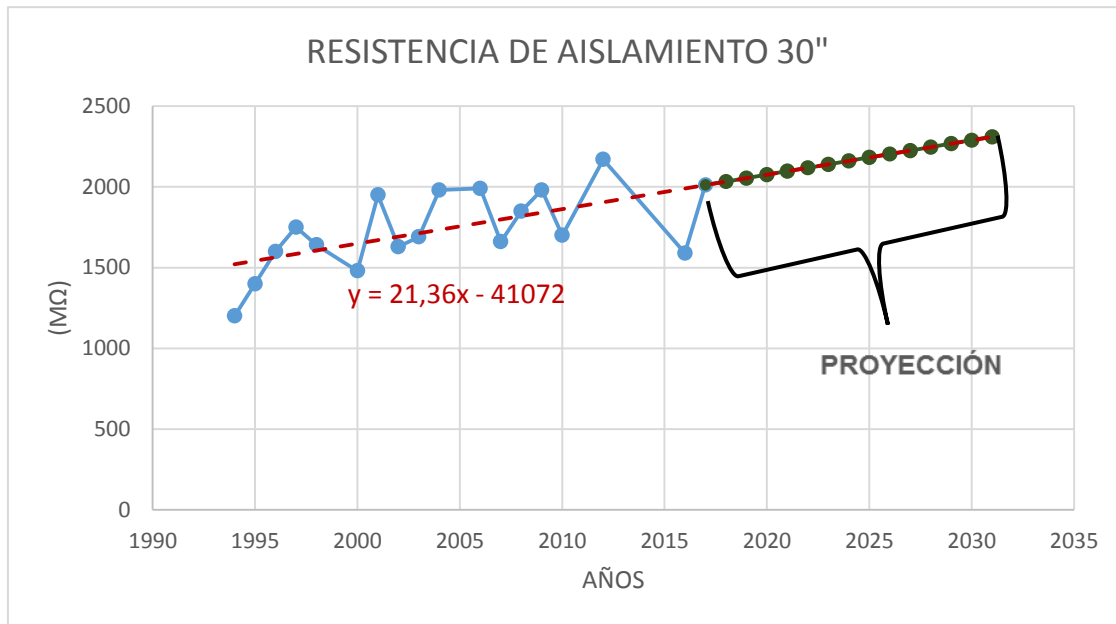
Las Figuras No. 56 y 57, presenta una tendencia lineal creciente y los valores proyectados a partir del 2017 hasta 2031, en donde los resultados se mantienen de manera uniforme dentro de la tendencia lineal. La ecuación utiliza para proyectar los valores consideran un error muestral positivo y negativo respectivamente graficados en las Figuras.

Figura No. 56. Resistencia de aislamiento medida a 30 seg, con un error muestral positivo.



Fuente: Propia

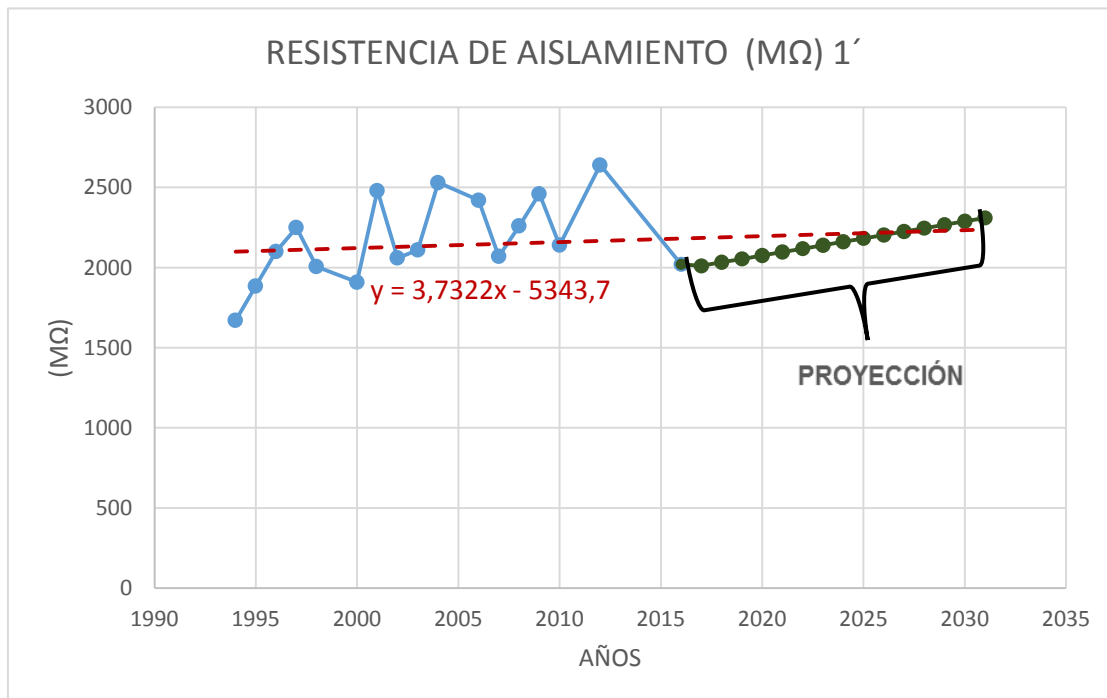
Figura No. 57. Resistencia de aislamiento medida a 30 seg, con un error muestral negativo.



Fuente: Propia

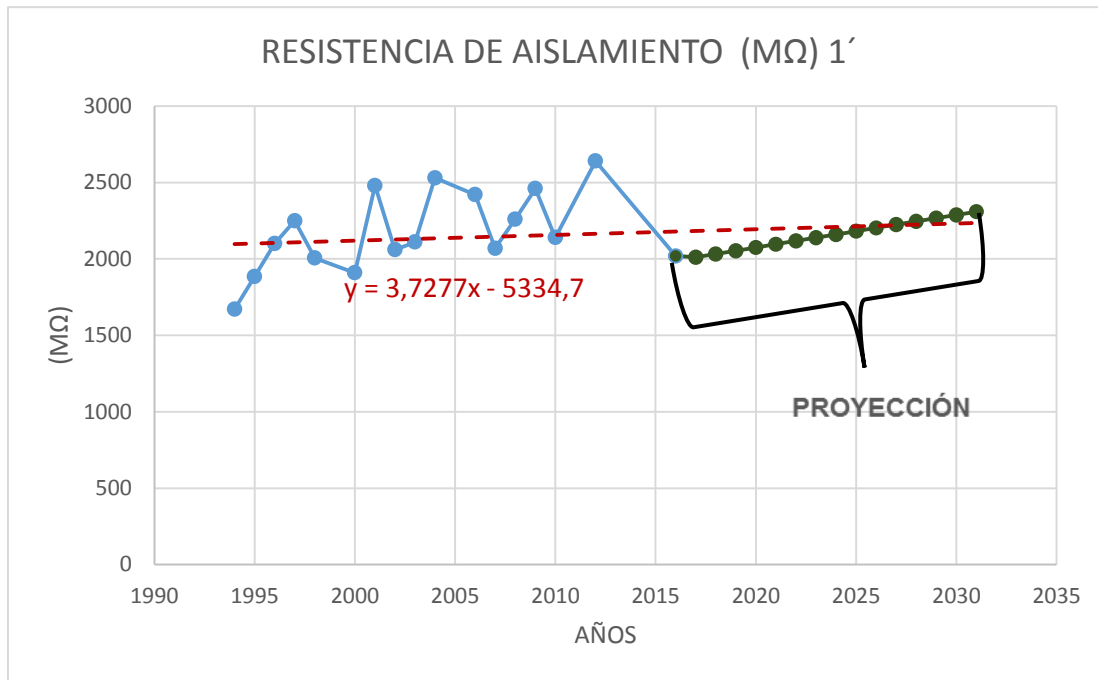
Las Figuras No. 58 y 59, presenta una tendencia lineal creciente, cuyos valores proyectados presentan una variación uniforme menor a la tendencia y a partir del 2025 se estabilizan dentro de la tendencia lineal. La ecuación utiliza para proyectar los valores consideran un error muestral positivo y negativo respectivamente graficados en las Figuras.

Figura No. 58. Resistencia de aislamiento medida a 1 min con un error muestral positivo.



Fuente: Propia

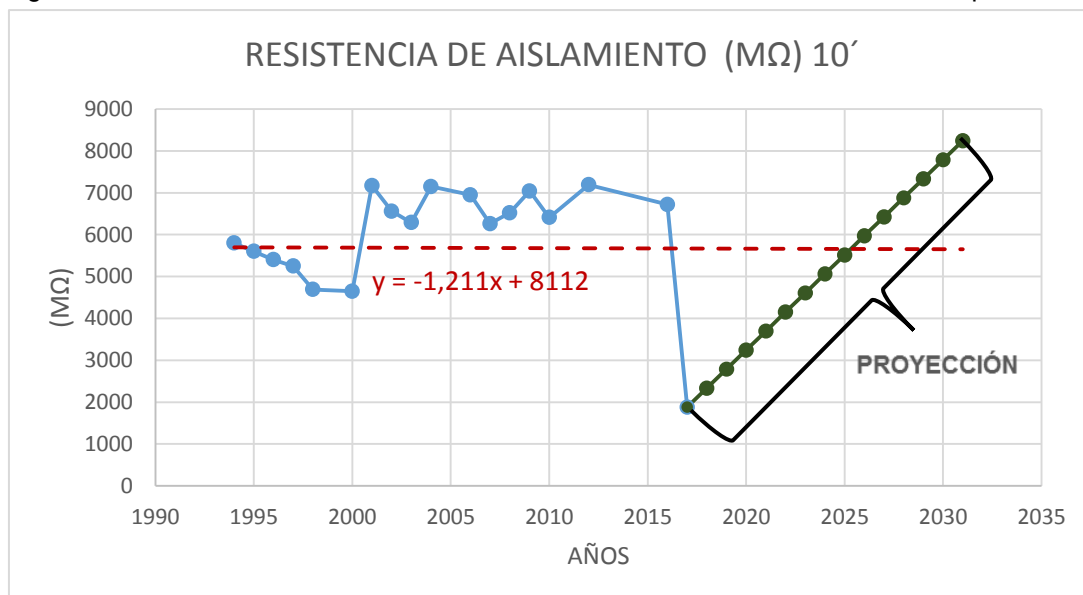
Figura No. 59 Resistencia de aislamiento medida a 1 min con un error muestral negativo.



Fuente: Propia

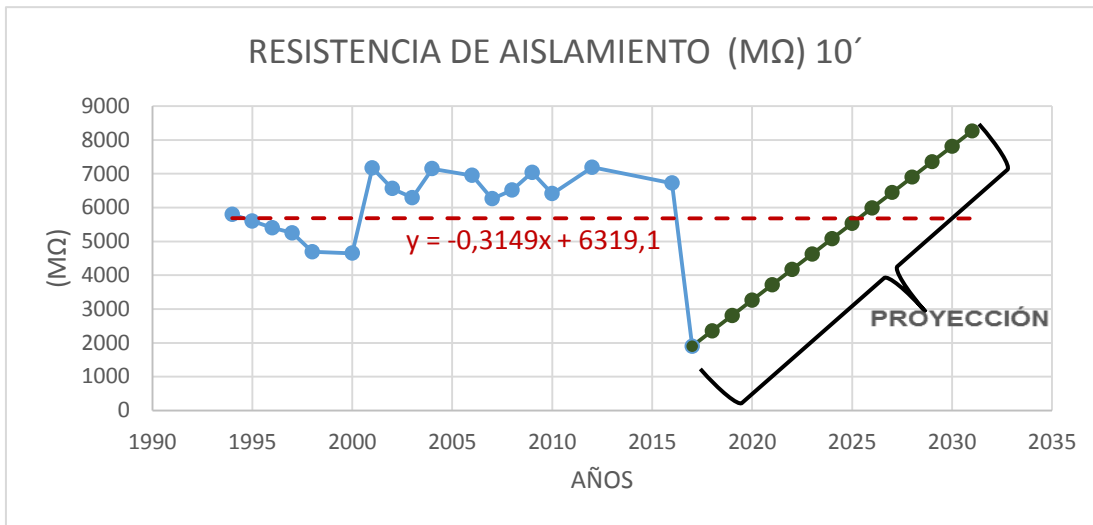
Las Figuras No. 60 y 61, presenta una tendencia lineal horizontal, cuyos valores proyectados presentan una variación uniforme menor hasta el año 2025, a partir del año 2026 los valores crecen uniformarme de manera brusca con referencia a la tendencia lineal. La ecuación utiliza para proyectar los valores consideran un error muestral positivo y negativo respectivamente graficados en las Figuras.

Figura No. 60. Resistencia de aislamiento medida a 10 min con un error muestral positivo.



Fuente: Propia

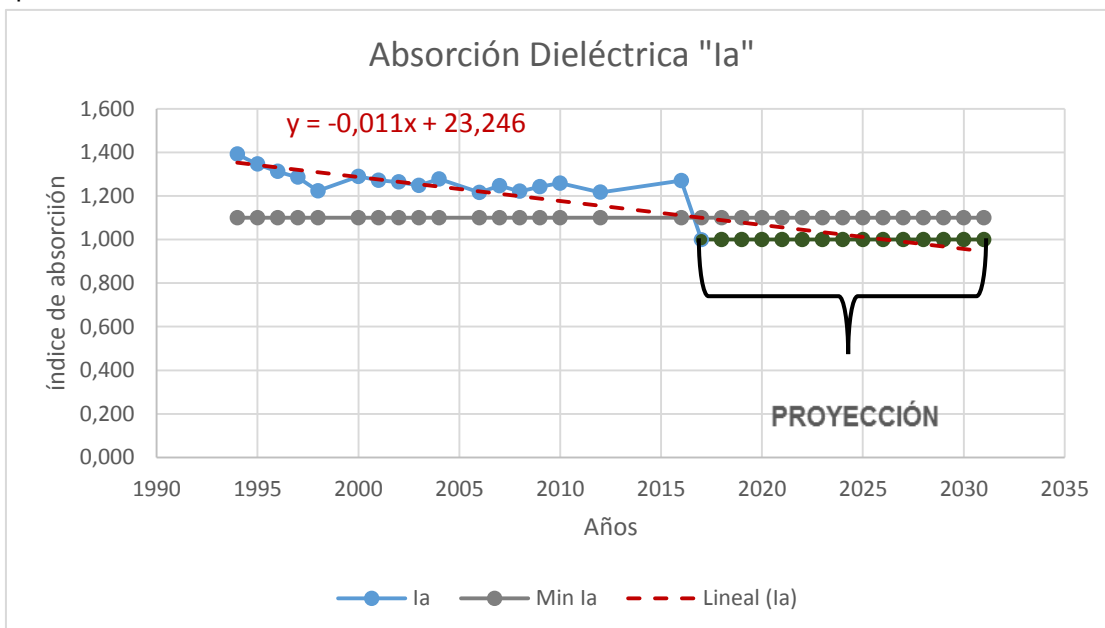
Figura No. 61. Resistencia de aislamiento medida a 10' con un error muestral negativo.



Fuente: Propia

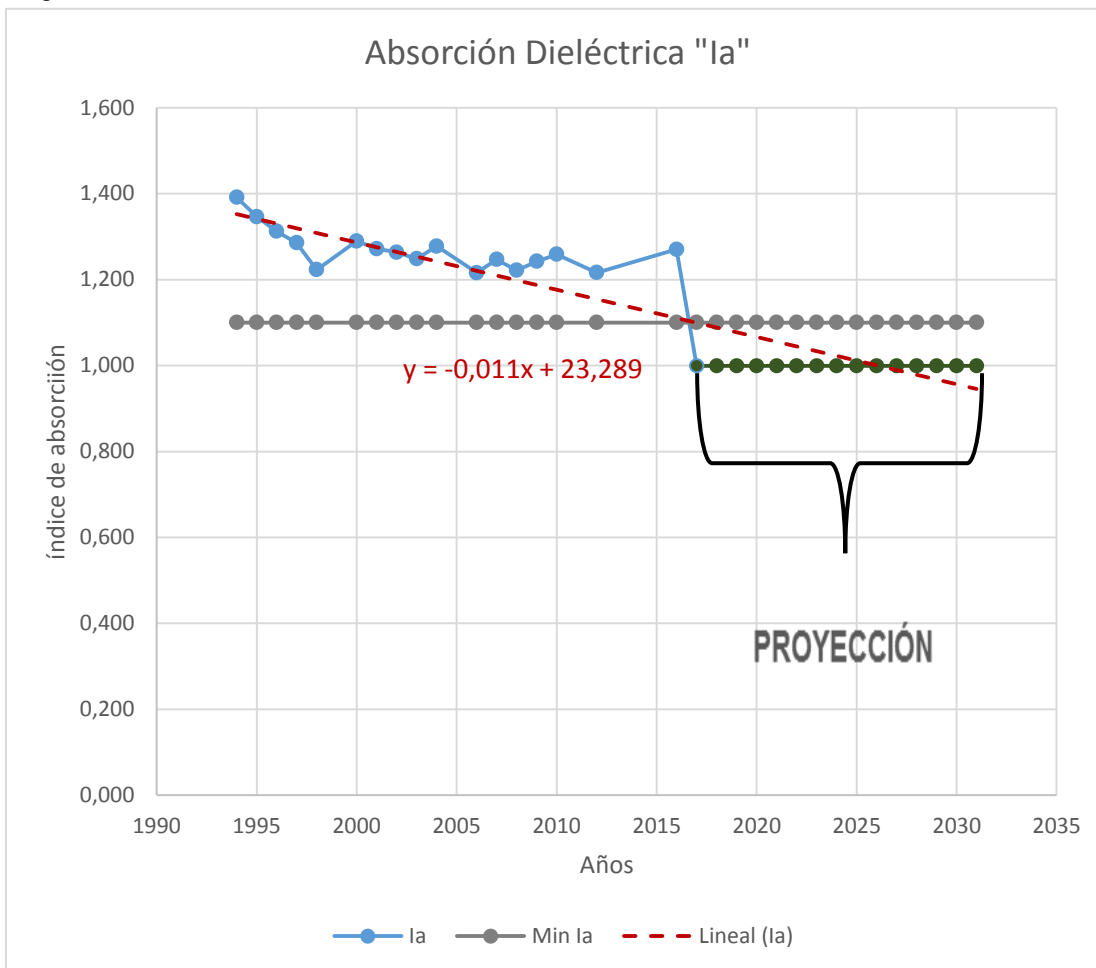
Las Figuras No. 62 y 63, la absorción dieléctrica presenta una tendencia lineal decreciente, a partir del año proyectado 2017 los valores se encuentran por debajo del umbral mínimo aceptable, esto puede significar presencia de factores externos en el aislamiento como polvo, humedad y suciedad, debido a que no se realizó un mantenimiento adecuado y se recomienda aplicar las acciones correctivas necesarias. La ecuación utilizada para proyectar los valores consideran un error muestral positivo y negativo respectivamente graficados en las Figuras.

Figura No. 62. Absorción dieléctrica de la resistencia de aislamiento con un error muestral positivo.



Fuente: Propia

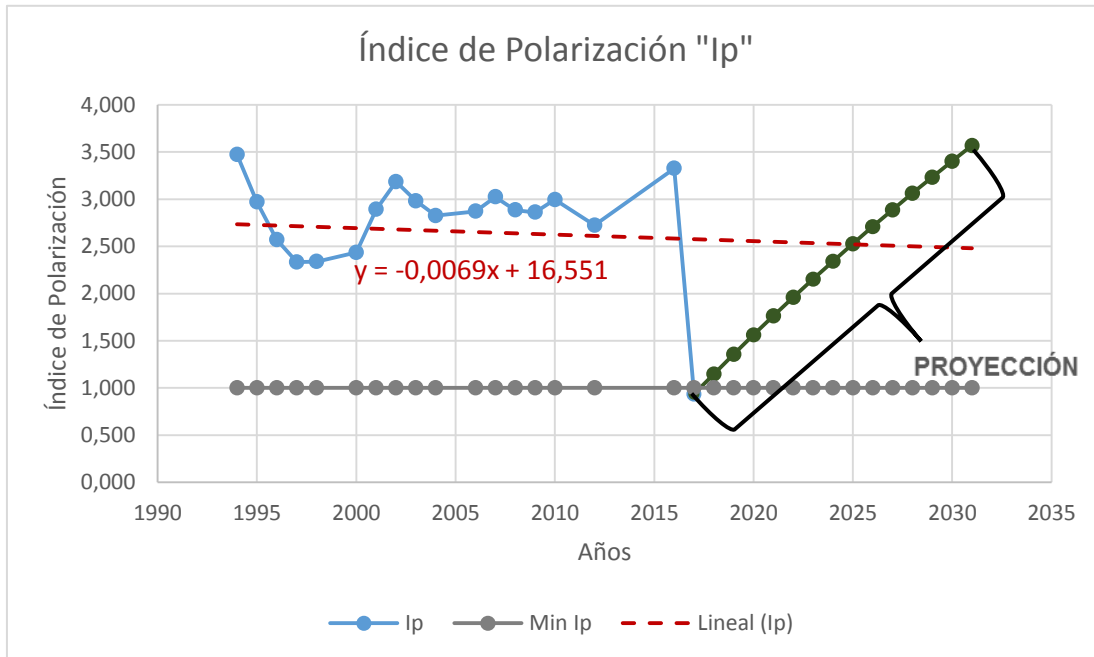
Figura No. 63. Absorción dieléctrica de la resistencia de aislamiento con un error muestral negativo.



Fuente: Propia

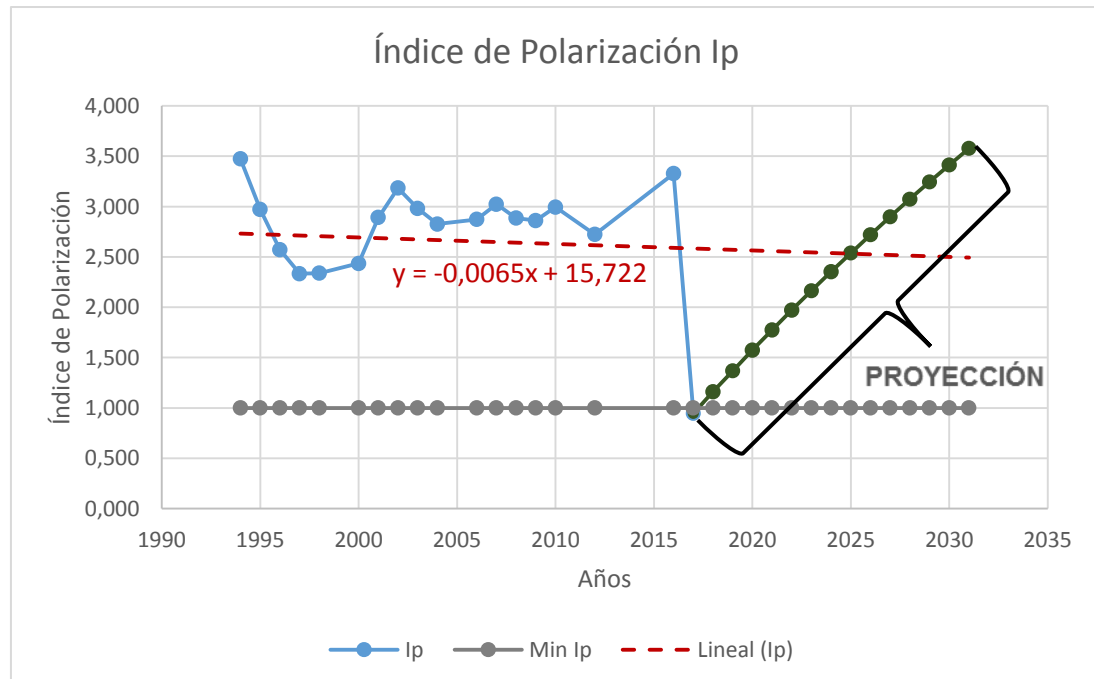
El índice de polarización presenta una tendencia lineal que se trata de mantener estable en el tiempo, los valores proyectados a partir del 2017 tienden a crecer de manera lineal uniforme, esto significa que la calidad del aislamiento se encuentra en buenas condiciones a futuro. La ecuación utilizada para proyectar los valores consideran un error muestral positivo y negativo respectivamente graficados en las Figuras.

Figura No. 64. Absorción dieléctrica de la resistencia de aislamiento con un error muestral positivo.



Fuente: Propia

Figura No. 65. Absorción dieléctrica de la resistencia de aislamiento con un error muestral negativo.

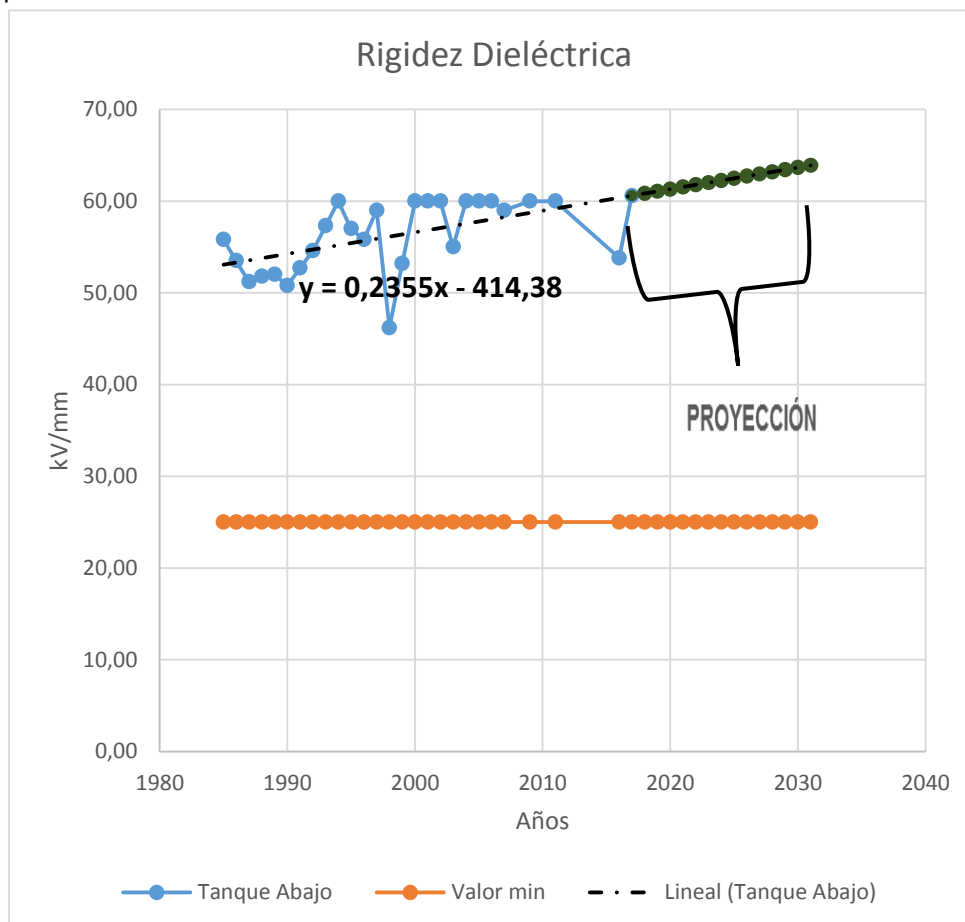


Fuente: Propia

#### 4.3.1.2 Rigidez dieléctrica

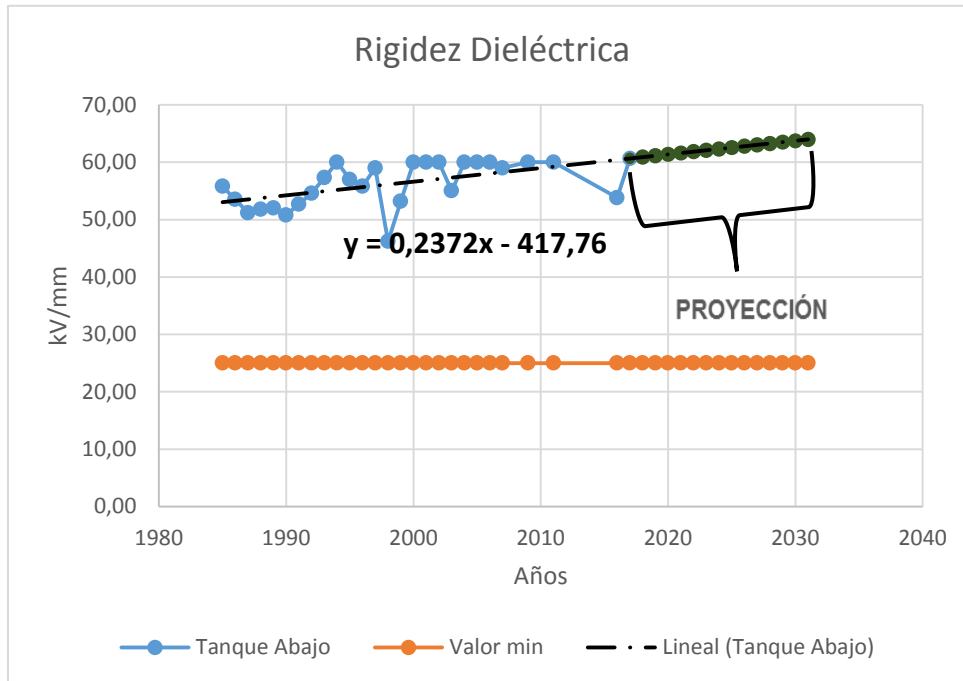
Los valores proyectados que presenta la rigidez dieléctrica del aceite tanto en la parte inferior del tanque como en su centro se encuentran dentro de los parámetros especificados por la norma ASTM D118, los resultados obtenidos se mantienen estables durante el rango de tiempo analizado dentro de la línea de tendencia, esto quiere decir que el aceite se encuentra en perfectas condiciones hasta el año 2031 no presenta un inicio de oxidación como se puede observar en las Figuras No. 66-69. La ecuación utilizada para proyectar los valores consideran un error muestral positivo y negativo respectivamente graficados en las Figuras.

Figura No. 66. Rigidez dieléctrica medida en la parte baja del tanque con un error muestral positivo.



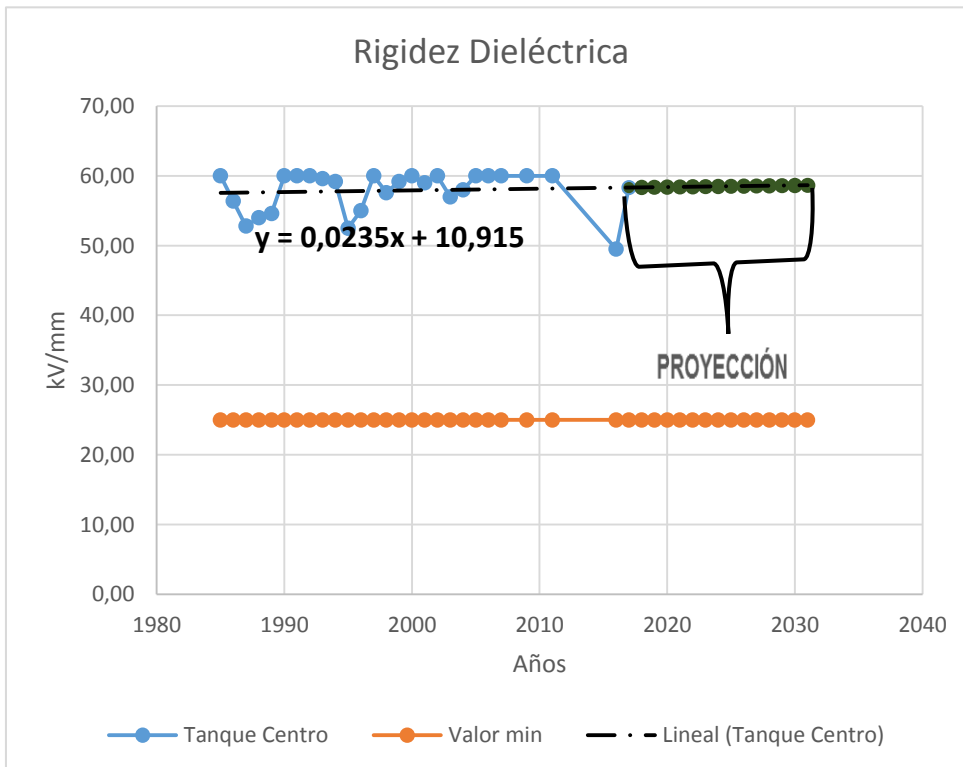
Fuente: Propia

Figura No. 67. Rigidez dieléctrica medida en la parte baja del tanque con un error muestral negativo.



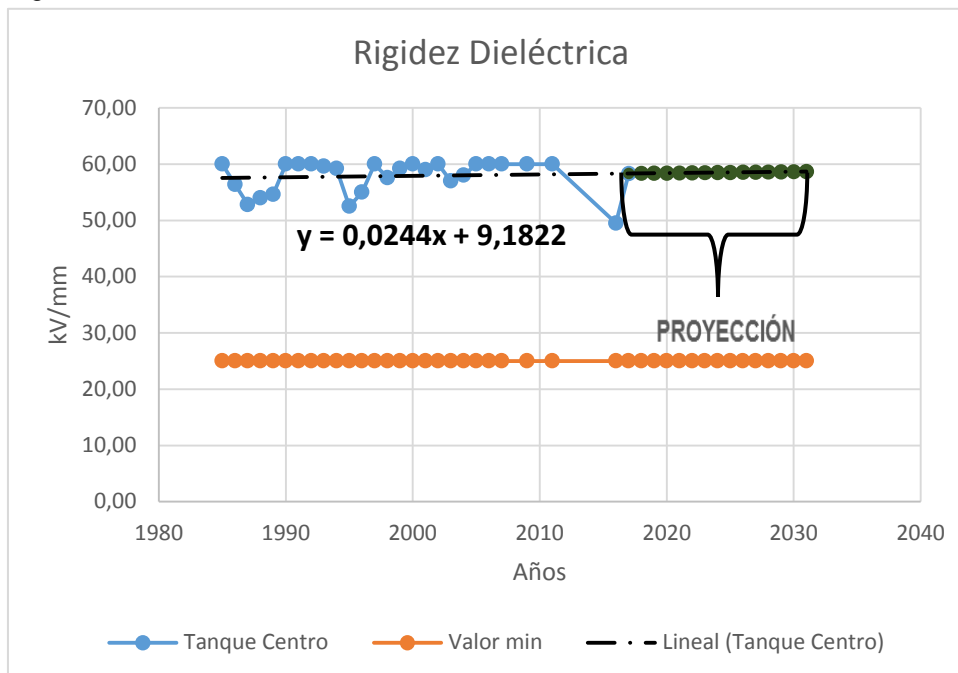
Fuente: Propia

Figura No. 68. Rigidez dieléctrica medida en la parte centro del tanque con un error muestral positivo.



Fuente: Propia

Figura No. 69. Rigidez dieléctrica medida en la parte centro del tanque con un error muestral negativo.



Fuente: Propia

#### 4.4 Vida residual del transformador.

La estimación de vida residual de la unidad de transformación N°5 de la Central Paute-Molino considerando un análisis estadístico, ecuaciones de envejecimiento, proyección de parámetros y mediante la vida teórica proporcionada por el fabricante presentan valores semejantes en cuanto al final de la vida residual de los bobinados en relación al aislamiento.

En lo que respecta al análisis estadístico las pruebas resistencia de aislamiento, análisis físico- químico y cromatográfico del aceite, mediante los parámetros relación de absorción dieléctrica medido en BT-Tierra, denotan una mala calidad, esto puede deberse a la presencia de factores contaminantes en el aislamiento, esto se determinó mediante la proyección realizada hasta el año 2031.

Los resultados parciales de las gráficas de proyecciones presentadas en este trabajo, indican el relativo buen estado que en el que se encuentra el transformador analizado, hecho que se atribuye a factores, tales como: baja temperatura, condiciones de operación adecuada, histórico y antecedentes, valores dentro del umbral mínimos aceptable así como mantenimientos adecuados y oportunos; la única observación que puedo dar a conocer es la presencia de contaminantes en el aislamiento proyectado en BT-Tierra, pues los valores de absorción dieléctrica se encuentran por debajo de lo aceptable por las normas internacionales IEEE e IEC.



## CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 Conclusiones.

Como objetivo general de este trabajo de investigación ha sido determinar la vida residual del transformador de potencia, en base a un análisis estadístico del historial de valores de pruebas. En base a los resultados obtenidos del análisis estadístico se concluye lo siguiente:

Los valores analizados del histórico de las mediciones de resistencia de aislamiento, análisis físico – químico y cromatográfico del aceite, permiten conocer el perfecto estado del aislamiento en la unidad de transformación N°5. Lo que se encuentra relacionado directamente con la vida residual del transformador. Además son de vital importancia para el personal técnico en la toma de decisiones futuras para reparaciones, evaluación de fallas, mantenimientos y sobre todo llevar un histórico de datos que ayudaran a realizar proyecciones del comportamiento a futuro del dispositivo.

Los valores de índice de polarización ( $I_p$ ) e índice de absorción dieléctrica ( $I_a$ ) relacionados a la prueba de resistencia de aislamiento medida en BT-Tierra se concluye que los valores se encuentran dentro del umbral aceptable por las normas empleadas para esta investigación; no así los resultados de las pruebas medidas en AT- Tierra y AT-BT pues algunos valores se encuentran por debajo del mínimo aceptable, eso podría deberse a una medición errónea durante la prueba o presencia de contaminantes en el aislamiento.

La evaluación del estado del aceite en un transformador se debe realizar periódicamente con la finalidad de establecer un criterio comparativo a lo largo de los años, de los resultados del análisis físico-químico y cromatográfico del aceite dieléctrico. Los resultados en partes por millón (p.p.m) del análisis físico-químico, registrado en el transformador N°5 se encuentran dentro de los umbrales mínimos permisibles; de igual manera los resultados del análisis cromatográfico del aceite se encuentran dentro de los valores mínimos aceptables por las normas referidas en este trabajo, esto se debe a los adecuados y oportunos mantenimientos que se realiza al líquido aislante.

Las proyecciones de los valores para las pruebas resistencia de aislamiento BT-Tierra y rigidez dieléctrica, permite establecer el siguiente criterio sobre los parámetros índice de polarización, relación de absorción dieléctrica y voltaje de ruptura; puesto que los valores del análisis físico-químico del aceite se mantiene en el tiempo. Los valores de  $I_p$  se encuentran por encima del límite establecido, el la denota una condición dudosa del aislamiento al haber valores inferiores a 1.2, los valores del voltaje de ruptura son aceptables pues se encuentran por encima del umbral mínimo permisible de manera creciente.



El análisis mediante ecuaciones de envejecimiento para determinar la vida residual del transformador permite establecer una condición de estado bueno del aislamiento de acuerdo al punto más caliente de su bobinado y el contenido de furanos tipo 2FAL. Al realizar la evaluación de vida residual por medio de estos métodos se concluye que son aplicables a transformadores que trabajen con sobre carga es decir a temperaturas elevadas (mayores a 110°C) y la concentración en p.p.m del furano tipo 2FAL sea elevada también.

Los datos de valores históricos de pruebas y las proyecciones analizadas en la investigación no permiten establecer con un grado de certeza si el transformador está a punto de presentar una falla o si su aislamiento presenta un grado de envejecimiento excesivo; puesto que el envejecimiento de una maquina estática parte de un análisis muy complejo que implica un estudio más completo donde se analicen agentes térmicos, eléctricos y químicos.

Es muy importante contar con una base de datos históricos de pruebas que se realizan al transformador para realizar el análisis correspondiente y así evitar que opere de manera inapropiada y llegue al final de su vida útil de manera acelerada.

## **5.2 Recomendaciones.**

En base a los resultados obtenidos de este análisis y los cuestionamientos generados, se plantean algunas recomendaciones para trabajos futuros:

Disponer de un manual y protocolo de pruebas debido a la importancia del transformador dentro de la generación de energía eléctrica, su costo elevado y el tiempo que implica un cambio de este dispositivo. Dentro del protocolo sería importante la especificación del equipo a emplear para que las pruebas sea de similares características siempre que se realice la medición, además el transformador al cual se le realice la prueba se encuentre en condiciones similares siempre que se vayan a realizar las mediciones, esto debe incluir las condiciones propias del equipo y de manera específica la temperatura. Con la finalidad de tener un registro histórico de valores sin factores externos que origen variación del resultado.

Para brindar una mejor estimación de vida residual se recomienda que los próximos trabajos a realizar analicen el análisis de frecuencias, corriente de excitación y que se cuente con una base de datos donde sus valores no presenten una desviación estándar elevada entre datos.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AEG-TELEFUNKEN, S. A. (2005). Instrucciones de servicio para transformador. Alemania.
- Ames Arroyo, H. Z., Arias Valenzuela, H. S., Olivera Ruíz, J. L., & Zacarías Cárdenas, R. (2014). Pérdidas en el Transformador y Eficiencia. Huancayo: Universidad Nacional del Centro del Perú.
- Arcos Aguilar, O. G. (2011). "ENSAYO DE TINTAS PENETRANTES FLUORESCENTES Y SU INCIDENCIA EN EL CONTROL DE CALIDAD DE LAS JUNTAS SOLDADAS EN ACEROS AL CARBONO". Obtenido de Universidad Técnica de Ambato:  
<http://repo.uta.edu.ec/bitstream/123456789/1367/1/Tesis%20I.%20M.%2082%20-%20Arcos%20Aguilar%20Oswaldo%20Giovanny.pdf>
- ARNOUX, C. (2010). Guía de la medición de aislamiento. España: Chauvin ARNOUX Ibérica, S.A.
- Cajamarca Encalada, E. A., & Sigua Maxi, X. F. (2010). CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA, INCIDENCIA EN LA VIDA ÚTIL, PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y CONDICIONES OPERATIVAS. CUENCA: Tesis previa la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico.
- Calderón. (Junio de 2012). Universidad Nacional del Callao. Obtenido de Facultad de Ciencias Administrativas:  
[http://www.unac.edu.pe/documentos/organizacion/vri/cdcitra/Informes\\_Finales\\_Investigacion/IF\\_JUNIO\\_2012/IF\\_CALDERON%20OTOYA\\_FCA/capitulo%208.pdf](http://www.unac.edu.pe/documentos/organizacion/vri/cdcitra/Informes_Finales_Investigacion/IF_JUNIO_2012/IF_CALDERON%20OTOYA_FCA/capitulo%208.pdf)
- Cañafe, C. (18 de Noviembre de 2014). Relé Buchholz. Obtenido de Universidad Politecnica Salesiana: <http://es.slideshare.net/christian091672/rele-buchholz>
- Cardona Madariaga, D. F., González Rodríguez, J. L., Lozano Rivera, M., & Cárdenas Vallejo, H. E. (2012-2013). Aplicación de la regresión lineal en un problema de prueba. Interacción Vol.12, 75-76.
- Cayambe Abad, F. P., & Martínez Garzón, J. G. (2013). Análisis de la vida útil del transformador de potencia en régimen de explotación. Aplicación al sistema de transmisión Ecuatoriano. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Chapman, S. J. (2000). Transformador. En S. J. Chapman, Máquinas Eléctricas (págs. 62-63). Colombia: Mc Graw Hill.
- Corrales Leon, J. C. (1999). Pruebas para instalación, puesta en servicio, operación y mantenimiento de transformadores de potencia. Quito: Tesis previa a la obtención del título de Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia.
- De La Fuente, M. A. (Julio de 2013). ABB. Obtenido de Jornadas Técnicas Diagnóstico / Ensayos Básicos:  
[http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/14939065d9a9f38fc1257ba50052a6aa/\\$file/1307Seminario+Tecnico+Lisboa+5-diagnosticos+Ensayos+b%C3%A1sicos.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/14939065d9a9f38fc1257ba50052a6aa/$file/1307Seminario+Tecnico+Lisboa+5-diagnosticos+Ensayos+b%C3%A1sicos.pdf)
- Dr. Hernández, O. (s.f). Mantenimiento a transformadores de potencia. CUJAE.



- Electricidad, C. F. (2003). Comisión Federal de Electricidad Manual de Procedimientos de pruebas de Campo para Equipo Primario de Subestaciones de Distribución . México: CFE.
- Engineers, I. o. (2005). IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus- Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. New York : Institute of Electrica and Electronics Engineers.
- Engineers, T. I. (1977). IEEE Standard Test Code for Resistance Measurement. IEEE Standards Board.
- Flores, W., Mombello, E., Rattá, G., & Jardini, J. A. (2007). Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura. IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, 51-53.
- Harper, E. (1989). Pruebas a los Transformadores. En H. Enríquez, el ABC de las máquinas Electricas I. Transformadores (págs. 268-303). Noriega: Editorial Limusa.
- Horning, M., Kelly, J., Myers, S., & Stebbins, R. (2005). Guía para el Mantenimiento del Transformador. Estados Unidos: División de S.D Myers.
- IEEE, I. o. (2009). IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers. New York: IEEE.
- INEN. (1998). TRANSFORMADORES. DEFINICIONES. . Obtenido de Instituto Ecuatoriano de Normalización INEN: <https://law.resource.org/pub/ec/ibr/ec.n.te.2110.1998.pdf>
- Ing. Gallo Martínez, E. (2010). DIAGNÓSTICO Y MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES DE CAMPO. Bogotá: GERENCIA Y DISEÑO Ltda.
- Labaien, E., & Carrasco, G. (12 de 11 de 2009). CURSO sobre MANTENIMIENTO PREDICTIVO y sus distintas TÉCNICAS de APLICACIÓN. Obtenido de Ingeniariak: <http://www.coiig.com/COIIG/dmdocuments/Formacion%20IKASI/cursos%20presenciales/mantenpredic.documentacion.pdf>
- Long Ng, A. J. (2012). Pruebas Eléctricas de diagnostico a los Transformadores de Potencia. Sartenejas: Universidad Simón Bolívar.
- LTD, C. G. (05 de Mayo de 2012). Smart solution. Strong relationships. India. Obtenido de MANUAL DE MONTAJE, FUNCIONAMIENTO Y MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA 127/114 MVA, 13.8/138 KV.
- Manassero, U., Zóttico, A., Furlani, R., Torres, J., & Acosta, J. (2015). Envejecimiento de la aislación eléctrica en transformadores de potencia. Desarrollo de un algoritmo de cálculo según guías de carga IRAM 2473 e IEEE C57. 91-2002. 4º Simposio Argentino de Informática Industrial. (págs. 158-168). Argentina: ISSN: 2451-7542.
- Margalló Gasco, I. (2012). DIAGNÓSTICO DEL CONSUMO DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR A TRAVÉS DEL ANÁLISIS DE COMPUESTOS FURÁNICOS. Obtenido de Universidad Carlos III de Madrid: [http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/16837/TFG\\_Isabel\\_Margallo\\_Gasco.pdf?sequence=1](http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/16837/TFG_Isabel_Margallo_Gasco.pdf?sequence=1)



- MBA. Martínez, J. (2013). TRANSFORMADORES DE POTENCIA: Características, ensayos y gestión de mantenimiento . Ambato: ECUACIER.
- Megger. (Julio de 2010). Pruebas Eléctricas para Puestas en Marcha y Mantenimiento de Transformadores. Argentina: Megger. Obtenido de Pruebas Eléctricas para Puesta en Marcha y Mantenimiento de Transformadores.
- Megger. (03 de Octubre de 2012). Artec. Obtenido de Pruebas de Factor de Potencia / Disipación: <http://es.slideshare.net/ckikefjee/megger-3-factor-depotencia-pruebas>
- Moya, R. (1990). Sección Manual Técnico. Cuenca: DONSI-INECEL.
- OAKLON. (s.f). OAKLON. Obtenido de INNOCAL:  
[http://www.4oakton.com/PDF/WD\\_3227SP\\_78.indd.pdf](http://www.4oakton.com/PDF/WD_3227SP_78.indd.pdf)
- Sánchez Blázquez, J. C. (2009). Diseño de un transformador de 5MVA, 33/11kV Dyn 11. Leganés: Universidad Varlos III de Madrid.
- Sánchez Garcia, B. (2011). Influencia del arrollamiento terciario ante corrientes de cortocuito en transformadores estrella-estrella. Madrid: Universidad CARLOS III DE MADRID.
- Santisteban Díaz, A. (Julio de 2014). CARACTERIZACIÓN FLUIDO-TÉRMICA DE LÍQUIDOS ALTERNATIVOS EN UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA CON REFRIGERACIÓN ZIG-ZAG. Obtenido de Uversidad de Cantabria:  
<http://docplayer.es/1886740-Trabajo-fin-de-grado.html>
- Society, I. P. (2007). IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of insulating Oil in Equipment. New York: IEEE Power Engineering Society.
- The Institute of Electrical and Electronics Engineers, I. (2009). IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- Vasco Molina, J. P. (2015). Diseño de un esqema de reconexión automática para alimentadores primarios en siete subestaciones tipo de la Empresa Eléctrica Quito S.A. Quito: Tesis previa a la obtención del título de. Ingeniero Eléctrico.

**ANEXOS**

ANEXO 1. Base de datos de pruebas realizadas al transformador

Tabla 24. ANEXO 1 Resistencia de aislamiento medido en la unidad N°05

| Control del aislamiento eléctrico del Transformador Principal U05 MΩ con voltaje aplicado 5000V |                  |                |                  |                             |                                |                  |                   |                   |
|---|------------------|----------------|------------------|-----------------------------|--------------------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| BT-TIERRA   |                  |                |                  |                             |                                |                  |                   |                   |
| AÑO Prueba  | (MΩ)<br>[30 seg] | (MΩ)<br>[1min] | (MΩ)<br>[10 min] | Índice de Absorción<br>[Ia] | Índice de Polarización<br>[Ip] | Valor Min<br>[Ω] | Valor Min<br>[Ia] | Valor Min<br>[Ip] |
| 1994  | 1200             | 1670           | 5800             | 1,392                       | 3,473                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 1995  | 1400             | 1885           | 5600             | 1,346                       | 2,971                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 1996  | 1600             | 2100           | 5400             | 1,313                       | 2,571                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 1997  | 1750             | 2250           | 5250             | 1,286                       | 2,333                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 1998  | 1640             | 2006           | 4690             | 1,223                       | 2,338                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 2000  | 1480             | 1909           | 4650             | 1,290                       | 2,436                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 2001  | 1950             | 2480           | 7170             | 1,272                       | 2,891                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 2002  | 1630             | 2060           | 6560             | 1,264                       | 3,184                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 2003  | 1690             | 2110           | 6290             | 1,249                       | 2,981                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 2004  | 1980             | 2530           | 7150             | 1,278                       | 2,826                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 2006  | 1990             | 2420           | 6950             | 1,216                       | 2,872                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 2007  | 1660             | 2070           | 6260             | 1,247                       | 3,024                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 2008  | 1850             | 2260           | 6520             | 1,222                       | 2,885                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 2009  | 1980             | 2460           | 7040             | 1,242                       | 2,862                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 2010  | 1700             | 2140           | 6410             | 1,259                       | 2,995                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 2012  | 2170             | 2640           | 7190             | 1,217                       | 2,723                          | 1000             | 1,1               | 1                 |
| 2016  | 1590             | 2020           | 6720             | 1,270                       | 3,327                          | 1000             | 1,1               | 1                 |

Fuente: Propia



Tabla 25. ANEXO 1 Rigidez dieléctrica del aceite de la unidad de transformación N°5

| <b>Rigidez Dieléctrica del Aceite [kV/mm]</b> |              |               |           |
|---|--------------|---------------|-----------|
| Año Prueba                                    | Tanque Abajo | Tanque Centro | Valor min |
| 1985  | 55,80        | 60,00         | 25        |
| 1986  | 53,50        | 56,40         | 25        |
| 1987  | 51,20        | 52,80         | 25        |
| 1988  | 51,80        | 54,00         | 25        |
| 1989  | 52,00        | 54,60         | 25        |
| 1990  | 50,80        | 60,00         | 25        |
| 1991  | 52,70        | 60,00         | 25        |
| 1992  | 54,60        | 60,00         | 25        |
| 1993  | 57,30        | 59,60         | 25        |
| 1994  | 60,00        | 59,20         | 25        |
| 1995  | 57,00        | 52,50         | 25        |
| 1996  | 55,80        | 55,00         | 25        |
| 1997  | 59,00        | 60,00         | 25        |
| 1998  | 46,20        | 57,60         | 25        |
| 1999  | 53,20        | 59,20         | 25        |
| 2000  | 60,00        | 60,00         | 25        |
| 2001  | 60,00        | 59,00         | 25        |
| 2002  | 60,00        | 60,00         | 25        |
| 2003  | 55,00        | 57,00         | 25        |
| 2004  | 60,00        | 58,00         | 25        |
| 2005  | 60,00        | 60,00         | 25        |
| 2006  | 60,00        | 60,00         | 25        |
| 2007  | 59,00        | 60,00         | 25        |
| 2009  | 60,00        | 60,00         | 25        |
| 2011  | 60,00        | 60,00         | 25        |
| 2016  | 53,80        | 49,50         | 25        |

Fuente: Propia



Tabla 26. ANEXO 1 Resistencia de aislamiento medido en AT-Tierra y AT-BT en la unidad N°05

| Control del aislamiento eléctrico del Transformador Principal U05 MΩ con voltaje aplicado 5000V |               |              |      |           |          |       |        |
|---|---------------|--------------|------|-----------|----------|-------|--------|
| AÑO Prueba  | AT-Tierra 30" | AT-Tierra 1' | la   | AT-BT 30" | AT-BT 1' | la    | Min la |
| 1995  | 100000        | 175000       | 1,75 | 500000    | 500000   | 1     | 1,1    |
| 1997  | 300000        | 400000       | 1,33 | 500000    | 500000   | 1     | 1,1    |
| 1998  | 187000        | 273000       | 1,46 | 240000    | 353000   | 1,471 | 1,1    |
| 1999  | 212000        | 326000       | 1,54 | 267000    | 387000   | 1,449 | 1,1    |
| 2001  | 120000        | 212000       | 1,77 | 185000    | 309000   | 1,7   | 1,1    |
| 2003  | 259000        | 356000       | 1,37 | 452000    | 511000   | 1,131 | 1,1    |
| 2005  | 168000        | 22000        | 0,13 | 21500     | 26400    | 1,228 | 1,1    |
| 2006  | 83100         | 130000       | 1,56 | 78900     | 101000   | 1,280 | 1,1    |
| 2007  | 100000        | 100000       | 1,00 | 100000    | 100000   | 1,000 | 1,1    |
| 2008  | 107000        | 127000       | 1,19 | 143000    | 156000   | 1,091 | 1,1    |
| 2009  | 90000         | 130000       | 1,44 | 150000    | 170000   | 1,133 | 1,1    |
| 2010  | 206000        | 224000       | 2,09 | 192000    | 221000   | 1,151 | 1,1    |
| 2011  | 94000         | 118000       | 1,31 | 160000    | 208000   | 1,300 | 1,1    |
| 2012  | 50400         | 67700        | 0,33 | 38500     | 55000    | 1,429 | 1,1    |
| 2014  | 122000        | 131000       | 2,60 | 111000    | 131000   | 1,180 | 1,1    |
| 2015  | 176000        | 198000       | 1,62 | 260000    | 306000   | 1,177 | 1,1    |

Fuente: Propia



Tabla 27. ANEXO 1 Análisis de gases en el aceite dieléctrico de la unidad de transformación N°5

| <b>Pruebas al aceite dieléctrico transformador principal U 05 (p.p.m)</b> |                                  |                              |  |                                 |   |   |                                |   |                                  |                                |                          |
|---|----------------------------------|------------------------------|--|---------------------------------|---|---|--------------------------------|---|----------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| <b>AÑO PRUEBA</b>   | <b>HIDRÓGENO (H<sub>2</sub>)</b> | <b>AGUA (H<sub>2</sub>O)</b> | <b>DIÓXIDO DE CARBONO (CO<sub>2</sub>)</b> | <b>MONÓXIDO DE CARBONO (CO)</b> | <b>ETILENO (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>)</b> | <b>ETANO (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>)</b> | <b>METANO (CH<sub>4</sub>)</b> | <b>ACETILENO (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>)</b> | <b>NITRÓGENO (N<sub>2</sub>)</b> | <b>OXIGENO (O<sub>2</sub>)</b> | <b>TOTAL GASES CLAVE</b> |
| 2001  | 5                                |                              | 1316                                       | 107                             | 35  | 256                                       | 91                             | 0,5   | 42878                            | 5159                           | 494,5                    |
| 2003  | 1                                |                              | 1343                                       | 136                             | 4   | 214                                       | 111                            | 0   | 45261                            | 2812                           | 466                      |
| 2004  | 4                                | 27                           | 1675                                       | 164                             | 6   | 341                                       | 126                            | 0   | 37538                            | 15265                          | 641                      |
| 2005  | 3                                | 6                            | 1302                                       | 106                             | 4   | 252                                       | 117                            | 0   | 56944                            | 11207                          | 482                      |
| 2006  | 1,47                             | 5,73                         | 457,28                                     | 46,6                            | 1,95  | 73,9                                      | 36,59                          | 0   | 25685,27                         | 3827,88                        | 160,51                   |
| 2007  | 2,64                             | 12,39                        | 583,93                                     | 114,6                           | 7,87  | 216,82                                    | 99,78                          | 0   | 44575,05                         | 2451,04                        | 441,71                   |
| 2008  | <10                              | 9                            | 1470                                       | 127                             | 5   | 294                                       | 120                            | <2  | 46600                            | 2320                           |                          |
| 2009  | 8                                | 17                           | 1741                                       | 127                             | 40  | 386                                       | 106                            | 0,5   |                                  |                                | 667,5                    |
| 2010  | <10                              | 5                            | 1620                                       | 135                             | 4   | 358                                       | 139                            | <2  | 43600                            | 1630                           |                          |
| 2011  | 32                               | 3                            | 1908                                       | 133                             | 10  | 378                                       | 143                            | 2   |                                  |                                | 698                      |
| 2012  | 7                                | <10                          | 1758                                       | 211                             | 4   |   | 142                            | 0   | 54763                            | 160                            | 364                      |
| 2013  | 33                               | 5                            | 2049                                       | 178                             | 11  | 373                                       | 130                            | 0,5   |                                  |                                | 725,5                    |
| 2014  | 38                               | 29                           | 1644                                       | 108                             | 15  | 352                                       | 91                             | 0   |                                  |                                | 604                      |
| 2015  | 31                               | <1                           | 2279                                       | 186                             | 10  | 271                                       | 137                            | 0,5   |                                  |                                | 637                      |
| 2016  | 25                               | 9                            | 1983                                       | 148                             | 11  | 407                                       | 133                            | 0   |                                  |                                | 724                      |

Fuente: Propia

Autor: Wilma Yolanda Padilla Calle



Tabla 28, ANEXO 1 Análisis cromatográfico del aceite de la unidad de transformación N°5

| CROMATOGRAFÍA |   |  |   |  |                   |                     |  |  |                               |                                |              |                 |
|---------------|---|--|---|--|-------------------|---------------------|--|--|-------------------------------|--------------------------------|--------------|-----------------|
| AÑO PRUEBA    | Contenido de Agua [ppm]<br>Ref.: D-1533 | Gravedad Específica [60/60 °F]<br>Ref.: D-1298 | Tensión Interfacial [Dinas/cm]<br>Ref.: D-971 | Número de Acidez [mg KOH/g]<br>Ref.: D-974 | Índice de calidad | Color ASTM D1500-07 | Rigidez Dieléctrica ASTM D877-13 (Método A) [Kv] | Factor de potencia a 25°C ASTM D924-08 | Inhibidor IEEE Vol2 Jun. 1995 | Furanos (2-FAL) ASTM D-5837-12 | Valor mínimo | Examen visual   |
| 2012          | < 10,00                                 | 0,8889   | 38,57   | 0,01                                       | 3857              | <1                  | 60   | 0,0210                                 | 0,0038                        | 0,027                          | 25           | Claro Brillante |
| 2013          | < 10,00                                 | 0,8878   | 39,78   | 0,01                                       | 3978              | < 2,0               | 59   | 0,0120                                 | 0,0130                        | 0,041                          | 25           | Claro Brillante |
| 2014          | < 10,00                                 | 0,8880   | 39,05   | 0,01                                       | 3905              | < 2,0               | 52   | 0,0600                                 | 0,0120                        | 0,038                          | 25           | Claro Brillante |
| 2015          | 11,20                                   | 0,8877   | 41,07   | 0,01                                       | 4107              | < 2,0               | 52   | 0,0147                                 | 0,0108                        | 0,038                          | 25           | Claro Brillante |

Fuente: Propia



ANEXO 2. Pronostico de valores reales realizados al transformador N°5

Tabla 29, ANEXO 2. Pronóstico de los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento realizadas al transformador N°5

| <b>PRONÓSTICO DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO</b> |                 |                |                 |           |           |
|--|-----------------|----------------|-----------------|-----------|-----------|
| <b>BT-TIERRA</b>                                   |                 |                |                 |           |           |
| <b>AÑO PRUEBA</b>                                  | <b>(MΩ) 30"</b> | <b>(MΩ) 1´</b> | <b>(MΩ) 10´</b> | <b>la</b> | <b>lp</b> |
| 1994   | 1521,092        | 1992,196       | 5397,156        | 1,310     | 2,709     |
| 1995   | 1542,41         | 2011,83        | 5484,13         | 1,304     | 2,726     |
| 1996   | 1563,728        | 2031,464       | 5571,104        | 1,299     | 2,742     |
| 1997   | 1585,046        | 2051,098       | 5658,078        | 1,294     | 2,759     |
| 1998   | 1606,364        | 2070,732       | 5745,052        | 1,289     | 2,774     |
| 2000   | 1649            | 2110           | 5919            | 1,280     | 2,805     |
| 2001   | 1670,318        | 2129,634       | 6005,974        | 1,275     | 2,820     |
| 2002   | 1691,636        | 2149,268       | 6092,948        | 1,271     | 2,835     |
| 2003   | 1712,954        | 2168,902       | 6179,922        | 1,266     | 2,849     |
| 2004   | 1734,272        | 2188,536       | 6266,896        | 1,262     | 2,864     |
| 2006   | 1776,908        | 2227,804       | 6440,844        | 1,254     | 2,891     |
| 2007   | 1798,226        | 2247,438       | 6527,818        | 1,250     | 2,905     |
| 2008   | 1819,544        | 2267,072       | 6614,792        | 1,246     | 2,918     |
| 2009   | 1840,862        | 2286,706       | 6701,766        | 1,242     | 2,931     |
| 2010   | 1862,18         | 2306,34        | 6788,74         | 1,239     | 2,944     |
| 2012   | 1904,816        | 2345,608       | 6962,688        | 1,231     | 2,968     |
| 2016   | 1990,088        | 2424,144       | 7310,584        | 1,218     | 3,016     |

Fuente: Propia



Tabla 30. ANEXO 2. Pronóstico de los resultados de las pruebas de rigidez dieléctrica realizadas al aceite del transformador N°5

| <b>PRONÓSTICO DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE [kV/mm]</b> |                     |                      |
|--|---------------------|----------------------|
| <b>AÑO Prueba</b>  | <b>Tanque Abajo</b> | <b>Tanque Centro</b> |
| 1985   | 53,108              | 57,575               |
| 1986   | 53,343              | 57,598               |
| 1987   | 53,579              | 57,622               |
| 1988   | 53,814              | 57,645               |
| 1989   | 54,050              | 57,669               |
| 1990   | 54,285              | 57,692               |
| 1991   | 54,521              | 57,716               |
| 1992   | 54,756              | 57,739               |
| 1993   | 54,992              | 57,763               |
| 1994   | 55,227              | 57,786               |
| 1995   | 55,463              | 57,810               |
| 1996   | 55,698              | 57,833               |
| 1997   | 55,934              | 57,857               |
| 1998   | 56,169              | 57,880               |
| 1999   | 56,405              | 57,904               |
| 2000   | 56,640              | 57,927               |
| 2001   | 56,876              | 57,951               |
| 2002   | 57,111              | 57,974               |
| 2003   | 57,346              | 57,998               |
| 2004   | 57,582              | 58,021               |
| 2005   | 57,817              | 58,045               |
| 2006   | 58,053              | 58,068               |
| 2007   | 58,288              | 58,092               |
| 2009   | 58,759              | 58,139               |
| 2011   | 59,230              | 58,186               |
| 2016   | 60,408              | 58,303               |

Fuente: Propia



ANEXO 3. Cálculo del error de los valores medidos y su respectiva proyección (15 años)

Tabla 31. ANEXO 3. Cálculo del error de la resistencia de aislamiento de la unidad de transformación N°5

| <b>CALCULO DEL ERROR DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO</b> |                     |                    |                     |                   |                    |
|---|---------------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|
| <b>BT-TIERRA</b>  |                     |                    |                     |                   |                    |
| <b>AÑO Prueba</b>   | <b>(MΩ) 30"</b>     | <b>(MΩ) 1´</b>     | <b>(MΩ) 10´</b>     | <b>la</b>         | <b>lp</b>          |
| 1994  | -321,092            | -322,196           | 402,844             | 0,082             | 0,764              |
| 1995  | -142,41             | -126,83            | 115,87              | 0,042             | 0,245              |
| 1996  | 36,272              | 68,536             | -171,104            | 0,013             | -0,171             |
| 1997  | 164,954             | 198,902            | -408,078            | -0,008            | -0,425             |
| 1998  | 33,636              | -64,732            | -1055,052           | -0,066            | -0,436             |
| 2000  | -169                | -201               | -1269               | 0,010             | -0,369             |
| 2001  | 279,682             | 350,366            | 1164,026            | -0,003            | 0,071              |
| 2002  | -61,636             | -89,268            | 467,052             | -0,007            | 0,350              |
| 2003  | -22,954             | -58,902            | 110,078             | -0,018            | 0,132              |
| 2004  | 245,728             | 341,464            | 883,104             | 0,016             | -0,037             |
| 2006  | 213,092             | 192,196            | 509,156             | -0,038            | -0,019             |
| 2007  | -138,226            | -177,438           | -267,818            | -0,003            | 0,120              |
| 2008  | 30,456              | -7,072             | -94,792             | -0,024            | -0,033             |
| 2009  | 139,138             | 173,294            | 338,234             | 0,000             | -0,069             |
| 2010  | -162,18             | -166,34            | -378,74             | 0,020             | 0,052              |
| 2012  | 265,184             | 294,392            | 227,312             | -0,015            | -0,245             |
| 2016  | -400,088            | -404,144           | -590,584            | 0,052             | 0,311              |
| <b>VALOR MEDIO</b>  | <b>-0,555529412</b> | <b>0,072235294</b> | <b>-1,028941176</b> | <b>0,00323501</b> | <b>0,014004418</b> |

Fuente: Propia



Tabla 32. ANEXO 3. Cálculo de proyección de la resistencia de aislamiento de la unidad de transformación N°5

| PROYECCIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO |          |          |          |          |          |  |
|---|----------|----------|----------|----------|----------|--|
| BT-TIERRA                                   |          |          |          |          |          |  |
| AÑOS Proyección                             | (MΩ) 30" | (MΩ) 1'  | (MΩ) 10' | la       | lp       |  |
| 2017  | 2010,850 | 2010,377 | 1880,383 | 0,999765 | 0,935    | Proyección con Error muestral Positivo |
| 2018  | 2032,168 | 2032,796 | 2334,840 | 1,000309 | 1,148585 |  |
| 2019  | 2053,486 | 2054,114 | 2789,297 | 1,000306 | 1,357907 |  |
| 2020  | 2074,804 | 2075,432 | 3243,754 | 1,000303 | 1,562929 |  |
| 2021  | 2096,122 | 2096,750 | 3698,211 | 1,000299 | 1,763782 |  |
| 2022  | 2117,440 | 2118,068 | 4152,668 | 1,000296 | 1,960592 |  |
| 2023  | 2138,758 | 2139,386 | 4607,125 | 1,000294 | 2,153480 |  |
| 2024  | 2160,076 | 2160,704 | 5061,582 | 1,000291 | 2,342561 |  |
| 2025  | 2181,394 | 2182,022 | 5516,040 | 1,000288 | 2,527948 |  |
| 2026  | 2202,712 | 2203,340 | 5970,497 | 1,000285 | 2,709748 |  |
| 2027  | 2224,030 | 2224,658 | 6424,954 | 1,000282 | 2,888063 |  |
| 2028  | 2245,348 | 2245,976 | 6879,411 | 1,000280 | 3,062994 |  |
| 2029  | 2266,666 | 2267,294 | 7333,868 | 1,000277 | 3,234634 |  |
| 2030  | 2287,984 | 2288,612 | 7788,325 | 1,000274 | 3,403078 |  |
| 2031  | 2309,302 | 2309,930 | 8242,782 | 1,000272 | 3,568412 |  |
| 2017  | 2011,962 | 2011,334 | 1903,924 | 0,999688 | 0,946598 | Proyección con Error muestral Negativo |
| 2018  | 2033,280 | 2032,652 | 2358,381 | 0,999691 | 1,160248 |  |
| 2019  | 2054,598 | 2053,970 | 2812,838 | 0,999694 | 1,369464 |  |
| 2020  | 2075,916 | 2075,288 | 3267,295 | 0,999698 | 1,574382 |  |
| 2021  | 2097,234 | 2096,606 | 3721,752 | 0,999701 | 1,775132 |  |
| 2022  | 2118,552 | 2117,924 | 4176,209 | 0,999704 | 1,971841 |  |
| 2023  | 2139,870 | 2139,242 | 4630,666 | 0,999707 | 2,164630 |  |
| 2024  | 2161,188 | 2160,560 | 5085,124 | 0,999710 | 2,353614 |  |
| 2025  | 2182,506 | 2181,878 | 5539,581 | 0,999712 | 2,538905 |  |
| 2026  | 2203,824 | 2203,196 | 5994,038 | 0,999715 | 2,720611 |  |
| 2027  | 2225,142 | 2224,514 | 6448,495 | 0,999718 | 2,898833 |  |
| 2028  | 2246,460 | 2245,832 | 6902,952 | 0,999721 | 3,073673 |  |
| 2029  | 2267,778 | 2267,150 | 7357,409 | 0,999723 | 3,245224 |  |
| 2030  | 2289,096 | 2288,468 | 7811,866 | 0,999726 | 3,413579 |  |
| 2031  | 2310,414 | 2309,786 | 8266,323 | 0,999728 | 3,578827 |  |

Fuente: Propia

Tabla 33. ANEXO 3. Cálculo del error de la rigidez dieléctrica de la unidad de transformación N°5

| <b>CALCULO DEL ERROR DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE [kV/mm]</b> |                     |                      |
|---|---------------------|----------------------|
| <b>AÑO Prueba</b>   | <b>Tanque Abajo</b> | <b>Tanque Centro</b> |
| 1985  | 2,69                | 2,43                 |
| 1986  | 0,16                | -1,20                |
| 1987  | -2,38               | -4,82                |
| 1988  | -2,01               | -3,65                |
| 1989  | -2,05               | -3,07                |
| 1990  | -3,48               | 2,31                 |
| 1991  | -1,82               | 2,28                 |
| 1992  | -0,16               | 2,26                 |
| 1993  | 2,31                | 1,84                 |
| 1994  | 4,77                | 1,41                 |
| 1995  | 1,54                | -5,31                |
| 1996  | 0,10                | -2,83                |
| 1997  | 3,07                | 2,14                 |
| 1998  | -9,97               | -0,28                |
| 1999  | -3,20               | 1,30                 |
| 2000  | 3,36                | 2,07                 |
| 2001  | 3,12                | 1,05                 |
| 2002  | 2,89                | 2,03                 |
| 2003  | -2,35               | -1,00                |
| 2004  | 2,42                | -0,02                |
| 2005  | 2,18                | 1,96                 |
| 2006  | 1,95                | 1,93                 |
| 2007  | 0,71                | 1,91                 |
| 2009  | 1,24                | 1,86                 |
| 2011  | 0,77                | 1,81                 |
| 2016  | -6,61               | -8,80                |
| Valor medio   | -0,03               | -0,01                |

Fuente: Propia

Tabla 34. ANEXO 3. Cálculo de proyección de la rigidez dieléctrica de la unidad de transformación N°5

| <b>PROYECCIÓN DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE [kV/mm]</b> |                     |                      |                       |  |
|--|---------------------|----------------------|-----------------------|--|
| <b>AÑOS Proyección</b>   | <b>Tanque Abajo</b> | <b>Tanque Centro</b> | <b>Valor min [kV]</b> |  |
| 2017   | 60,615              | 58,312               | 25                    | Proyección con Error muestral Positivo |
| 2018   | 60,850              | 58,335               | 25                    |  |
| 2019   | 61,086              | 58,359               | 25                    |  |
| 2020   | 61,321              | 58,382               | 25                    |  |
| 2021   | 61,557              | 58,406               | 25                    |  |
| 2022   | 61,792              | 58,429               | 25                    |  |
| 2023   | 62,028              | 58,453               | 25                    |  |
| 2024   | 62,263              | 58,476               | 25                    |  |
| 2025   | 62,499              | 58,500               | 25                    |  |
| 2026   | 62,734              | 58,523               | 25                    |  |
| 2027   | 62,970              | 58,547               | 25                    |  |
| 2028   | 63,205              | 58,570               | 25                    |  |
| 2029   | 63,441              | 58,594               | 25                    |  |
| 2030   | 63,676              | 58,617               | 25                    |  |
| 2031   | 63,912              | 58,641               | 25                    |  |
| 2017   | 60,672              | 58,341               | 25                    | Proyección con Error muestral Negativo |
| 2018   | 60,908              | 58,365               | 25                    |  |
| 2019   | 61,143              | 58,388               | 25                    |  |
| 2020   | 61,379              | 58,412               | 25                    |  |
| 2021   | 61,614              | 58,435               | 25                    |  |
| 2022   | 61,850              | 58,459               | 25                    |  |
| 2023   | 62,085              | 58,482               | 25                    |  |
| 2024   | 62,321              | 58,506               | 25                    |  |
| 2025   | 62,556              | 58,529               | 25                    |  |
| 2026   | 62,792              | 58,553               | 25                    |  |
| 2027   | 63,027              | 58,576               | 25                    |  |
| 2028   | 63,263              | 58,600               | 25                    |  |
| 2029   | 63,498              | 58,623               | 25                    |  |
| 2030   | 63,734              | 58,647               | 25                    |  |
| 2031   | 63,969              | 58,670               | 25                    |  |

Fuente: Propia