



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS
DE POTENCIA**

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**“ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE ACEITES
VEGETALES Y MINERALES UTILIZADOS EN TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN”.**

AUTOR:

Suárez Chamba Julio Antonio

TUTOR:

Ing. Proaño Maldonado Xavier Alfonso Mg. C.

LATACUNGA - ECUADOR

2020

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

"Yo Julio Antonio Suárez Chamba con cédula de identidad 171945396-9 declaro ser autor (a) del presente proyecto de investigación: "ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE ACEITES VEGETALES Y MINERALES UTILIZADOS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN", siendo el Ing. Xavier Proaño tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.



Suárez Chamba Julio Antonio
C.I. 171945396-9

AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE ACEITES VEGETALES Y MINERALES UTILIZADOS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN”

Del señor estudiante; Suárez Chamba Julio Antonio, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, Febrero del 2020

El Tutor



Ing. Proaño Maldonado Xavier Alfonso Mg. C.

C.I. 050265642-4

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS; por cuanto, el o los postulantes: Suárez Chamba Julio Antonio con cedula de identidad 171945396-9, con el título de Proyecto de titulación: **"ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE ACEITES VEGETALES Y MINERALES UTILIZADOS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN"**, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, Febrero 2020

Para constancia firman:

Lector 1 (Presidente)
Nombre: Toaza Iza Jimmy Xavier
CC: 171762106-2

Lector 2
Nombre: Cervantes Rodríguez Lilia
CC: 175727437-6

Lector 3
Nombre: León Segovía Ángel Manuel
CC: 050204135-3

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, a mi madre y a mi padre por darme la oportunidad de una preparación a nivel profesional, a la Universidad Técnica de Cotopaxi la cual me ha instruido la manera más eficaz para el desarrollo de mi vida profesional, al Ingeniero Xavier Proaño quien ha sido el profesional y amigo más idóneo como mi guía para la culminación de mi proyecto de investigación.

DEDICATORIA

El presente proyecto de investigación se lo dedico a mi madre Dominga Chamba Betancourt y a mi padre Efraín Suárez Benavidez por ser el mayor estirpe de mis emociones lo cual me conllevaron a ir cumpliendo a cabalidad mis metas planteadas, a mi hermano Ricardo Suárez, mi hermana Katherine Suárez, familiares y amigos quienes han sido mi inspiración para el desarrollo a lo largo de mi trascendencia universitaria.

Julio Suárez

ÍNDICE DE GENERAL

1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	3
3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	3
4. BENEFICIARIOS	4
5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	4
6. OBJETIVOS	5
General	5
Específicos.....	5
7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN CON LOS OBJETIVOS PLANTEADOS.....	6
8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA	8
8.1 Aceites minerales dieléctricos.	9
8.1.1 Ventajas	9
8.1.2 Desventajas	9
8.2 Aceites vegetales dieléctricos.....	10
8.2.1 Ventajas	10
8.2.2 Desventajas	11
8.3 Comparación variable rigidez dieléctrica entre los aceites minerales frente a los aceites vegetales breakdown strength.....	11
8.4 Funcionamiento del transformador con aceite vegetal (éster natural) frente al aceite mineral.....	12
8.5 Pruebas de envejecimiento térmico acelerado.....	13
8.6 Análisis de equilibrio de humedad en aceite mineral frente aceite vegetal.	14
9. HIPOTESIS	15
10. METODOLOGÍA Y DISEÑO EXPERIMENTAL.....	15
10.1 Rigidez dieléctrica	15
10.1.1 Equipo de ensayo de rigidez dieléctrica	17

10.2	Disrupción dieléctrica.....	17
10.2.1	Equipo de ensayo de disrupción dieléctrica.....	19
10.3	Factor de potencia del líquido a 25 ° C y a 100 ° C	20
10.3.1	Equipo de ensayo del factor de potencia	22
10.4	Ensayo de cortocircuito	23
10.4.1	Equipo de ensayo de cortocircuito.....	24
10.5	Ensayo en vacío	24
10.5.1	Equipo de ensayo en vacío	26
10.6	Resistencia de aislamiento (GΩ o MΩ).....	26
10.6.1	Equipo de ensayo de resistencia de aislamiento	28
10.7	Resistencia entre bornes	28
10.7.1	Equipo de ensayo de resistencia óhmica	31
10.8	Relación de transformación	32
10.8.1	Equipo de ensayo de relación de transformación	34
11.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	35
11.1	Análisis de los ensayos de rigidez dieléctrica del aceite mineral frente al aceite vegetal.....	35
11.1.1	Análisis del ensayo de rigidez dieléctrica en aceite mineral	35
11.1.1.1	Primer ensayo de la rigidez dieléctrica en aceite dieléctrico mineral.....	35
11.1.1.2	Segundo ensayo de la rigidez dieléctrica en aceite dieléctrico mineral.....	36
11.1.2	Análisis del ensayo de rigidez dieléctrica en aceite vegetal	37
11.1.1.2	Primer ensayo de rigidez dieléctrica en aceite dieléctrico vegetal	37
11.1.1.2	Segundo de rigidez dieléctrica en aceite dieléctrico vegetal	38
11.1.3	Evaluación de resultados de los ensayos de rigidez dieléctrica del aceite mineral frente al aceite vegetal.....	39
11.2	Análisis de los ensayos de disrupción dieléctrica del aceite mineral frente al aceite vegetal.	40
11.2.1	Análisis del ensayo de disrupción dieléctrica en aceite mineral.....	40

11.2.1.1 Primer ensayo de disrupción dieléctrica en aceite mineral.....	40
11.2.1.2 Segundo ensayo de disrupción dieléctrica en aceite mineral.....	41
11.2.2 Análisis del ensayo de de disrupción dieléctrica en aceite vegetal	42
11.2.1.2 Primer ensayo de disrupción dieléctrica en aceite vegetal	42
11.2.1.2 Segundo ensayo de disrupción dieléctrica en aceite vegetal	43
11.2.3 Evaluación de resultados de los ensayos de disrupción dieléctrica del aceite mineral frente al aceite vegetal.....	44
11.3 Análisis de los ensayos del factor de potencia del aceite mineral frente al aceite vegetal. El siguiente ensayo permite identificar cambios en sus propiedades dieléctricas debidos a los efectos de contaminación o envejecimiento bajo el criterio de la NORMA [9].	45
11.3.1 Análisis del ensayo del factor de potencia en aceite mineral	45
11.3.2 Análisis del ensayo del factor de potencia en aceite vegetal	45
11.3.3 Evaluación de resultados del ensayo del factor de potencia del aceite mineral frente al aceite vegetal.	46
11.4 Análisis de los ensayos de resistencia entre bornes del transformador con aceite mineral frente al trasformador de aceite vegetal	47
11.4.1 Análisis del ensayo de resistencia entre bornes en aceite mineral.....	47
11.4.1.1 Primer ensayo de resistencia entre bornes del transformador aceite mineral	47
11.4.1.2 Segundo ensayo de resistencia entre bornes del transformador aceite mineral	48
11.4.2 Análisis del ensayo de resistencia entre bornes en aceite vegetal	49
11.4.1.2 Primer ensayo de resistencia entre bornes del transformador aceite vegetal	49
11.4.1.2 Segundo ensayo de resistencia entre bornes del transformador aceite vegetal	51
11.4.3 Evaluación de resultados del ensayo de resistencia entre bornes del aceite mineral frente al aceite vegetal.....	52
11.5 Análisis de los ensayos de resistencia de aislamiento del transformador con aceite mineral frente al trasformador de aceite vegetal	53
11.5.1 Análisis del ensayo de resistencia de aislamiento en aceite mineral	53
11.5.1.1 Primer ensayo de resistencia de aislamiento del transformador aceite mineral.....	53

11.5.1.2 Segundo ensayo de resistencia de asilamiento del transformador aceite mineral.....	53
11.5.2 Análisis del ensayo de resistencia aislamiento en aceite vegetal	54
11.5.1.2 Primer ensayo de resistencia de asilamiento del transformador aceite vegetal.....	54
11.5.1.2 Segundo ensayo de resistencia de aislamiento del transformador aceite vegetal.....	55
11.5.3 Evaluación de resultados de los ensayos de resistencia de asilamiento del transformador con aceite mineral frente transformador con aceite vegetal.	56
11.6 Análisis de los ensayos de cortocircuito del transformador con aceite mineral frente al transformador de aceite vegetal.....	56
11.6.1 Análisis del ensayo de cortocircuito en aceite mineral.....	56
11.6.1.1 Primer ensayo de cortocircuito del transformador aceite mineral	56
11.6.1.2 Segundo ensayo de cortocircuito del transformador aceite mineral	57
11.6.2 Análisis del ensayo de cortocircuito en aceite vegetal	58
11.6.1.2 Primer ensayo de cortocircuito del transformador aceite vegetal.....	58
11.6.1.2 Segundo ensayo de cortocircuito del transformador aceite vegetal.....	58
11.6.3 Evaluación de resultados de los ensayos de cortocircuito del transformador con aceite mineral frente transformador con aceite vegetal.	59
11.7 Análisis de los ensayos en vacío del transformador con aceite mineral frente al transformador de aceite vegetal.....	59
11.7.1 Análisis del ensayo en vacío en aceite mineral	59
11.7.1.1 Primer ensayo en vacío del transformador aceite mineral.....	59
11.7.1.2 Segundo ensayo en vacío del transformador aceite mineral.....	60
11.7.2 Análisis del ensayo en vacío en aceite vegetal	61
11.7.1.2 Primer ensayo en vacío del transformador aceite vegetal	61
11.7.1.2 Segundo ensayo en vacío del transformador aceite vegetal	61
11.7.3 Evaluación de resultados de los ensayos en vacío del transformador con aceite mineral frente transformador con aceite vegetal.	62
11.8 Análisis de los ensayos de relación de transformación del transformador con aceite mineral frente al transformador aceite vegetal.....	62

11.8.1	Análisis del ensayo de relación de transformación en aceite mineral	62
11.8.1.1	Primer ensayo de relación de transformación del transformador aceite mineral.....	62
11.8.1.2	Segundo ensayo de relación de transformación del transformador aceite mineral.....	63
11.8.2	Análisis del ensayo de relación de transformación en aceite vegetal	64
11.8.1.2	Primer ensayo de relación de transformación del transformador aceite vegetal.....	64
11.8.1.2	Segundo ensayo de relación de transformación del transformador aceite vegetal.....	65
11.8.3	Evaluación de resultados de los ensayos de relación de transformación del transformador con aceite mineral frente transformador con aceite vegetal.	66
11.9	Análisis de la proyección de la demanda en los transformadores con aceite mineral frente a los transformadores con aceite Vegetal, en función de los transformadores sobrecargados de la EEQ.....	66
11.9.1	Transformadores sobrecargados de la EEQ.....	66
11.9.2	Proyección de la demanda de los transformadores sobrecargados de la EEQ.....	67
11.9.3	Determinación del transformador en aceite mineral y sus costos.....	67
11.9.4	Proyección de la demanda para transformador de aceite vegetal.	68
11.9.5	Determinación del transformador en aceite vegetal y sus costos.	69
12.	IMPACTOS (TÉCNICOS, SOCIALES, AMBIENTALES O ECONÓMICOS)	70
13.	PRESUPUESTO PARA LA PROPUESTA DEL PROYECTO	74
13.1	Porcentaje de ahorro total en costo del transformador aceite mineral frente aceite vegetal.	74
14.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	75
	Conclusiones.....	75
	Recomendaciones	76
15.	BIBLIOGRAFÍA	76
16.	ANEXOS	1

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Sistema de tareas en función de los objetivos planteados.....	6
Tabla 2. Comparación variable de rigidez dieléctrica.....	11
Tabla 3. Clasificación de los fluidos dieléctricos para transformadores.....	11
Tabla 4. Clasificación y propiedades de los fluidos dieléctricos para transformadores.	12
Tabla 5. Valores permisibles de rigidez dieléctrica según normas.	16
Tabla 6. Pérdida de potencia en corto circuito para transformadores trifásicos de 75 a 2000 kVA.....	23
Tabla 7. Valores de resistencia de aislamiento según el nivel de voltaje.....	27
Tabla 8. Tolerancias de las pérdidas.	29
Tabla 9. Tabla de conexiones para medición.	29
Tabla 10. Conexiones de los transformadores trifásicos.....	32
Tabla 11. Fórmulas de relación para transformadores trifásicos.	32
Tabla 12. Tabla de Conexiones para medición.	33
Tabla 13. Primer detalle de datos históricos en función del tiempo de rigidez dieléctrica de aceite mineral.....	35
Tabla 14. Segundo detalle de datos históricos en función del tiempo de rigidez dieléctrica de aceite mineral.....	36
Tabla 15. Primer detalle de datos históricos en función del tiempo de rigidez dieléctrica de aceite vegetal.	37
Tabla 16. Segundo detalle de datos históricos en función del tiempo de rigidez dieléctrica de aceite vegetal.	38
Tabla 17. Descripción de transformadores sobrecargados en la Empresa Eléctrica Quito.....	66
Tabla 18. Proyección de la demanda con la demanda máxima para transformadores con aceite mineral.	67
Tabla 19. Determinación de transformadores en aceite mineral y sus costos.....	68
Tabla 20. Proyección de la demanda máxima para transformadores en aceite vegetal.	68

Tabla 21. Determinación de los transformadores en aceite vegetal en función de la demanda promedio y máxima y sus costos.	69
Tabla 22. Determinación de los transformadores en aceite vegetal en función de la demanda promedio y máxima y sus costos.	74

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Análisis del primer ensayo de la rigidez dieléctrica del aceite mineral.	36
Gráfico 2. Análisis del segundo ensayo de la rigidez dieléctrica del aceite mineral. .	37
Gráfico 3. Análisis del primer ensayo de la rigidez dieléctrica del aceite vegetal.	38
Gráfico 4. Análisis del segundo ensayo de la rigidez dieléctrica del aceite vegetal. ..	39
Gráfico 5. Análisis de resultados del ensayo de rigidez dieléctrica en aceites vegetales frente a los minerales.	39
Gráfico 6. Análisis del primer ensayo de disrupción dieléctrica del aceite mineral. ..	40
Gráfico 7. Análisis del segundo ensayo de disrupción dieléctrica del aceite mineral.	41
Gráfico 8. Análisis del primer ensayo de disrupción dieléctrica del aceite vegetal.	42
Gráfico 9. Análisis del segundo ensayo de disrupción dieléctrica del aceite vegetal.	43
Gráfico 10. Análisis de resultados del ensayo de disrupción dieléctrica en aceites vegetales frente a los minerales.	44
Gráfico 11. Análisis del ensayo del factor de potencia del aceite mineral.	45
Gráfico 12. Análisis del ensayo del factor de potencia del aceite vegetal.	45
Gráfico 13. Análisis de resultados del ensayo del factor de potencia en aceites vegetales frente a los minerales.	46
Gráfico 14. Análisis del primer ensayo de resistencia entre bornes del aceite mineral en bajo voltaje.	47
Gráfico 15. Análisis del segundo ensayo de resistencia entre bornes del aceite mineral bajo voltaje.	48
Gráfico 16. Análisis del primer ensayo de resistencia entre bornes del aceite vegetal en bajo voltaje.	49
Gráfico 17. Análisis del segundo ensayo de resistencia entre bornes del aceite vegetal en bajo voltaje.	51
Gráfico 18. Análisis del primer ensayo de resistencia de aislamiento del aceite mineral.	53

Gráfico 19. Análisis del segundo ensayo de resistencia de aislamiento del aceite mineral.....	54
Gráfico 20. Análisis del primer ensayo de resistencia de aislamiento del aceite vegetal.	55
Gráfico 21. Análisis del segundo ensayo de resistencia de aislamiento del aceite vegetal.	55
Gráfico 22. Análisis del primer ensayo de cortocircuito del aceite mineral.	57
Gráfico 23. Análisis del segundo ensayo de cortocircuito del aceite mineral.....	57
Gráfico 24. Análisis del primer ensayo de cortocircuito del aceite vegetal.	58
Gráfico 25. Análisis del segundo ensayo de cortocircuito del aceite vegetal.	59
Gráfico 26. Análisis del primer ensayo sin carga del aceite mineral.	60
Gráfico 27. Análisis del segundo ensayo de sin carga del aceite mineral.....	60
Gráfico 28. Análisis del primer ensayo sin carga del aceite vegetal.....	61
Gráfico 29. Análisis del segundo ensayo sin carga del aceite vegetal.....	61
Gráfico 30. Análisis del primer ensayo de relación de transformación del aceite mineral.....	62
Gráfico 31. Análisis del segundo ensayo de relación de transformación del aceite mineral.....	63
Gráfico 32. Análisis del primer ensayo relación de transformación del aceite vegetal.	64
Gráfico 33. Análisis del segundo ensayo relación de transformación del aceite vegetal.	65
Gráfico 34. Método EPA máximo degradable empresa Cargil.....	71
Gráfico 35. Método EPA fácilmente biodegradable empresa Cargill.....	72

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1. Prueba del envejecimiento a 170 ° C relativo acelerado de papel de celulosa.	13
Figura 2. Aceite éster natural, hidrocarburo de alto peso molecular y aceite mineral después de un envejecimiento por temperatura.	13
Figura 3. Prueba del Método Lockie en laboratorio.....	14
Figura 4. Absorción de las partículas de agua del papel.	15

Figura 5. Electrodo semiesférico 1 mm distancia 2.5 mm.....	15
Figura 6. Equipo de ensayo de rigidez dieléctrica.	17
Figura 7. Diagrama esquemático del equipo.....	18
Figura 8. Electrodo plano 2.54 mm de distancia.....	19
Figura 9. Equipo de ensayo de disrupción dieléctrica.....	19
Figura 10. Celda de ensayo.	20
Figura 11. Muestra una vista en sección de la cámara de ensayo con una celda de prueba de tres electrodos en su lugar y con cables de prueba conectados.	22
Figura 12. Circuito de prueba en cortocircuito.	23
Figura 13. Equipo de ensayo en cortocircuito.....	24
Figura 14. Circuito Equivalente para la condición en vacío.	25
Figura 15. Esquema para ensayo de circuito abierto.....	26
Figura 16. Equipo de ensayo en vacío.....	26
Figura 17. Equipo de ensayo de resistencia de aislamiento.	28
Figura 18. Equipo de ensayo de resistencia óhmica.....	31
Figura 19. Equipo de pruebas de relación de transformación.	34
Figura 20. Pruebas de toxicidad empresa Cargill.....	71
Figura 21. Derrame de aceite mineral suelo subterráneo.	72
Figura 22. Derrame de aceite vegetal en suelo subterráneo.	73

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS (CIYA)

TITULO:

“ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE ACEITES VEGETALES Y MINERALES UTILIZADOS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN”.

Autor:

SUÁREZ CHAMBA JULIO ANTONIO

RESUMEN

El presente proyecto se basó en el análisis de las propiedades eléctricas del aceite mineral frente al vegetal, para identificar que aceite tiene un mejor rendimiento en función de sus características, evaluando los parámetros establecidos en las normas. Se consideró una sobrecarga del 20% en los transformadores de aceite mineral de acuerdo a la NORMA INEN 60076-14; mientras que para los transformadores con aceite vegetal se consideró una sobrecarga del 168% en horas pico, adicionalmente que tiene la capacidad de trabajar un 20% sobrecargado de forma continua de acuerdo al criterio de la NORMA INEN 60076-14. Mediante el análisis de datos históricos y pruebas de laboratorio, se determinó que el transformador con aceite vegetal en comparación con el de aceite mineral obtuvo menor pérdidas y menor degradación de aislamiento en su tiempo de operación, una vez realizado el análisis se determinó una zona referencial de transformadores que están trabajando sobrecargados, Donde se observó que el transformador con aceite vegetal puede cubrir la demanda con una capacidad menor que el de aceite mineral.

Palabras clave: Aceites, dieléctricos, minerales, vegetales, transformadores.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI
FACULTY OF SCIENCES AND APPLIED ENGINEERING

TOPIC:

“ANALYSIS OF THE ELECTRICAL PROPERTIES OF VEGETABLE AND MINERAL OILS USED IN DISTRIBUTION TRANSFORMERS”.

Author:

SUÁREZ CHAMBA JULIO ANTONIO

ABSTRACT

The present project was based on the analysis of the electrical properties of mineral oil versus vegetable oil, to identify which oil has a better performance according to its characteristics, evaluating the parameters established in the standards. An overload of 20% was considered in mineral oil transformers according to INEN STANDARD 60076-14; while for transformers with vegetable oil was considered an overload of 168% in rush hours, additionally it has the ability to work 20% continuously overloaded according to the criteria of INEN STANDARD 60076-14. Through the analysis of historical data and laboratory tests, the transformer with vegetable oil was determined in comparison with the mineral oil obtained minor losses and less degradation of isolation in its operating time, once the analysis was carried out a reference area of transformers was determined They are working overloaded, where the transformer with vegetable oil is located can lower the demand with a smaller capacity than mineral oil.

Keywords: Oils, dielectrics, minerals, vegetables, transformers.



AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen de la propuesta tecnológica al Idioma Inglés presentado por el Señor Egresado de la Carrera de **INGENIERÍA ELÉCTRICA** de la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**; **JULIO SUÁREZ** con número de cédula 171945396-9, cuyo título versa **“ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE ACEITES VEGETALES Y MINERALES UTILIZADOS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN”**, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimare conveniente.

Latacunga, 04 febrero del 2020.

Atentamente,

.....
Lic. María Fernanda Aguiza
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS
C.C. 050345849-9



1. INFORMACIÓN GENERAL

Título del proyecto:

Análisis de las propiedades eléctricas de aceites vegetales y minerales utilizados en transformadores de distribución.

Fecha de inicio:

Septiembre 2019

Fecha de finalización:

Febrero 2019

Lugar de ejecución:

San Felipe, Eloy Alfaro, Latacunga, Cotopaxi, Universidad Técnica de Cotopaxi.

Facultad que auspicia:

Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas

Carrera que auspicia:

Ingeniería Eléctrica.

Proyecto de investigación vinculado:

Estudios de campos electromagnéticos es Sistemas Eléctricos de Potencia: Caso Provincia de Cotopaxi

Equipo de Trabajo:

- Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado
- Suárez Chamba Julio Antonio

Tutor de titulación:

Nombres y apellidos: Xavier Alfonso Proaño Maldonado

Fecha de Nacimiento: 20/10/1985

Estado Civil: Soltero

Nacionalidad: ecuatoriana

Cédula de ciudadanía: 050265642-4

Dirección: Ciudadela los Molinos

Teléfono: 032663638

Email: xavier.proano@utc.edu.ec

Nivel primario: Isidro Ayora

Nivel secundario: Ramón Barba Naranjo

Nivel superior: Escuela Politécnica Nacional

Nivel superior: Universidad Técnica de Cotopaxi

Datos personales (Postulante 1):

Nombres y apellidos: Julio Antonio Suárez Chamba

Fecha de Nacimiento: 26/09/1992

Estado Civil: Soltero

Nacionalidad: ecuatoriana

Cédula de ciudadanía: 171945396-9

Dirección: S35E Carlos Bonilla y Av. Mariscal Sucre - Ciudadela Palermo - Quito

Teléfono: 0998387204 – 02-3032-313

Email: julio.suarez3969@utc.edu.ec

Nivel primario: Escuela particular “Juan Pablo II”

Nivel secundario: Colegio Técnico Industrial “Miguel de Santiago”.

Área de Conocimiento:

- Distribución.
- Máquinas Eléctricas.
- Energías Renovables.
- Sistemas Eléctricos de Potencia.

Línea de investigación: Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental.

Sub líneas de investigación de la Carrera: Explotación y diseño de Sistemas eléctricos de potencia.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto es una investigación de las propiedades eléctricas de los aceites vegetales y minerales de los transformadores de distribución, la cual mediante su análisis se estudia sus características.

Se realizará pruebas en el laboratorio y recolectará de datos históricos de aceites dieléctricos minerales y vegetales utilizados en transformadores en función del tiempo de operación.

Se determinará ventajas y desventajas de cada uno de los aceites dieléctricos, y se realizará el estudio a base de los transformadores sobrecargados en la E.E.Q, para determinar la eficiente de estos en el impacto económico.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

En la actualidad los aceites minerales son más utilizados en los transformadores de distribución por las Empresas Eléctrica, lo cual mediante estos transformadores trabajar a cierto punto de sobrecarga sin que afecte su vida útil, si sobrepasa los

niveles de sobrecarga y su temperatura aumenta considerablemente el aceite va perdiendo con el tiempo sus propiedades de aislamiento, pérdidas en el cobre, pérdidas en el hierro, bobinas quemadas y pérdida de aislamiento en los devanados, lo cual mediante en el tiempo de operación produce fallas, llegando al colapso total en los transformadores, determinando que en la actualidad existen transformadores trabajando sobrecargados a su potencia nominal y superior al 20 % de sobrecarga en función de la norma, por la cual mediante estos transformadores deberán ser reemplazados antes de su colapso por la EEQ, en la actualidad en el mercado se están implementando recientemente los aceites vegetales en los transformadores de distribución para su operación y se podrá realizar un análisis de los aceites minerales frente a los vegetales con pruebas de laboratorio y datos históricos en función del tiempo, a su vez pruebas de rutina en los transformadores con aceite vegetal y mineral, así podremos determinar las ventajas y desventajas de los aceites con relación a la eficiencia, durabilidad y protección al medio ambiente, desarrollando así el análisis y poder optar por una mejora en el factor ambiental y económico.

4. BENEFICIARIOS

Beneficiarios directos:

- Empresa Eléctrica Quito.
- Empresa Eléctricas distribuidoras.

Beneficiarios Indirectos:

- Los docentes de la de la facultad de Ingeniería Eléctrica.
- Los estudiantes de la facultad de Ingeniería Eléctrica.

5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Los transformadores de distribución son equipos estáticos encargados de reducir el medio voltaje del primario de la red al bajo voltaje secundario para el consumo del cliente a nivel residencial, comercial e industrial y así poder satisfacer correctamente al cliente, con una eficaz continuidad y calidad de energía, mediante la cual dichos

transformadores trabajan sobrecargados por periodos cortos o largos mediante su operación, por la cual si sobrepasan su sobrecarga de acuerdo al criterio de la norma sufren complicaciones a lo largo del tiempo, como deterioro de aislamientos en aceites dieléctricos, determinando que estos circulan por el núcleo de transformador que actúan como aislantes y refrigerantes, hasta un punto determinado de temperatura lo cual que si supera dicha temperatura del transformador los aceites van perdiendo sus propiedades de aislamiento, deterioro de aislamiento de los bornes, pérdidas excesivas en el cobre, pérdidas excesivas en el núcleo y bobinas quemadas, hasta el colapso total y una pérdida para los sistemas de distribución.

6. OBJETIVOS

General

- Analizar las propiedades eléctricas de aceites vegetales y minerales en transformadores de Distribución, mediante pruebas en el laboratorio y datos históricos, para determinar correctamente su funcionamiento, y poder aprovechar al máximo sus rendimientos.

Específicos

- Investigar las propiedades eléctricas de los aceites dieléctricos vegetales, minerales y pruebas de ruina de los transformadores de distribución.
- Desarrollar las pruebas eléctricas de los aceites dieléctricos vegetales y aceites minerales para determinar sus propiedades.
- Efectuar un análisis del comportamiento de los transformadores de distribución en función del tiempo de operación, a través de pruebas de rutina y datos históricos.
- Analizar las propiedades de los aceites dieléctricos minerales frente a los aceites dieléctricos vegetales, mediante una comparación de resultados obtenidos de las diferentes pruebas y datos históricos.

7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN CON LOS OBJETIVOS PLANTEADOS.

Tabla 1. Sistema de tareas en función de los objetivos planteados.

OBJETIVOS	ACTIVIDAD	RESULTADOS	TÉCNICAS O INSTRUMENTOS
Investigar las propiedades eléctricas de los aceites dieléctricos vegetales, minerales y pruebas de ruina de los transformadores de distribución.	Investigación de métodos de las propiedades eléctricas de los aceites dieléctricos minerales y aceites dieléctricos vegetales utilizados en transformadores de distribución mediante normas vigentes. Estudio de las pruebas de rutina de los transformadores, para su complemento, mediante normas vigentes.	Análisis de parámetros aceptables de las pruebas eléctricas de los aceites minerales y vegetales en los transformadores de distribución establecidos por las normas. Estudio de los parámetros aceptables de las pruebas de rutina de los transformadores establecidos por las normas.	Investigación basada en normas técnicas vigentes de los aceites minerales y vegetales, y de las pruebas de rutina en los transformadores de distribución.
Desarrollar las	Desarrollo de las	Análisis de	Investigación de

<p>pruebas eléctricas de los aceites dieléctricos vegetales y aceites minerales para determinar sus propiedades.</p>	<p>pruebas de la rigidez dieléctrica, factor de potencia y la disrupción dieléctrica en aceites dieléctricos vegetales y aceites dieléctricos minerales en los transformadores de distribución.</p>	<p>parámetros de los resultados de los datos históricos analizados y las pruebas realizadas en el laboratorio entre los aceites minerales, vegetales en función del tiempo de operación.</p>	<p>datos históricos de órdenes realizadas, y pruebas de aceites dieléctricos minerales y vegetales en el laboratorio de transformadores.</p>
<p>Efectuar un análisis del comportamiento de los transformadores de distribución en función del tiempo de operación, a través de pruebas de rutina y datos históricos.</p>	<p>Desarrollo de pruebas de rutina, ensayo en cortocircuito, ensayo en vacío, resistencia de aislamiento y resistencia de devanados en los transformadores de distribución en función del tiempo de operación.</p>	<p>Análisis de los resultados de las pruebas de rutina y datos históricos de los transformadores de distribución en función del tiempo de operación.</p>	<p>Evaluación basada bajo el criterio de las normas técnicas vigentes.</p>
<p>Analizar las</p>	<p>Análisis y</p>	<p>Determinación de la</p>	<p>Tabulación de datos</p>

<p>propiedades de los aceites dieléctricos minerales frente a los aceites dieléctricos vegetales, mediante una comparación de resultados obtenidos de las diferentes pruebas y datos históricos.</p>	<p>comparación de resultados eléctricos de los aceites vegetales frente a los aceites minerales.</p> <p>Establecer un análisis de costo beneficio en función de los transformadores de aceite mineral frente a los transformadores de aceite vegetal, a reemplazar por empresa eléctrica, en base a la investigación realizada.</p>	<p>eficiencia eléctrica, química y física entre los aceites minerales frente a los aceites vegetales.</p> <p>Elaboración de cuadro comparativo del costo beneficio de la incorporación de los nuevos transformadores de aceite mineral frente a los transformadores de aceite vegetal en distribución.</p>	<p>históricos y pruebas realizadas en función de costo beneficio, para la incorporación de los nuevos transformadores a la red.</p>
--	---	--	---

Fuente: Postulante.

8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA

Aceites Dieléctricos

De acuerdo a [1] los aceites son líquidos dieléctricos refrigerantes para el uso en Transformadores de distribución y potencia. Ellos pueden ser naturales o sintéticos, derivados de aceites de semillas o elementos inorgánicos, estos fluidos dieléctricos

son compuestos biodegradables combinados con un pequeño porcentaje de aditivos para mejoras de su funcionamiento.

8.1 Aceites minerales dieléctricos.

De acuerdo con [2], los aceites dieléctricos de origen mineral se obtienen de un derivado secundario del petróleo en cuya composición predominan los hidrocarburos nafténicos.

Las propiedades del aceite dieléctricos derivan de hidrocarburos en la siguiente proporción.

- Hidrocarburos Aromáticos 50 a 60%.
- Hidrocarburos Parafínicos 45 a 55%.
- Hidrocarburos Nafténicos 4 a 7%.

8.1.1 Ventajas

- Menor Viscosidad.

8.1.2 Desventajas

- No Biodegradable.
- Tóxico.
- Mayor riesgo de accidente en la manipulación.
- Mayor riesgo para las instalaciones.
- Inflamable temperatura de 160 ° C.
- Sin estabilidad a altas temperaturas.
- No compatible con la mayoría de materiales usados.
- Menor tolerancia de la humedad.
- Menor vida operacional en transformadores.
- Características térmicas bajas.
- Mayor riesgo de explosión e incendios.

8.2 Aceites vegetales dieléctricos.

De acuerdo con [2], el refrigerante dieléctrico resistente al fuego, basado en éster natural, específicamente formulado para uso en transformadores en distribución, donde sus exclusivas propiedades ambientales, químicas y eléctricas y seguridad contra incendios constituyen una ventaja.

Adicionalmente mantiene sus propiedades dieléctricas incluso sometidas a altos niveles de humedad.

Los aceites vegetales no sostendrán una flama si no hay una fuente de alta energía para la ignición. Por ello, las distancias de seguridad son reducidas y la necesidad de sistemas de mitigación de fuego y sistemas de diluvio son reducidos. **Los productos de la combustión de aceites vegetales son agua, dióxido de carbono y monóxido de carbono** los cuales son menos tóxicos que el **carbón, nitrógeno y óxidos sulfúricos producidos por el fuego de aceite mineral.**

8.2.1 Ventajas

- Biodegradable.
- No tóxico.
- Menor riesgo de accidente en la manipulación.
- Menor riesgo para las instalaciones.
- Difícilmente inflamable (seguridad contra incendios).
- Buena rigidez dieléctrica.
- Estabilidad a altas temperaturas.
- Compatible con la mayoría de materiales usados.
- Mejor tolerancia de la humedad.
- Mayor vida operacional en transformadores.
- Absorción de gases (se liberan menos gases ante un arco).
- Excelente características térmicas.
- Menor riesgo de explosión e incendios.

8.2.2 Desventajas

- Mayor Viscosidad.
- Tienen tendencia a la gelificación al contacto con el aire, por tanto deben utilizarse en taques herméticamente sellados para evitar este fenómeno.

Los aceites vegetales tienen un excelente récord de seguridad y fuego a través de diez años. **Los aceites vegetales tienen un punto de ignición ASTM D-6871 NORMA ISO 2719 de 275°C a 300°C y un punto de fuego ASTM D-6871, NORMA ISO 2592 de 300°C a 330°C Versus 160-180°C del aceite mineral adjuntada la NORMA.**

8.3 Comparación variable rigidez dieléctrica entre los aceites minerales frente a los aceites vegetales breakdown strength.

Tabla 2. Comparación variable de rigidez dieléctrica.

Fluid	Dielectrical Breakdown (ASTM D 877) KV	Dielectrical Breakdown (ASTM D 877) KV
Vegetal Oil	52	36
Mineral Oil	50	35

Fuente: [3].

Bajo el criterio [4], se representa la tabla 2, en los ésteres son una clase de compuestos químicos derivados de la condensación de un ácido inorgánico y otro orgánico con un alcohol.

De acuerdo a las tabla 3 y 4, se expresa la clasificación de líquidos aislantes basados en el punto de flameo y poder calorífico de acuerdo con la NORMA [5].

Clasificación de los fluidos.

Tabla 3. Clasificación de los fluidos dieléctricos para transformadores.

Clase	Punto Fuego
O	≤ 300 °C

Clase	Net Calorific Value
1	≥ 42 MJ/kg and ≥ 32

			MJ/kg
K	> 300 °C	2	≤ 42 MJ/kg and ≥ 32 MJ/kg
L	No measurable Fire point	3	< 32 MJ/kg

Fuente: [5] [6].

Propiedad de los fluidos.

Tabla 4. Clasificación y propiedades de los fluidos dieléctricos para transformadores.

Fluid type	Flash point °C	Fire point °C	Class
Mineral Oil	160 - 170	170 - 180	O
Silicone fluid	> 300	> 350	K3
Low viscosity silicone fluid	268	312	K3
Natural ester	> 300	> 350	K3
Synthetic ester	> 250	> 300	K3

Fuente: [5] [6].

Los aceites vegetales son miscibles, es decir mezclables totalmente Homogéneo con aceite mineral de transformadores. Entonces, rellenar transformadores existentes con aceite mineral con aceites vegetales es una opción. El mezclado de aceites vegetales con aceite mineral convencional de Transformador bajara el punto de ignición y el punto de fuego del aceite éster vegetal.

8.4 Funcionamiento del transformador con aceite vegetal (éster natural) frente al aceite mineral.

En la figura 1, se representa al papel de celulosa usado para el aislamiento de las bobinas en los Transformadores aislados en aceite se degrada significativamente más lentamente en presencia de aceites vegetales dieléctricos que en el aceite mineral convencional.

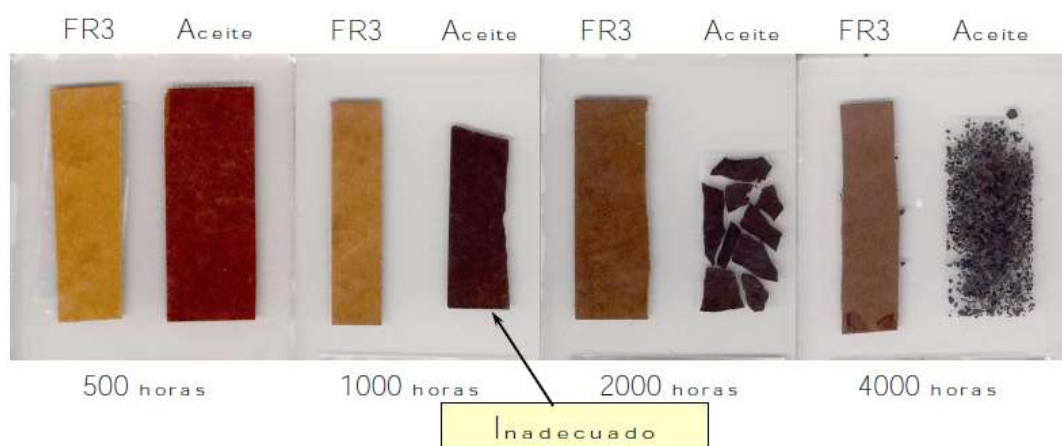


Figura 1. Prueba del envejecimiento a 170 ° C relativo acelerado de papel de celulosa.

Fuente: [7].

De acuerdo a la figura 2 se deduce que el aceite éster es muy absorbente del agua y remueve la humedad del papel de aislamiento utilizado en transformadores. La humedad es generada en los transformadores por el papel de celulosa, que se envejece a altas temperaturas. Así como el contenido de humedad en el aislamiento aumenta, la rigidez dieléctrica disminuye. Debido a que los aceites vegetales pueden absorber humedad en gran cantidad en comparación con el aceite mineral, la humedad migrara del papel al aceite éster vegetal.

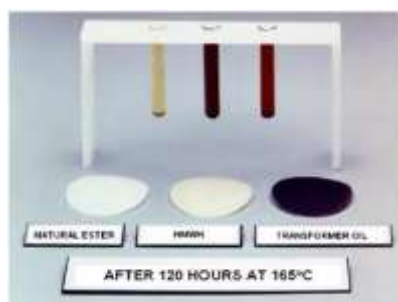


Figura 2. Aceite éster natural, hidrocarbano de alto peso molecular y aceite mineral después de un envejecimiento por temperatura.

Fuente: [7].

8.5 Pruebas de envejecimiento térmico acelerado

ANSI C57.100 “Método Lockie” VERIFICAR

Tiempo Final de Vida (183°C HS)

Guía de Cargas: 400h

ANSI C57-100:2000h

Tiempo con fluido Aceite Vegetal: 7800h

Primero Indicativo del Aumento de Vida del Papel

Se representa de acuerdo a la figura 3, el papel en éster natural tiene envejecimiento mucho más lento en relación al aceite mineral.



Figura 3. Prueba del Método Lockie en laboratorio.

Fuente: [7].

8.6 Análisis de equilibrio de humedad en aceite mineral frente aceite vegetal.

De acuerdo en la figura 4, se expresa el fluido Aceite Vegetal mantiene papel aislante seco.

Extrae mucho más agua (H₂O) del papel aislante para alcanzar misma saturación relativa del aceite mineral.

Punto de Saturación (20°C)

Aceite Vegetal = 1057ppm.

Aceite Mineral = 60ppm.

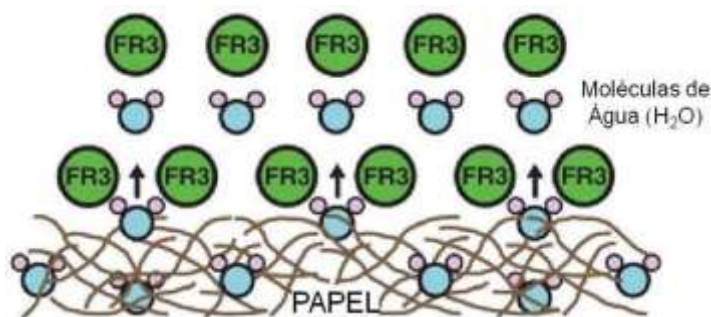


Figura 4. Absorción de las partículas de agua del papel.

Fuente: Empresa fabricante RVR.

9. HIPOTESIS

Para la realización del presente proyecto de investigación se planteó la siguiente hipótesis.

“Sustituir los aceites dieléctricos minerales por los vegetales utilizados en transformadores de distribución, se obtendrá un impacto económico”

10. METODOLOGÍA Y DISEÑO EXPERIMENTAL

10.1 Rigidez dieléctrica

Para la NORMA [8], se realiza el ensayo mediante los electrodos son semiesféricos y están separados por una distancia de 1 mm. En este caso, la copa cuenta además con un agitador que proporciona una circulación lenta del aceite, lo cual la hace más representativa de las condiciones a las que opera el aceite lo cual se determina nivel de aislamiento permisible para entrar en operación.

El regulador de tensión sirve para incrementar el voltaje de manera gradual y automática.

De acuerdo a la figura 5 se expresa, las características de los electrodos.

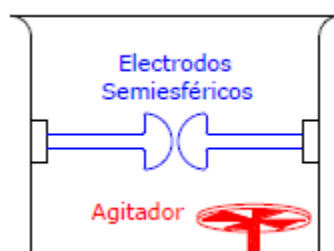


Figura 5. Electrodo semiesférico 1 mm distancia 2.5 mm.

Fuente: [3].

La Rigidez Dieléctrica el valor límite de la intensidad del eléctrico en el cual un material pierde su propiedad aislante y pasa a ser conductor, se mide en voltios por metro V/m.

La prueba de rigidez dieléctrica entrega información sobre la capacidad aislante del aceite, así como de la presencia en el mismo de impurezas tales como agua, lodos, polvo, gases, etc. La rigidez dieléctrica (voltaje al cual el aceite se vuelve conductor), disminuye por la presencia de los factores mencionados para la determinación.

Se expresa en las tablas 5, los valores permisibles de rigidez dieléctrica, para la realización de esta prueba, se puede seguir dos normas bien definidas, las cuales se diferencian esencialmente en el tipo de electrodos que se usan para el efecto. Bajo el criterio de las NORMAS [8] y [3]. Es para aceites minerales y vegetales.

Tabla 5. Valores permisibles de rigidez dieléctrica según normas.

Norma	Valor de rigidez dieléctrica permisible
ASTM D877	Aceites usados: 25 KV mínimo
	Aceites nuevos: 35 KV mínimo
ASTM D1816	Aceites usados: 20 KV mínimo
	Aceites nuevos: 30 KV mínimo

Fuente: [3] [8].

10.1.1 Equipo de ensayo de rigidez dieléctrica



Figura 6. Equipo de ensayo de rigidez dieléctrica

Fuente: Equipo de ensayo de la Empresa Eléctrica Quito.

En la figura 6 se muestra al equipo utilizado en para la determinación de la rigidez dieléctrica.

Modelo: **IBAUR**

Marca: **BAUR Oil Tester DPA**

10.2 Disrupción dieléctrica

Esta prueba se realiza bajo el criterio de la NORMAS [3] [8], determinando que al momento de realizar la prueba se aplica un voltaje de ruptura de 60 kV, determinando el voltaje de ruptura de los dieléctricos minerales y vegetales a cual están diseñados su nivel de aislamiento, para la protección de los transformadores de distribución.

Esquema:

En la figura 7 se expresa las conexiones para realizar la prueba de la disrupción dieléctrica se utiliza hacia los líquidos, el cual está integrado por un regulador de tensión, un transformador elevador, un divisor de tensión, un volómetro y una copa de prueba. El diagrama esquemático del equipo se ilustra en la figura:

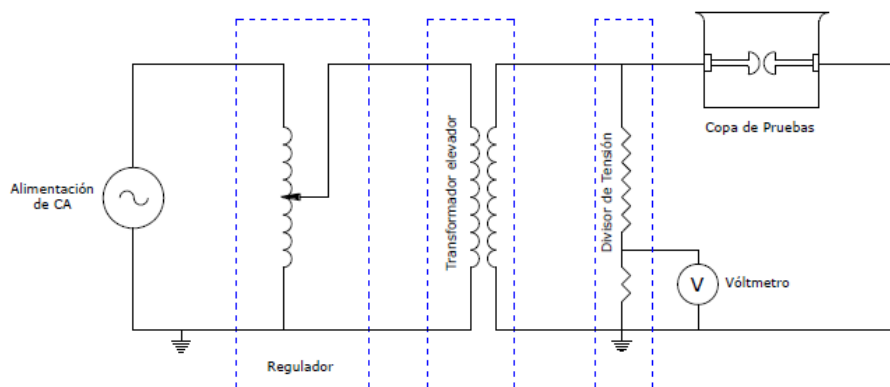


Figura 7. Diagrama esquemático del equipo.

Fuente: [3].

La ruptura dieléctrica se produce cuando el campo eléctrico sobre dos conductores supera un valor crítico, saltando una chispa en vacío, o quemando el dióptrico de aceite en el ensayo, determinando así su capacidad de aislamiento en kV.

El transformador se utiliza para obtener el voltaje de alta tensión necesario para provocar el arco eléctrico en el aceite. Su salida debe ser de 0 a 60 kV y la velocidad con la que se debe incrementar el voltaje depende de la Norma que se utilice para realizar la prueba:

Normas de referencia:

Para la Norma ASTM D-877 la velocidad de incremento de voltaje es de 3 kV por segundo.

Para la Norma ASTM D-1816 la velocidad de incremento de voltaje es de 0.5 kV por segundo.

El divisor de voltaje sirve para reducir el voltaje de alta tensión a valores manejables por un vóltmetro de baja tensión y así poder medir el voltaje al cual se produce el arco eléctrico. La copa de pruebas se usa para contener el aceite que será probado. Tiene integrados un par de electrodos a los cuales se le aplica el voltaje de alta tensión. El arco eléctrico se produce precisamente en el espacio que queda entre los electrodos.

De acuerdo a la figura 8 se expresa, las características de la copa de pruebas dependen también de la Norma que se utilice:

- Para la Norma ASTM D-877 los electrodos son planos y están separados por una distancia de 2.54 mm.

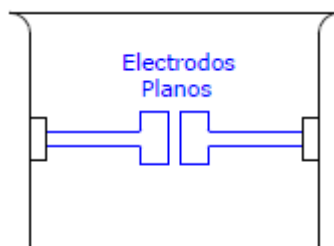


Figura 8. Electrodos planos 2.54 mm de distancia.

Fuente: [10].

10.2.1 Equipo de ensayo de disrupción dieléctrica



Figura 9. Equipo de ensayo de disrupción dieléctrica.

Fuente: Equipo de ensayo de la Empresa Eléctrica Quito.

En la figura 9 se muestra al equipo utilizado en para la determinación de la disrupción dieléctrica.

Modelo: **IBAUR**

Marca: **BAUR Oil Tester DPA**

10.3 Factor de potencia del líquido a 25 ° C y a 100 ° C

Bajo el criterio de la NORMA [9] el ensayo se realiza cuando al líquido se somete a campos de corriente alterna C.A, se producen pérdidas dieléctricas que causan dos efectos. La corriente resultante se desfasa ligeramente debido al campo de C.A, aplicado y la energía de las pérdidas se disipa en forma de calor. El factor de potencia del líquido y el factor de disipación son medidas directas de las pérdidas.

El factor de potencia del líquido se calcula con el seno del ángulo de pérdidas, el valor de desviación de la corriente debido a las pérdidas dieléctricas. Mientras que el factor de disipación es la tangente del mismo ángulo de pérdidas.

Celda de Prueba

De acuerdo a la figura 10 expresa, los requisitos generales para el diseño de las celdas las cuales se muestran a continuación:



Figura 10. Celda de ensayo.

Fuente: [8].

Celda termorreguladora automática:

Bajo el criterio de la NORMA [1], se determina que cuando los ensayos se realicen por encima de la temperatura ambiente pero por debajo del punto de inflamación, se puede utilizar una celda termo-reguladora automática siempre que proporcione un calentamiento uniforme de la celda de prueba. La célula termorreguladora automática debe ser capaz de proporcionar una velocidad rápida y controlada de aumento de la temperatura, y ser capaz de mantener constante la temperatura del líquido dentro de los 61°C.

Temperatura de la prueba

Las mediciones se realizan a diferentes temperaturas. Para las pruebas de aceptación, generalmente se hace a una temperatura de 100°C, mientras que para pruebas de rutina se hace generalmente a temperatura ambiente, 85 o 100 ° C. En algunas investigaciones, los ensayos pueden realizarse a temperaturas considerablemente más altas, mientras que en otros casos.

Tensión de Prueba

La tensión media a la que se somete la probeta no deberá ser inferior a 200 V / mm (rms). Los ensayos con tensiones más altas son deseables pero no deben alcanzar tales valores que las descargas eléctricas a través de las superficies aislantes de la celda ocurren o que se puede esperar una ionización interna del espécimen. Los rangos de tensión en el uso normal para pruebas de árbitro son de 200 a 1200 V / mm (5 a 30 V / mil) (rms).

Preparación de la muestra y la célula de prueba de llenado

- Utilice sólo una celda de tres terminales para estas pruebas.
- Cuando los líquidos aislantes se calientan a temperaturas elevadas, algunas de sus características experimentan un cambio con el tiempo y el cambio, aunque sea de la naturaleza más mínima, puede reflejarse en la medición de pérdidas. Por lo tanto, es deseable que el tiempo transcurrido necesario para que la muestra de ensayo alcance el equilibrio de temperatura con la célula de ensayo se mantenga al mínimo.
- Para un procedimiento óptimo, no exceda de 20 min durante este tiempo.
- Con el fin de obtener datos de muestra representativas, incline o invierta suavemente el recipiente de la muestra y haga girar el líquido varias veces. Inmediatamente después de mezclar la muestra, verter una cantidad de líquido suficiente para cuatro rellenos de la celda de ensayo en un vaso de precipitados seco químicamente limpio y calentar sobre una placa caliente a

una temperatura de 2°C por debajo de la temperatura de ensayo deseada. Durante el período de calentamiento, agitar el líquido con frecuencia.

10.3.1 Equipo de ensayo del factor de potencia

Horno de tiro forzado:

Se expresa en la figura 11, que cuando los ensayos se realicen por encima de la temperatura ambiente, se utilizará como cámara de ensayo un horno de tiro forzado adecuado, controlado térmicamente. Para ensayos a temperatura ambiente, el horno no calentado puede usarse convenientemente como cámara de ensayo. Proporcione a la cámara de prueba una abertura en la pared a través de la cual pasen dos longitudes de cable blindado TFE-fluorocarbono (o similar) para realizar la conexión eléctrica del equipo de medición y el transformador de alto voltaje, respectivamente, a la celda de prueba.

Utilice una placa o disco cerámico perforado para aislar la celda de prueba del suelo metálico del horno si el suelo no está aislado del horno. Proporcione un enclavamiento de seguridad en la puerta del horno para que el circuito eléctrico que suministra el voltaje a la celda de prueba se rompa cuando se abre la puerta del horno.

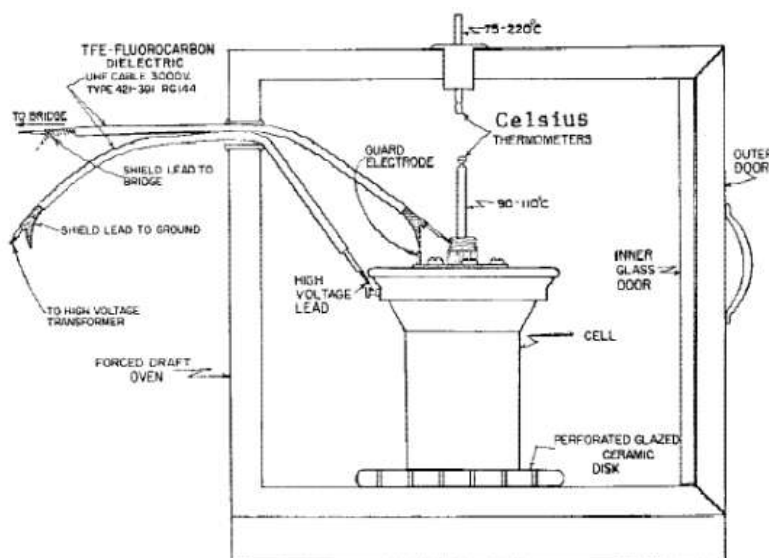


Figura 11. Muestra una vista en sección de la cámara de ensayo con una celda de prueba de tres electrodos en su lugar y con cables de prueba conectados.

Fuente: [8].

10.4 Ensayo de cortocircuito

En las pruebas de cortocircuito según la NORMA [10] y en función de la figura 12 el ensayo se realiza cuando a un devanado del transformador en el del lado de baja tensión se cortocircuita, en el otro extremo se aplica una tensión inferior a la nominal, tal que haga pasar por el devanado en cortocircuito la corriente nominal del devanado conectado a la fuente de alimentación. Dicha tensión recibe el nombre de tensión de cortocircuito, siendo un valor característico del transformador de tensión proporcionado.

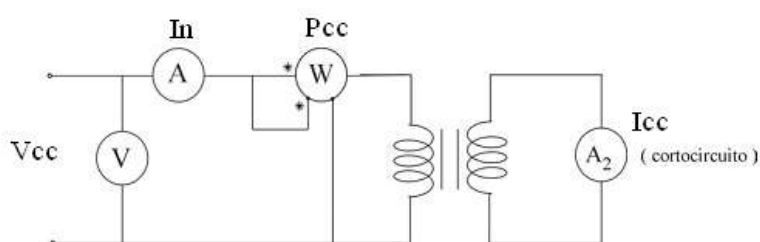


Figura 12. Circuito de prueba en cortocircuito.

Fuente: [12].

Mediante la tabla 6, se determina la pérdida de potencia en cortocircuito para transformadores trifásicos de 75 a 2000Kva.

Tabla 6. Pérdida de potencia en corto circuito para transformadores trifásicos de 75 a 2000 kVA

POTENCIA NOMINAL (kVA)	P_c (W)	POTENCIA NOMINAL (kVA)	P_c (W)
75	1366	630	7685
112,5	1898	750	8853
150	2397	800	9 330
225	3331	1 000	12046
300	4208	1 250	14320
400	5315	1 600	17420
500	6 370	2 000	20844

Fuente: [12].

En los ensayos a los transformadores por lo general se realiza para determinar las pérdidas bajo el criterio de la tabla 8, que se encuentran en el cobre de transformador, y así poder determinar de acuerdo a la NORMA [10], si el transformador está apto para entrar a su operación en las redes.

10.4.1 Equipo de ensayo de cortocircuito



Figura 13. Equipo de ensayo en cortocircuito.

Fuente: Equipo de la Empresa Eléctrica Quito.

En la figura 13 se muestra al equipo utilizado en para la determinación del ensayo de cortocircuito.

Modelo: **TTS**

Marca: **SOLFAS**

10.5 Ensayo en vacío

De acuerdo a la NORMA [10], se aplicará una tensión nominal por el lado de bajo voltaje del transformador, con el otro enrollado abierto, se le aplica al lado un voltaje y frecuencia nominal, registrándose las lecturas de la potencia de entrada en vacío P_0 y la corriente en vacío I_1 .

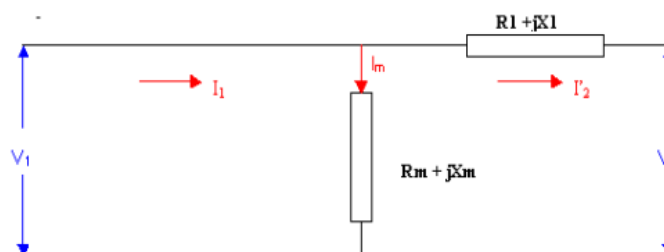


Figura 14. Circuito Equivalente para la condición en vacío.

Fuente: [13].

En los ensayos a los transformadores por lo general se realiza para determinar las pérdidas que se encuentran en el hierro de transformador, y así poder determinar de acuerdo a la **NORMA** [10] si el transformador está apto para entrar a su operación en las redes.

Las pérdidas en vacío fundamentalmente se componen de las perdidas por histéresis que dependen del valor máximo de la inducción, y de las perdidas por corrientes de Foucault.

Nuestros parámetros nos quedan:

$$R_m = \frac{V_1^2}{P_0}$$

$$X_m = \frac{V_1}{I_m}$$

Es válido mencionar que I_m se calcula con la ecuación 3:

$$I_m = \sqrt{I_1^2 - \frac{V_1}{R_m}}$$

Para la prueba de vacío:

Se construye en la figura 15, el siguiente circuito, el cual se analizara en el laboratorio:

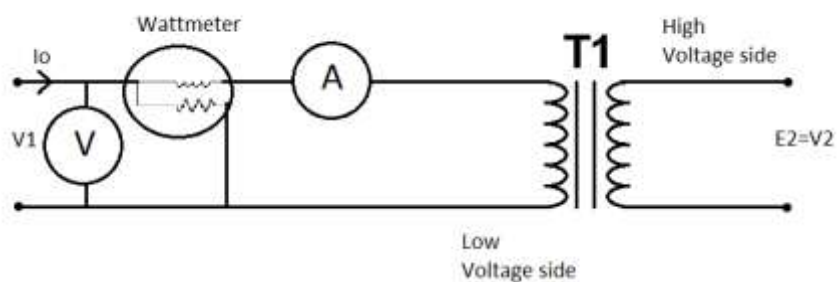


Figura 15. Esquema para ensayo de circuito abierto.

Fuente: [12].

10.5.1 Equipo de ensayo en vacío



Figura 16. Equipo de ensayo en vacío.

Fuente: Equipo de la Empresa Eléctrica Quito

En la figura 16 se muestra al equipo utilizado en para la determinación del ensayo en vacío.

Modelo: **TTS**

Marca: **SOLFAS**

10.6 Resistencia de aislamiento ($G\Omega$ o $M\Omega$)

Bajo el criterio de la NORMA [11], se realiza una prueba de aislamiento, o también llamado megger o megóhmetro, es la medida de aislamiento de transformadores y se expresa en Megaohms o Gigaohms.

Se trata de un óhmetro especial que genera altas tensiones, entre 125 V y 100 kV, pero estables y muy controladas, a través del material aislante y mide la intensidad de la corriente que fluye de forma que mediante la ley de ohm se obtiene la resistencia.

La corriente se cataloga como corriente de fuga y las unidades de medida son MΩ. Este valor resistivo obtenido nos da una idea del estado del aislamiento medido. Una vez visto que es un medidor de aislamiento pasamos a su funcionamiento.

- En el lado de alta H, y baja X se inyectan 5000V por 1 min.
- En el lado de alta H, y tanque T se inyectan 5000V por 1 min.
- En el lado de baja X, y tanque T se inyectan 1000V por 1 min.

Criterios de aceptación

Existen tres criterios para determinar si el aislamiento se encuentra en buenas condiciones:

Por el valor de la resistencia de aislamiento obtenida a los 10 minutos.

Para aplicar este criterio, se debe comparar el valor de resistencia de aislamiento medido a los 10 minutos con los valores mínimos recomendados en la tabla 7:

Tabla 7. Valores de resistencia de aislamiento según el nivel de voltaje.

Voltaje entre fases del Transformador	Valor mínimo recomendado MW	Voltaje entre fases del Transformador	Valor mínimo recomendado MW
1.2 kV	32	46.0 kV	1240
2.5 kV	68	69.0 kV	1660
5.0 kV	135	115.0 kV	3100
8.6 kV	230	138.0 kV	3720
15.0 kV	410	161.0 kV	4350

25.0 kV	670	196.0 kV	5300
34.5 Kv	950	230.0 kV	6200

Fuente: NORMA IEEE 43-2000

10.6.1 Equipo de ensayo de resistencia de aislamiento



Figura 17. Equipo de ensayo de resistencia de aislamiento.

Fuente: Equipo de la Empresa Eléctrica Quito

En la figura 17 se muestra al equipo utilizado en para la determinación la resistencia de aislamiento.

Modelo: **MODEL 6550**

Marca: **MEGOHMMETER**

10.7 Resistencia entre bornes

Bajo el criterio de la NORMA [15], la prueba se realiza en transformadores trifásicos con una conexión sobre los devanados (fase y neutro), determinando las mediciones, en las conexiones en delta habrá dos devanados (es serie) que están en paralelo con el devanado bajo prueba. Por esta razón se deben realizar tres mediciones en el devanado en delta para obtener resultados más reales.

La medición de la resistencia óhmica de los devanados tiene fundamental importancia para tres propósitos:

Para establecer los definiciones bajo el criterios de las NORMA [15].

- Para el cálculo de las pérdidas I² R de los devanados;
- Para el cálculo de la temperatura promedio de los devanados al final de la prueba de elevación de temperatura;
- Como un antecedente para determinar una posible falla.

Tabla 8. Tolerancias de las pérdidas.

CARACTERÍSTICAS	TOLERANCIA
PÉRDIDAS	+ 10% de las pérdidas declaradas + 15% de las pérdidas declaradas.
Pérdidas Totales	
Pérdidas con Cargas	Teniendo en cuenta que no se haya sobrepasado la tolerancia para las pérdidas totales.
Pérdidas sin carga (en vacío)	+ 15% de las pérdidas declaradas. Teniendo en cuenta que no se haya sobrepasado la tolerancia para las pérdidas totales

Fuente: [15].

Desarrollo de la prueba

Conexión

De acuerdo a la tabla 9, se representa las conexiones para la medición.

Tabla 9. Tabla de conexiones para medición.

PRUEBA	CONEXIÓN	DE	MIDE
	PRUEBA		

1	H1	H3	1,2+3
2	H2	H1	2,3+1
3	H3	H2	3,1+2
4	X1	X0	4
5	X2	X0	5
6	X3	X0	6

Fuente: [15].

Cálculo de las pérdidas por efecto Joule en el lado de alta tensión.

Para la conexión delta se tiene que

$$I_L = \sqrt{3} I_F$$

$$\text{Efecto Joule} = \frac{1}{2} R_{med} I_L^2$$

Como se realizan tres mediciones, una por cada bobina, se tendrá que multiplicar por tres

$$\text{Efecto Joule} = \frac{3}{2} R_{med} I_L^2$$

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} (V)} = Ap$$

$$\text{Efecto Joule} = \frac{3}{2} * \Omega p * A^2 = \text{Watts}$$

Para la conexión estrella se tiene que

$$I_L = I_F$$

$$\text{Efecto Joule}_{POR\ FASE} = \frac{1}{2} R_{med} I_L^2$$

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} (V)} = As$$

Debido a la falla que presenta la fase “C”, para obtener las pérdidas totales del lado de baja tensión, se debe conocer las pérdidas en cada una de las fases:

Para la fase “A”

$$\text{Efecto Joule} = \Omega_s * A_s^2 = W_a$$

Para la fase “B”

$$\text{Efecto Joule} = \Omega_s * A_s^2 = W_b$$

Para la fase “C”

$$\text{Efecto Joule} = \Omega_s * A_s^2 = W_c$$

Pérdidas totales en el lado de baja tensión (Conexión Estrella), se obtiene

$$\text{Efecto Joule} = W_a + W_b + W_c = W_t$$

10.7.1 Equipo de ensayo de resistencia óhmica



Figura 18. Equipo de ensayo de resistencia óhmica.

Fuente: Equipo de la Empresa Eléctrica Quito.

En la figura 18 se muestra al equipo utilizado en para la determinación de la resistencia óhmica.

Modelo: **MILLIOHMMETER**

Marca: **MICO-9**

10.8 Relación de transformación

Bajo el criterio de la **NORMA** [14], la condición del transformador depende mucho del rendimiento del bobinado para proporcionar la esperada relación de tensión, que está directamente relacionada con la relación de espiras (la relación de vueltas de cable en el devanado primario con el número de vueltas de cable en el devanado secundario); por lo tanto, la prueba de relación de transformación es una prueba esencial del mismo, y uno de los métodos más eficaces para la evaluación de su estado; los cambios en la relación de espiras, y las desviaciones correspondientes respecto a la relación de la placa de características, más allá de la tolerancia de error máxima, puede ser una indicación de daños o deterioro del bobinado; la prueba de relación de transformación ayuda a identificar problemas tales como espiras abiertas, espiras cortocircuitadas, conexiones incorrectas, problemas internos del núcleo magnético o del cambiador de tomas, etc.

Se expresa en la tabla 10, las conexiones en transformadores trifásicos:

Tabla 10. Conexiones de los transformadores trifásicos.

Conexiones en transformadores trifásicos	delta-delta
	estrella-estrella
	delta-estrella
	estrella-delta

Fuente: Empresa Eléctrica Quito.

Se expresa en la tabla 11, las fórmulas de relación para transformadores trifásicos.

Tabla 11. Fórmulas de relación para transformadores trifásicos.

Conexión	Relación entre espira	Voltaje secundario
Primario/Secundario		

Delta/Estrella	$a = \frac{\sqrt{3}V1}{V2}$	$V2 = \frac{\sqrt{3}V1}{a}$
Estrella/Delta	$a = \frac{V1}{\sqrt{3}V2}$	$V2 = \frac{V1}{\sqrt{3}a}$

Fuente: Empresa Eléctrica Quito.

Conexiones para medición

La medición de relación de transformación debe realizarse en todos los taps y en todas las combinaciones de conexiones posibles. Esto se realiza con la finalidad de verificar el estado de las derivaciones de los devanados. Al terminar las mediciones deberá verificarse la relación de transformación en la posición del tap en que el transformador entrará en operación.

Terminales de excitación:

$$X_1 \text{ negra} = GN$$

$$X_2 \text{ roja} = GR$$

Terminales secundarias:

$$H_1 \text{ negra} = CN$$

$$H_2 \text{ roja} = CR$$

Se representa en la tabla 12, las conexiones para la medición:

Tabla 12. Tabla de Conexiones para medición.

PRUEBA	CONEXIONES				MIDE
	CN ¹	CR ²	GN ³	GR ⁴	
1	H ₁	H ₀	X ₁	X ₃	H – X φ1
2	H ₂	H ₀	X ₂	X ₂	H – X φ2
3	H ₃	H ₀	X ₃	X ₁	H – X φ3

Fuente: Empresa Eléctrica Quito.

1 CN: Terminal de medición X1 negra.

2 CR: Terminal de medición X2 roja.

3 GN: Terminal de medición H1 negra.

4 GR: Terminal de medición H2 roja.

Cada cable está claramente identificado. El cable del bobinado primario (H) consta de un conector de 5 contactos y el cable del bobinado secundario (X) consta de un conector de 3 contactos. Por lo tanto, no se pueden invertir por error.

Medir relación de voltaje que es la relación de espiras o relación inversa de corriente, en esta prueba también verificamos el voltaje de salida y entrada.

$$a = \frac{N1}{N2} = \frac{V1}{V2} = \frac{I2}{I1}$$

Donde

N1 es variable

V1 es variable

V2 es constante

N2 es constante

10.8.1 Equipo de ensayo de relación de transformación



Figura 19. Equipo de pruebas de relación de transformación.

Fuente: Equipo de la Empresa Eléctrica Quito

En la figura 19 se muestra al equipo utilizado en para la determinación de la relaci

Modelo: **ATRT**

Marca: **Vanguard Instrument**

Serie: **22031.**

11. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

11.1 Análisis de los ensayos de rigidez dieléctrica del aceite mineral frente al aceite vegetal.

En base al criterio de las normas, podemos determinar las pruebas de rutina y los valores permisibles en que puede entrar a operar el transformador a la red de distribución en condiciones óptimas.

Bajo el criterio de la Norma ASTM D 877, determinamos que el aceite dieléctrico a operar mínimo nos tiene que dar una prueba de 35 KV.

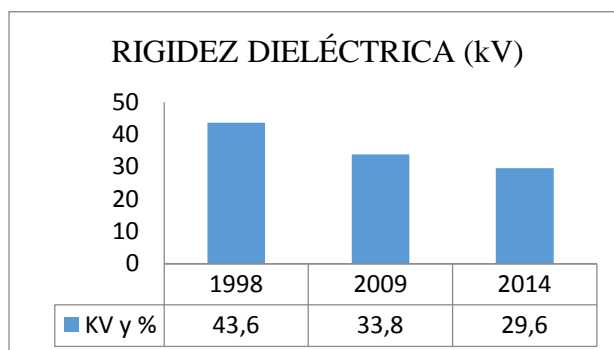
11.1.1 Análisis del ensayo de rigidez dieléctrica en aceite mineral

11.1.1.1 Primer ensayo de la rigidez dieléctrica en aceite dieléctrico mineral

Tabla 13. Primer detalle de datos históricos en función del tiempo de rigidez dieléctrica de aceite mineral.

OIL MINERAL		
43.60 kV	NUEVO D 877	1998
33.80 kV	USADO CONDICIONES NORMALES D 877	2009
29.60 kV	USADO CONDICIONES NORMALES D 877	2014

Fuente: Empresa Eléctrica Quito.

Gráfico 1. Análisis del primer ensayo de la rigidez dieléctrica del aceite mineral.

Fuente: Postulante.

Se determina en el gráfico 1 que en el transcurso de sus 11 años aproximadamente de operación ha perdido sus propiedades dieléctricas en un 9.8 kV siendo aproximadamente de 0.86 kV por año, trabajando en condiciones bajo su potencia nominal, aceptable según la norma ASTM D-877.

Analizamos que en el segundo ensayo del transformador en el periodo de 5 años aproximadamente trabajando en condiciones nominales se ha degradado su propiedad dieléctrica aproximadamente de 4,2 kV, siendo aproximadamente de 0.84 kV por año con un promedio entre las pruebas analizadas un 0.85 kV por año, trabajando en condiciones bajo su potencia nominal, cuestionable según la norma ASTM D-877.

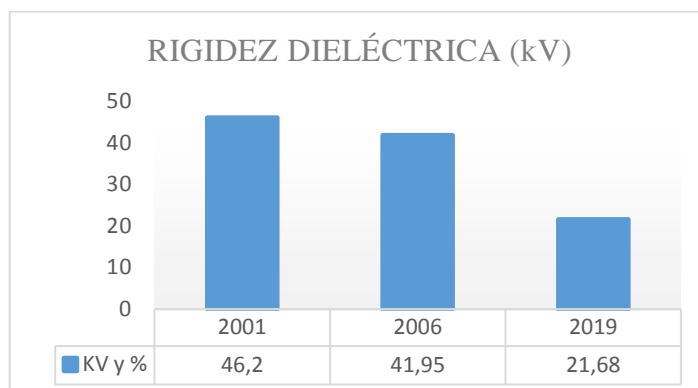
11.1.1.2 Segundo ensayo de la rigidez dieléctrica en aceite dieléctrico mineral

Tabla 14. Segundo detalle de datos históricos en función del tiempo de rigidez dieléctrica de aceite mineral.

OIL MINERAL		
46.20 kV	NUEVO D 877	2001
41.95 kV	USADO CONDICIONES NORMALES D 877	2006
21.68 kV	SOBRECARGADO D877	2019

Fuente: Empresa Eléctrica Quito.

Gráfico 2. Análisis del segundo ensayo de la rigidez dieléctrica del aceite mineral.



Fuente: Postulante.

Se determina en el gráfico 2 que el periodo aproximado del aceite mineral trabajando sobrecargado, se degrada aproximadamente 1.6 kV por año, si en base a la norma ASTM D-877 el aceite nuevo mínimo es de 35 kV, el transformador trabajando en esas condiciones durante 15 años el aceite mineral perderá considerablemente sus propiedades dieléctricas, y a su vez un colapso del transformador y no cumplirá su nivel de vida útil la NORMA [18] de **20.55 AÑOS**.

11.1.2 Análisis del ensayo de rigidez dieléctrica en aceite vegetal

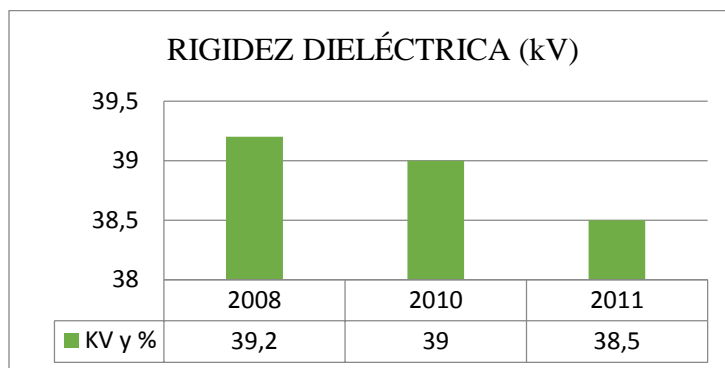
11.1.1.2 Primer ensayo de rigidez dieléctrica en aceite dieléctrico vegetal

Tabla 15. Primer detalle de datos históricos en función del tiempo de rigidez dieléctrica de aceite vegetal.

OIL VEGETAL		
39.20 kV	NUEVO D 877	2008
39.00 kV	USADO CONDICIONES NORMALES D 877	2010
38,50 kV	USADO CONDICIONES NORMALES D 877	2011

Fuente: Empresa Eléctrica Quito.

Gráfico 3. Análisis del primer ensayo de la rigidez dieléctrica del aceite vegetal.



Fuente: Postulante.

Se determina en el gráfico 3 que el aceite dieléctrico vegetal ha tenido una degradación del 2% de sus propiedades de aislamiento, mediante una operación de 6 años del transformador.

11.1.1.2 Segundo de rigidez dieléctrica en aceite dieléctrico vegetal

Análisis del deterioro del aceite vegetal en función del tiempo:

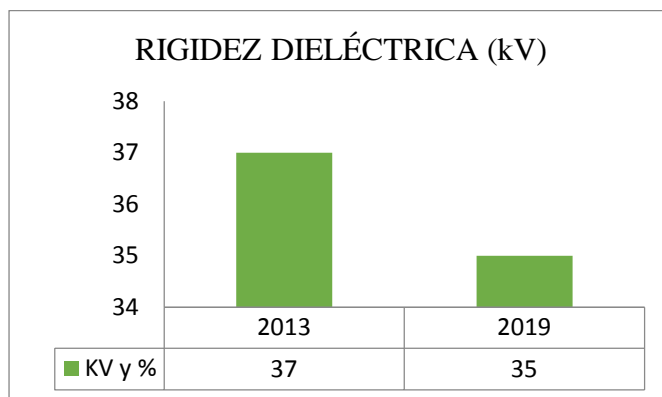
En referencia la tabla 9.2.5 de anexos se detallan los datos del ensayo de rigidez dieléctrica en datos históricos y ensayo realizado en función del tiempo.

Tabla 16. Segundo detalle de datos históricos en función del tiempo de rigidez dieléctrica de aceite vegetal.

OIL MINERAL		
37.00 kV	NUEVO D 877	2013
35.00 kV	USADO CONDICIONES NORMALES D 877	2019

Fuente: Empresa Eléctrica Quito.

Gráfico 4. Análisis del segundo ensayo de la rigidez dieléctrica del aceite vegetal.



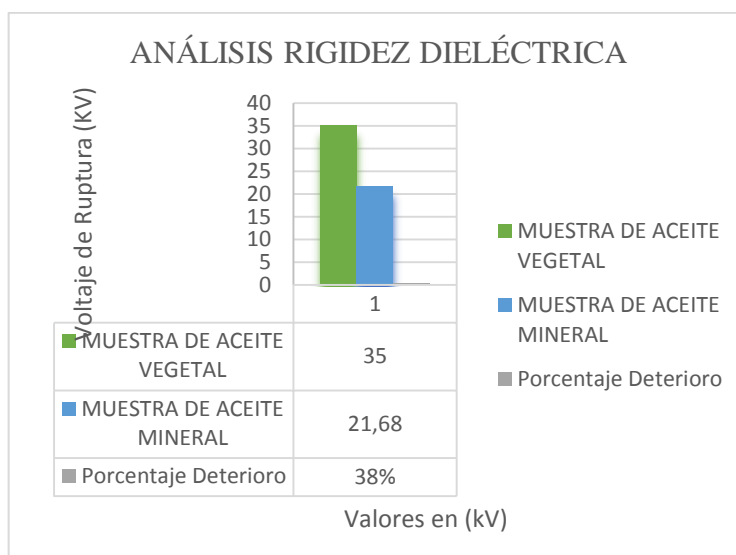
Fuente: Postulante.

Se determina en el gráfico 4 que el aceite dieléctrico vegetal ha tenido una degradación del 1% de sus propiedades de aislamiento, mediante una operación de 6 años del transformador.

11.1.3 Evaluación de resultados de los ensayos de rigidez dieléctrica del aceite mineral frente al aceite vegetal.

En referencias de las tablas 13, 14, 15 y 16, realizamos el análisis de los aceites dieléctricos minerales frente a los aceites dieléctricos vegetales en función al tiempo de operación.

Gráfico 5. Análisis de resultados del ensayo de rigidez dieléctrica en aceites vegetales frente a los minerales.



Fuente: Postulante.

Se determina en el gráfico 5 que en la prueba de la rigidez dieléctrica en las últimas prueba realizadas como se ha deteriorado sus propiedades eléctricas en función del tiempo de operación con un porcentaje de deterioro del **38 %** en el aceite dieléctrico mineral frente al vegetal.

11.2 Análisis de los ensayos de disrupción dieléctrica del aceite mineral frente al aceite vegetal.

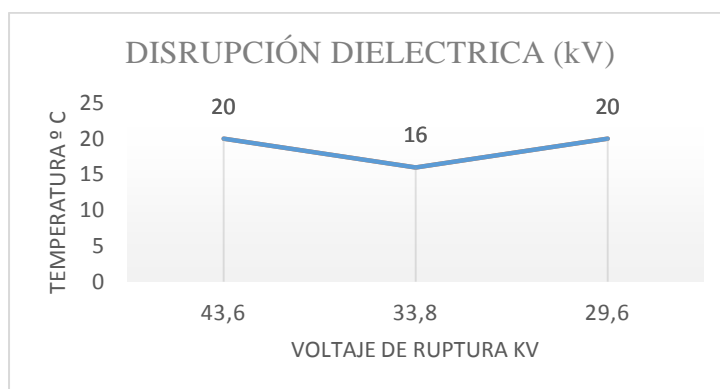
Disrupción dieléctrica se aplica al máximo voltaje que el aceite al que fue diseñado para poder aislar puede proteger al transformador bajo el criterio de la NORMA [3] [15].

11.2.1 Análisis del ensayo de disrupción dieléctrica en aceite mineral

11.2.1.1 Primer ensayo de disrupción dieléctrica en aceite mineral

En referencia a la tabla en anexos 9.1.1 detallamos las curvas de la disrupción dieléctrica en función dl voltaje.

Gráfico 6. Análisis del primer ensayo de disrupción dieléctrica del aceite mineral.



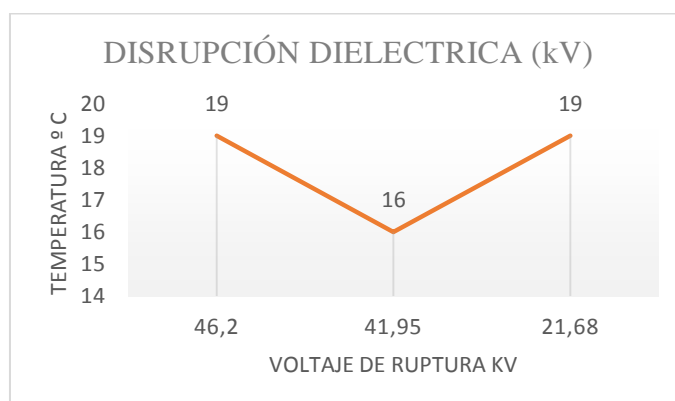
Fuente: Postulante.

De acuerdo al análisis del gráfico 6 determinamos que el primer ensayo realizado en una temperatura de 20°C su primer voltaje de ruptura fue a los 43,6 kV, en el transcurso del tiempo de operación se le realizó el segundo ensayo y con la temperatura de 16 °C y fue su voltaje de ruptura fue a los 33,8 kV, y durante el transcurso del tiempo de operación se le realizó otro ensayo, determinando que la temperatura 20°C su voltaje de ruptura fue a los 29,6 kV, determinando que el aceite dieléctrico mineral perdió sus propiedades dieléctricas en un 32% mediante los ensayos de disrupción dieléctrica.

11.2.1.2 Segundo ensayo de disrupción dieléctrica en aceite mineral

En referencia a la Tabla 9.1.4 detallamos las curvas de la disrupción dieléctrica en función del voltaje.

Gráfico 7. Análisis del segundo ensayo de disrupción dieléctrica del aceite mineral.



Fuente: Postulante.

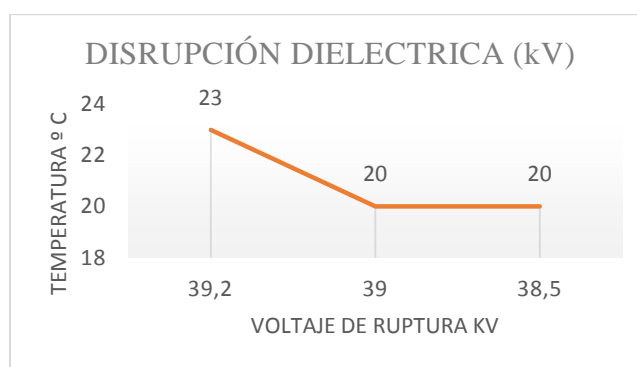
De acuerdo al análisis del gráfico 7 determinamos que el primer ensayo realizado en una temperatura de 19°C su primer voltaje de ruptura fue a los 46, 2 kV, en el transcurso del tiempo de operación se le realizó el segundo ensayo y con la temperatura de 16 °C y fue su voltaje de ruptura fue a los 41.95 kV, y durante el transcurso del tiempo de operación se le realizó otro ensayo, determinando que la temperatura 20°C su voltaje de ruptura fue a los 21,.68 kV, determinando que el aceite dieléctrico mineral perdió sus propiedades dieléctricas en un 53% mediante los ensayos de disrupción dieléctrica, deduciendo que el transformador trabajó sobrecargado al 133% de su potencia nominal.

11.2.2 Análisis del ensayo de de disrupción dieléctrica en aceite vegetal

11.2.1.2 Primer ensayo de disrupción dieléctrica en aceite vegetal

En referencia a la Tabla 9.2.1 detallamos las curvas de la disrupción dieléctrica en función del voltaje.

Gráfico 8. Análisis del primer ensayo de disrupción dieléctrica del aceite vegetal.



Fuente: Postulante.

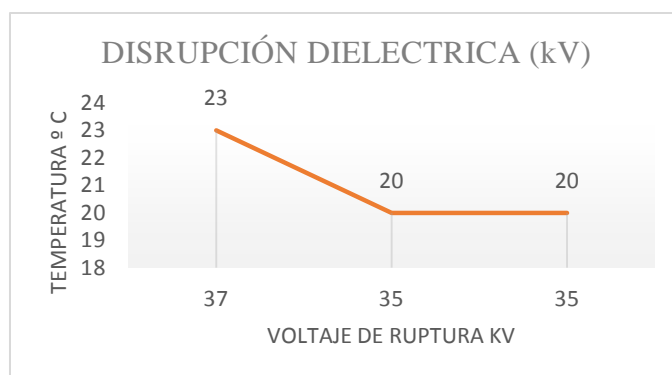
De acuerdo al análisis del gráfico 8 se determina que, el primer ensayo realizado en una temperatura de 23°C su primer voltaje de ruptura fue a los 39, 2 kV, en el transcurso del tiempo de operación se le realizó el segundo ensayo y con la temperatura de 20 °C y fue su voltaje de ruptura fue a los 39 kV, y durante el transcurso del tiempo de operación se le realizó otro ensayo, determinando que la temperatura 20°C su voltaje de ruptura fue a los 38,5 kV, determinando que el aceite

dieléctrico mineral perdió sus propiedades dieléctricas en un 2% mediante los ensayos de disrupción dieléctrica.

11.2.1.2 Segundo ensayo de disrupción dieléctrica en aceite vegetal

En referencia a la Tabla 9.2.4 detallamos las curvas de la disrupción dieléctrica en función del voltaje.

Gráfico 9. Análisis del segundo ensayo de disrupción dieléctrica del aceite vegetal.



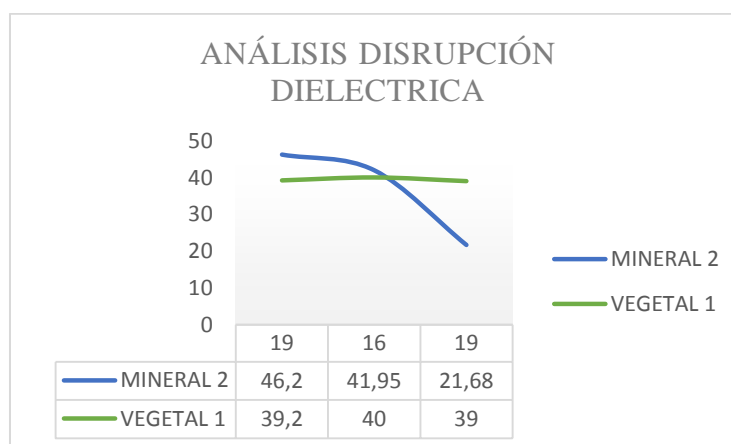
Fuente: Postulante.

De acuerdo al análisis del gráfico 9 determinamos que, el primer ensayo realizado en una temperatura de 23°C su primer voltaje de ruptura fue a los 37 kV, en el transcurso del tiempo de operación se le realizó el segundo ensayo y con la temperatura de 20 °C y fue su voltaje de ruptura fue a los 35 kV, y durante el transcurso del tiempo de operación se le realizó otro ensayo, determinando que la temperatura 20°C su voltaje de ruptura fue a los 35 kV, determinando que el aceite dieléctrico mineral perdió sus propiedades dieléctricas en un 5% mediante los ensayos de disrupción dieléctrica.

11.2.3 Evaluación de resultados de los ensayos de disrupción dieléctrica del aceite mineral frente al aceite vegetal.

En referencias de las Tablas 9.1.1, 9.1.4, 9.2.1 y 9.2.4 realizamos el análisis de los aceites dieléctricos minerales, frente a los aceites dieléctricos vegetales en función al tiempo de operación.

Gráfico 10. Análisis de resultados del ensayo de disrupción dieléctrica en aceites vegetales frente a los minerales.



Fuente: Postulante.

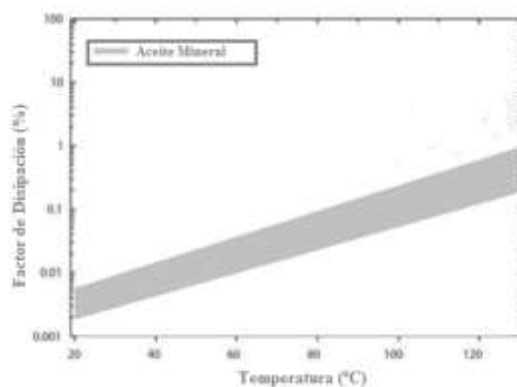
Se determina en el gráfico 10 que, en la prueba de la Disrupción Dieléctrica, como se identifica en las curvas que las pérdidas de las propiedades eléctricas en el aceite dieléctrico mineral se deterioró el **44 %** frente aceite dieléctrico vegetal en función del tiempo de operación.

11.3 Análisis de los ensayos del factor de potencia del aceite mineral frente al aceite vegetal.

El siguiente ensayo permite identificar cambios en sus propiedades dieléctricas debidos a los efectos de contaminación o envejecimiento bajo el criterio de la NORMA [9].

11.3.1 Análisis del ensayo del factor de potencia en aceite mineral

Gráfico 11. Análisis del ensayo del factor de potencia del aceite mineral.

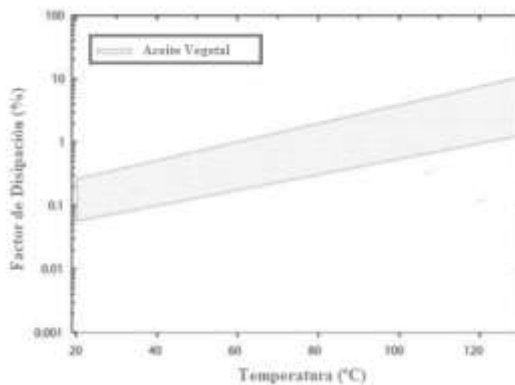


Fuente: [20].

El ensayo del gráfico 11 representa el ensayo del factor de potencia se la realizó al aceite dieléctrico mineral en la empresa Cargill.

11.3.2 Análisis del ensayo del factor de potencia en aceite vegetal

Gráfico 12. Análisis del ensayo del factor de potencia del aceite vegetal.

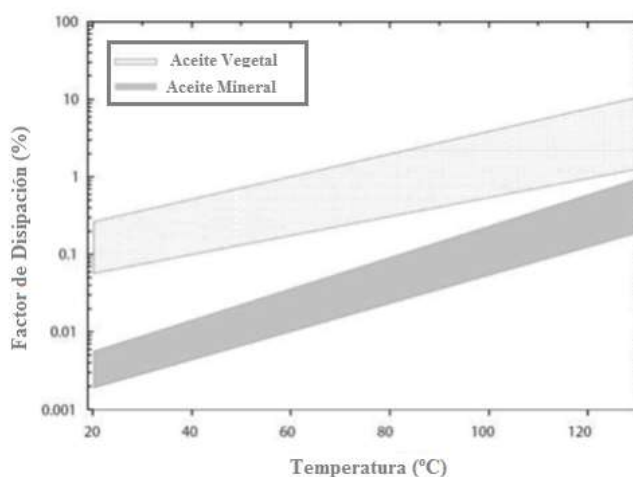


Fuente: [20].

El ensayo del gráfico 12 representa el ensayo del factor de potencia se la realizó al aceite dieléctrico vegetal en la empresa Cargill.

11.3.3 Evaluación de resultados del ensayo del factor de potencia del aceite mineral frente al aceite vegetal.

Gráfico 13. Análisis de resultados del ensayo del factor de potencia en aceites vegetales frente a los minerales.



Fuente: [20].

- Valores más altos para FR3 versus Mismo Sistema Aislante con Aceite Mineral.
- Factor de Potencia (FP) depende de la proporción de aislante sólido / líquido.
- FP no afecta capacidad dieléctrica del sistema aislante.
- Para misma geometría se espera FP 2X mayor que aceite mineral.
- Límites máximos p/aceite vegetal deben ser duplicados.

Análisis:

Se determina el gráfico 13 en el siguiente análisis:

El ensayo de la prueba de factor de potencia se la realizó al aceite dieléctrico mineral, en conjunto con papel y aceite con menor partículas por millón de agua ppm y su porcentaje en el estado operativo de aislamiento del aceite es del **0.5 %**.

El ensayo de la prueba de factor de potencia se la realizó al aceite dieléctrico vegetal, en conjunto con papel y aceite con mayor partículas por millón de agua ppm y su porcentaje en el estado operativo de aislamiento del aceite es del **1 %** determinando que el valor FP X2 es mayor que aceite mineral.

11.4 Análisis de los ensayos de resistencia entre bornes del transformador con aceite mineral frente al transformador de aceite vegetal

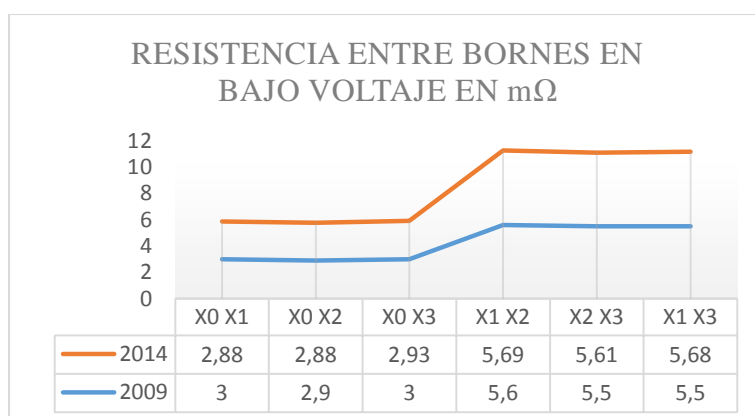
La resistencia entre bornes para determinar las posibles fallas en los devanados.

11.4.1 Análisis del ensayo de resistencia entre bornes en aceite mineral

11.4.1.1 Primer ensayo de resistencia entre bornes del transformador aceite mineral

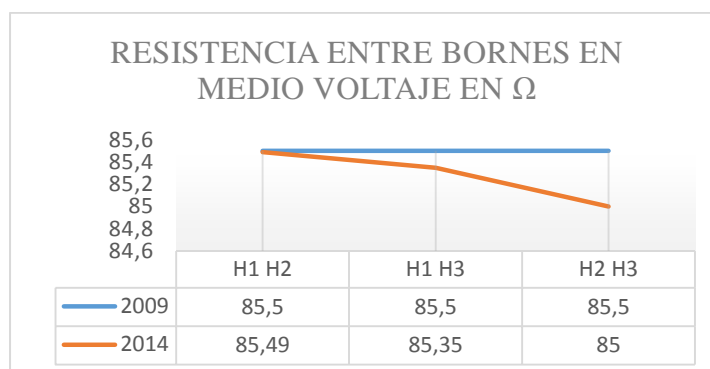
En referencias de la Tabla 10.1.1.4., realizamos el análisis de la resistencia entre bornes en función al tiempo de operación.

Gráfico 14. Análisis del primer ensayo de resistencia entre bornes del aceite mineral en bajo voltaje.



Fuente: Postulante.

Gráfico 14.1 Análisis del primer ensayo de resistencia entre bornes del aceite mineral en medio voltaje.



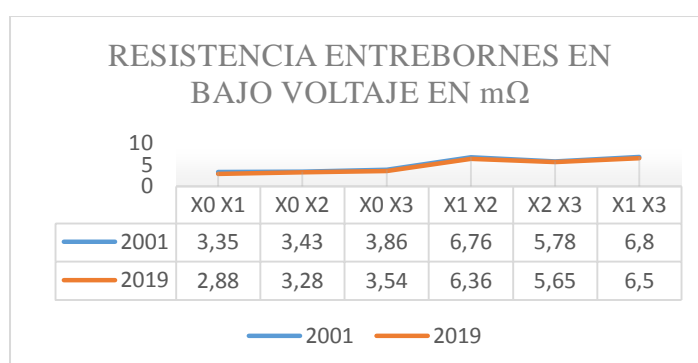
Fuente: Postulante.

Se determina en el gráfico 14 y 14.1 que la resistividad de los devanados no se alterado, o a su vez si alguna bobina se ha quemado y por ende se abre el circuito y su valor entre bornes de bajo o medio voltaje se duplica por la misma falla, con el transcurso de los años de funcionamiento u operación en la red, ya que mediante el transformador ha estado operando en condiciones bajo su potencia nominal hasta el registro de la elaboración de la orden de laboratorio adjuntando la tabulación de pruebas realizadas.

11.4.1.2 Segundo ensayo de resistencia entre bornes del transformador aceite mineral

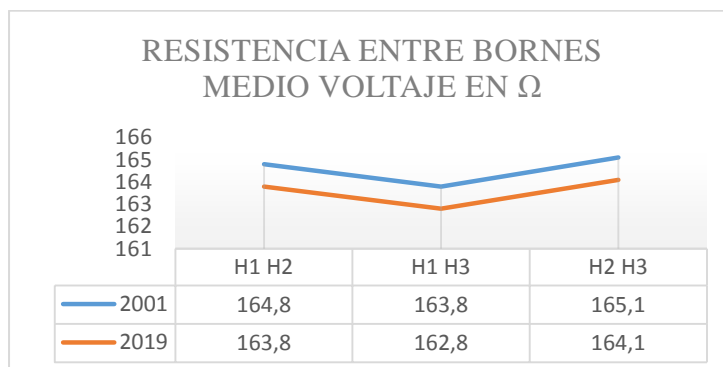
En referencias de la Tabla 10.1.2.4., realizamos el análisis de la resistencia entre bornes en función al tiempo de operación.

Gráfico 15. Análisis del segundo ensayo de resistencia entre bornes del aceite mineral bajo voltaje.



Fuente: Postulante.

Gráfico 15.1 Análisis del segundo ensayo de resistencia entre bornes del aceite mineral medio voltaje.



Fuente: Postulante.

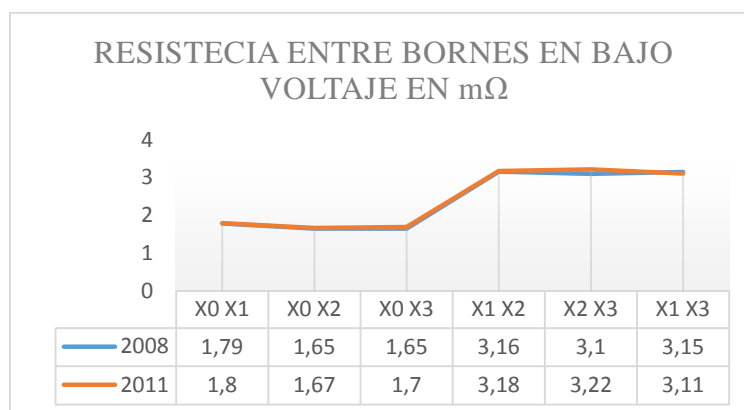
Se determina en el gráfico 15 y 15.1 que la resistividad de los devanados no se alterado, o a su vez si alguna bobina se ha quemado y por ende se abre el circuito y su valor entre bornes de bajo o medio voltaje se duplica por la misma falla, con el transcurso de los años de funcionamiento u operación en la red, ya que mediante el transformador ha estado operando en condiciones bajo su potencia nominal hasta el registro de la elaboración de la orden de laboratorio adjuntando la tabulación de pruebas realizadas.

11.4.2 Análisis del ensayo de resistencia entre bornes en aceite vegetal

11.4.1.2 Primer ensayo de resistencia entre bornes del transformador aceite vegetal

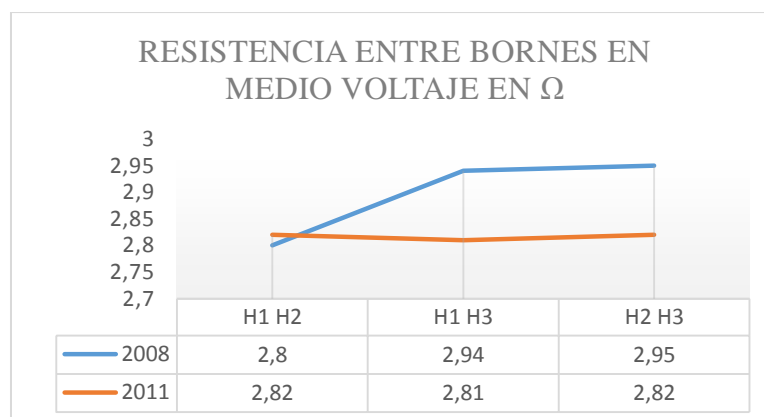
En referencias de la Tabla 10.2.1.2., realizamos el análisis de la resistencia entre bornes en función al tiempo de operación.

Gráfico 16. Análisis del primer ensayo de resistencia entre bornes del aceite vegetal en bajo voltaje.



Fuente: Postulante.

Gráfico 16.1 Análisis del primer ensayo de resistencia entre bornes del aceite vegetal en medio voltaje.



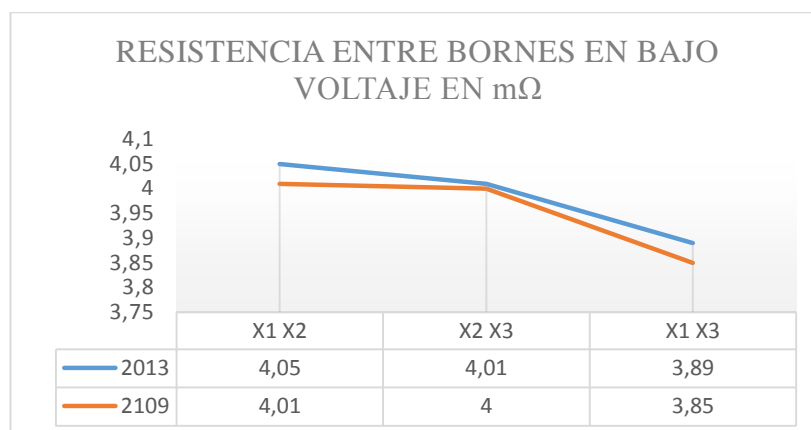
Fuente: Postulante.

Se determina en el gráfico 16 y 16.1 que la resistividad de los devanados no se alterado, o a su vez si alguna bobina se ha quemado y por ende se abre el circuito y su valor entre bornes de bajo o medio voltaje se duplica por la misma falla, con el transcurso de los años de funcionamiento u operación en la red, ya que mediante el transformador ha estado operando en condiciones bajo su potencia nominal hasta el registro de la elaboración de la orden de laboratorio adjuntando la tabulación de pruebas realizadas.

11.4.1.2 Segundo ensayo de resistencia entre bornes del transformador aceite vegetal

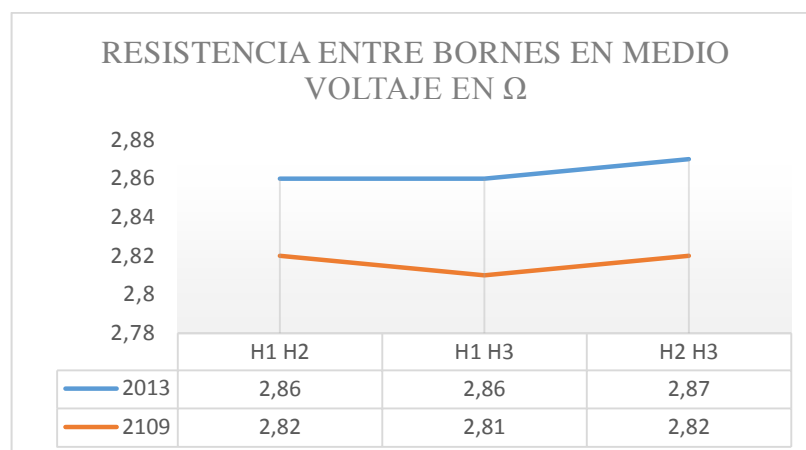
En referencias de la Tabla 10.2.2.2., realizamos el análisis de la resistencia entre bornes en función al tiempo de operación.

Gráfico 17. Análisis del segundo ensayo de resistencia entre bornes del aceite vegetal en bajo voltaje.



Fuente: Postulante.

Gráfico 17.1 Análisis del segundo ensayo de resistencia entre bornes del aceite vegetal en medio voltaje.



Fuente: Postulante.

Se determina en el gráfico 17 y 17.1 que la resistividad de los devanados no se alterado, o a su vez si alguna bobina se ha quemado y por ende se abre el circuito y su valor entre bornes de bajo o medio voltaje se duplica por la misma falla, con el transcurso de los años de funcionamiento u operación en la red, ya que mediante el transformador ha estado operando en condiciones bajo su potencia nominal hasta el registro de la elaboración de la orden de laboratorio adjuntando la tabulación de pruebas realizadas.

11.4.3 Evaluación de resultados del ensayo de resistencia entre bornes del aceite mineral frente al aceite vegetal.

Mediante los ensayos realizados en los transformadores tanto en aceite vegetal y mineral, se determinó que los transformadores no han diagnosticado bobinas quemadas o pérdida de resistividad entre bornes, ya que este ensayo a su vez nos ayuda a determinar si alguna bobina se ha quemado con un valor en bajo o medio voltaje de resistencia duplicado al valor medido entre bornes.

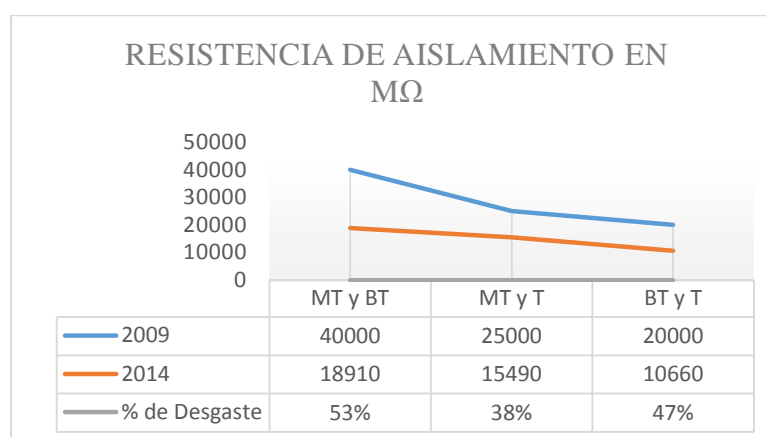
11.5 Análisis de los ensayos de resistencia de aislamiento del transformador con aceite mineral frente al transformador de aceite vegetal

11.5.1 Análisis del ensayo de resistencia de aislamiento en aceite mineral

11.5.1.1 Primer ensayo de resistencia de aislamiento del transformador aceite mineral

Ensayo de resistencia de aislamiento en función de la Tabla 10.1.1.5.

Gráfico 18. Análisis del primer ensayo de resistencia de aislamiento del aceite mineral.



Fuente: Postulante.

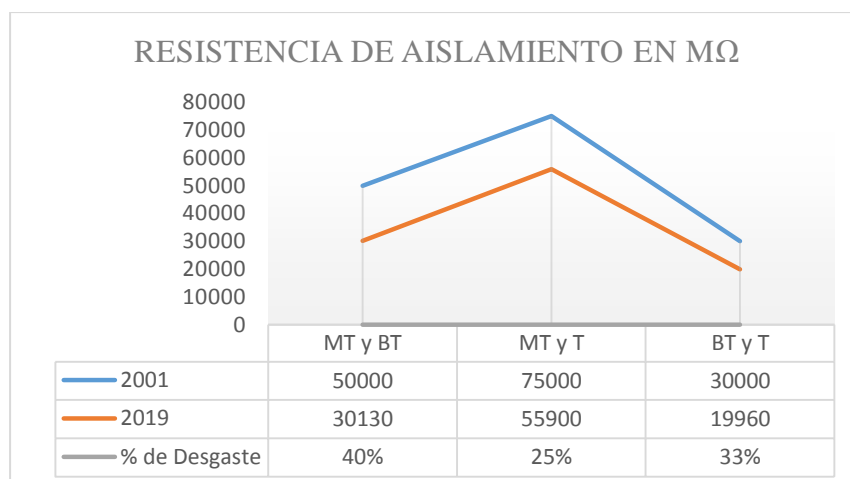
Se determina en el gráfico 18 que el deterioro del aislamiento se ha perdido entre MT y BT un desgaste del 53%, y entre MT y T un desgaste del 38% y entre BT y T un desgaste del 47% trabajando en condiciones nominales el transformador.

Bajo el criterio de la **NORMA** [11], es un valor aceptable para seguir operando el transformador.

11.5.1.2 Segundo ensayo de resistencia de aislamiento del transformador aceite mineral

Ensayo de resistencia de aislamiento en función de la Tabla 10.1.2.5.

Gráfico 19. Análisis del segundo ensayo de resistencia de aislamiento del aceite mineral.



Fuente: Postulante.

Se determina en el gráfico 19 que el deterioro del aislamiento se ha perdido entre MT y BT un desgaste del 40%, y entre MT y T un desgaste del 25% y entre BT y T un desgaste del 33% trabajando en condiciones nominales y de sobrecarga de la potencia nominal del transformador.

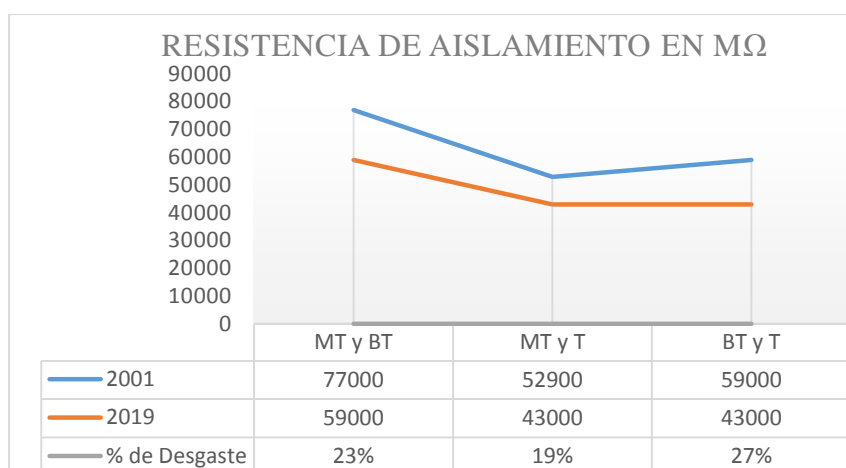
Bajo el criterio de la **NORMA** [11], es un valor aceptable para seguir operando el transformador.

11.5.2 Análisis del ensayo de resistencia aislamiento en aceite vegetal

11.5.1.2 Primer ensayo de resistencia de aislamiento del transformador aceite vegetal

Ensayo de resistencia de aislamiento en función de la Tabla 10.2.1.3.

Gráfico 20. Análisis del primer ensayo de resistencia de aislamiento del aceite vegetal.



Fuente: Postulante.

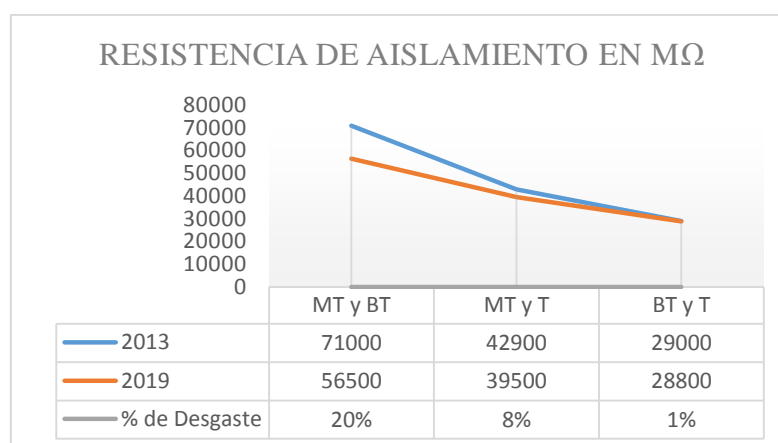
Se determina en el gráfico 20 que el deterioro del aislamiento se ha perdido entre MT y BT un desgaste del 23%, y entre MT y T un desgaste del 19% y entre BT y T un desgaste del 27% trabajando en condiciones nominales el transformador.

Bajo el criterio de la **NORMA** [11], es un valor aceptable para seguir operando el transformador.

11.5.1.2 Segundo ensayo de resistencia de aislamiento del transformador aceite vegetal

Ensayo de resistencia de aislamiento en función de la Tabla 10.2.2.3.

Gráfico 21. Análisis del segundo ensayo de resistencia de aislamiento del aceite vegetal.



Fuente: Postulante.

Se determina en el gráfico 21 que el deterioro del aislamiento se ha perdido entre MT y BT un desgaste del 20%, y entre MT y T un desgaste del 8% y entre BT y T un desgaste del 1% trabajando en condiciones nominales el transformador.

Bajo el criterio de la **NORMA** [11], es un valor aceptable para seguir operando el transformador.

11.5.3 Evaluación de resultados de los ensayos de resistencia de aislamiento del transformador con aceite mineral frente transformador con aceite vegetal.

En el presente análisis en el ensayo del deterioro del aislamiento, se ha determinado un promedio entre MT y BT **del aceite mineral 47 % y vegetal 22%** en función del tiempo de operación de acuerdo a los ensayos de las Tablas 10.1.1.5, 10.1.2.5, 10.2.1.3 y 10.2.2.3.

En el presente análisis en el ensayo del deterioro del aislamiento, se ha determinado un promedio entre MT y T **del aceite mineral 32 % y vegetal 14%** en función del tiempo de operación de acuerdo a los ensayos de las Tablas 10.1.1.5, 10.1.2.5, 10.2.1.3 y 10.2.2.3.

En el presente análisis en el ensayo del deterioro del aislamiento, se ha determinado un promedio entre BT y T **del aceite mineral 40 % y vegetal 14%** en función del tiempo de operación de acuerdo a los ensayos de las Tablas 10.1.1.5, 10.1.2.5, 10.2.1.3 y 10.2.2.

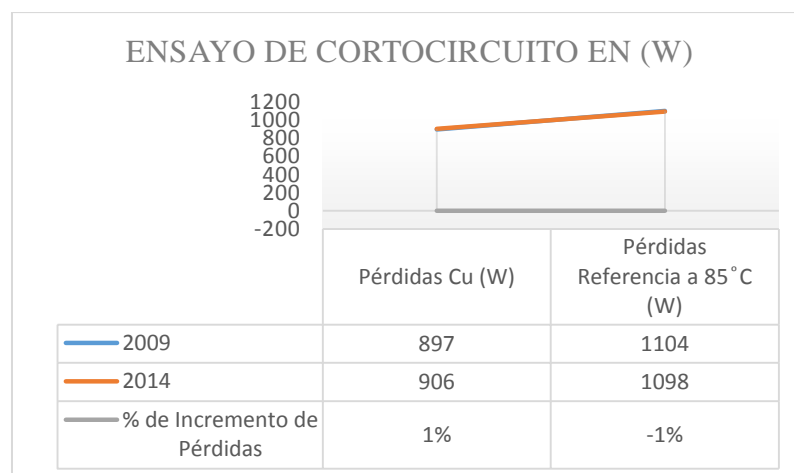
11.6 Análisis de los ensayos de cortocircuito del transformador con aceite mineral frente al transformador de aceite vegetal

11.6.1 Análisis del ensayo de cortocircuito en aceite mineral

11.6.1.1 Primer ensayo de cortocircuito del transformador aceite mineral

Ensayo de cortocircuito en función de la Tabla 10.1.1.6.

Gráfico 22. Análisis del primer ensayo de cortocircuito del aceite mineral.



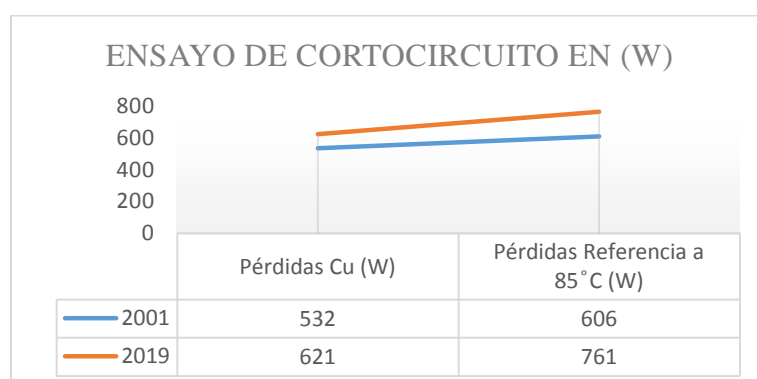
Fuente: Postulante.

Se determina en el gráfico 22 que las pérdidas en el cobre se han incrementado en 1%, siendo que bajo el criterio de la **NORMA** [10], es aceptable, siendo que el transformador puede entrar en operación normalmente.

11.6.1.2 Segundo ensayo de cortocircuito del transformador aceite mineral

Ensayo de cortocircuito en función de la Tabla 10.1.2.6.

Gráfico 23. Análisis del segundo ensayo de cortocircuito del aceite mineral.



Fuente: Postulante.

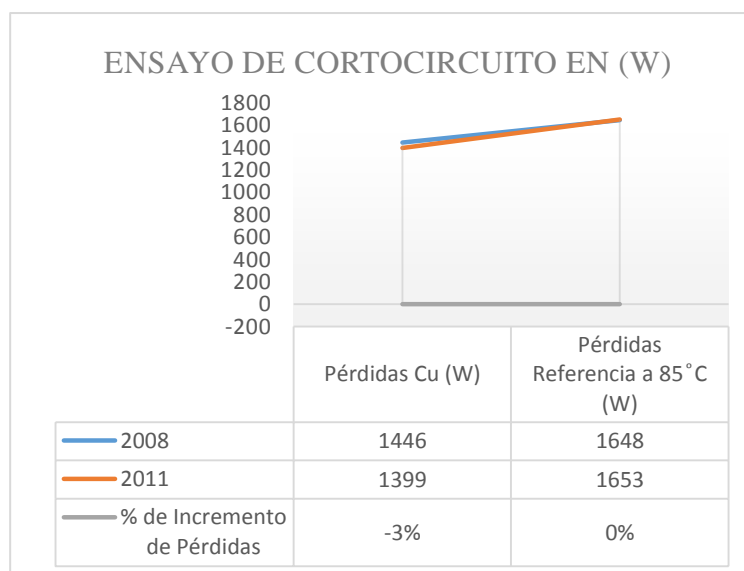
Se determina en el gráfico 23 que en las pérdidas del cobre habido un incremento del 14 % a temperatura ambiente, y referidas a 85°C un incremento del 20% de pérdidas, con el transformador trabajando con su potencia nominal y sobrecargado, aduciendo que las pérdidas son aceptables bajo el criterio de la **NORMA** [10].

11.6.2 Análisis del ensayo de cortocircuito en aceite vegetal

11.6.1.2 Primer ensayo de cortocircuito del transformador aceite vegetal

Ensayo de cortocircuito en función de la Tabla 10.2.1.4.

Gráfico 24. Análisis del primer ensayo de cortocircuito del aceite vegetal.



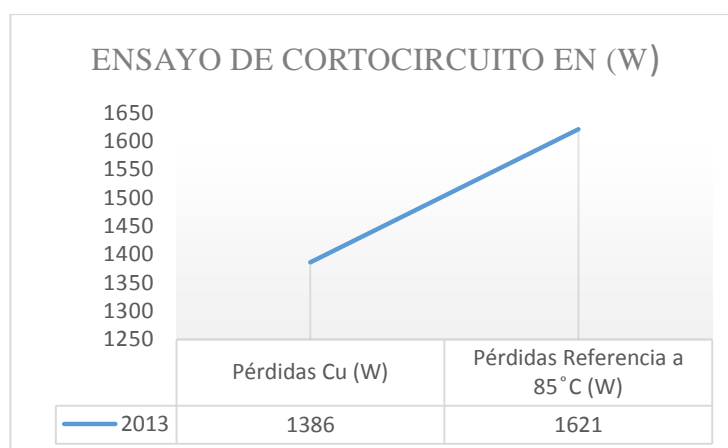
Fuente: Postulante.

Se determina en el gráfico 24 que en el transcurso del tiempo no presenta más nivel de pérdidas en el cobre con el transformador operando en condiciones nominales de su potencia, pérdidas están en el rango bajo el criterio de la **NORMA** [10].

11.6.1.2 Segundo ensayo de cortocircuito del transformador aceite vegetal

Ensayo de cortocircuito en función de la Tabla 10.2.2.4.

Gráfico 25. Análisis del segundo ensayo de cortocircuito del aceite vegetal.



Fuente: Postulante.

En el gráfico 25 se determina las pérdidas en el cobre dentro de la **NORMA 2115** vigente aceptable.

11.6.3 Evaluación de resultados de los ensayos de cortocircuito del transformador con aceite mineral frente transformador con aceite vegetal.

Mediante el análisis efectuado se determina que las pérdidas en el cobre en transformador de aceite mineral son del **8%**, de incremento en función del tiempo de operación de transformador, y en el transformador con aceite vegetal es un incremento del **1%**, de incremento en función del tiempo de operación.

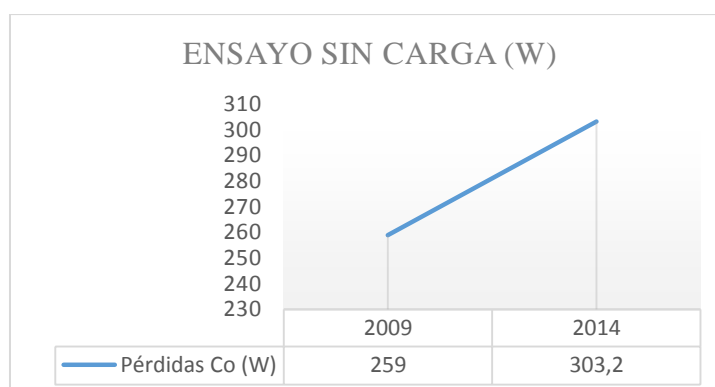
11.7 Análisis de los ensayos en vacío del transformador con aceite mineral frente al transformador de aceite vegetal

11.7.1 Análisis del ensayo en vacío en aceite mineral

11.7.1.1 Primer ensayo en vacío del transformador aceite mineral

Ensayo en vacío en función de la Tabla 10.1.1.7.

Gráfico 26. Análisis del primer ensayo sin carga del aceite mineral.



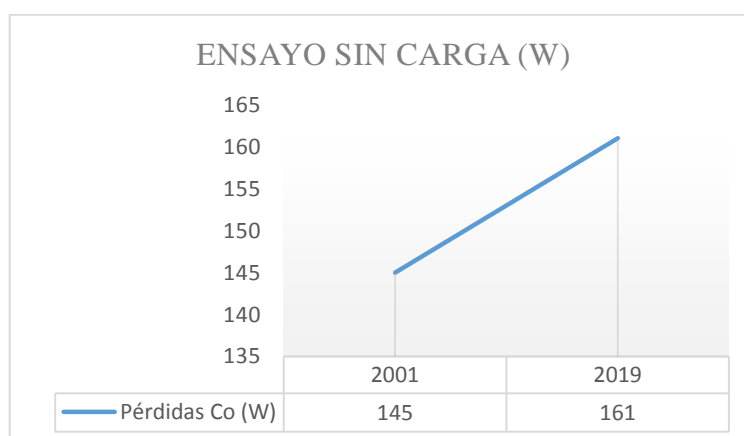
Fuente: Postulante.

De acuerdo al gráfico 26 que el transformador excede las pérdidas en el hierro medidas en un 15% a 303 W superiores a los establecidos en la **NORMA** [10], con el transformador trabajando en bajo su potencia nominal, **por la cual ya no podría entrar en operación normalmente.**

11.7.1.2 Segundo ensayo en vacío del transformador aceite mineral

Ensayo en vacío en función de la Tabla 10.1.2.7.

Gráfico 27. Análisis del segundo ensayo de sin carga del aceite mineral.



Fuente: Postulante.

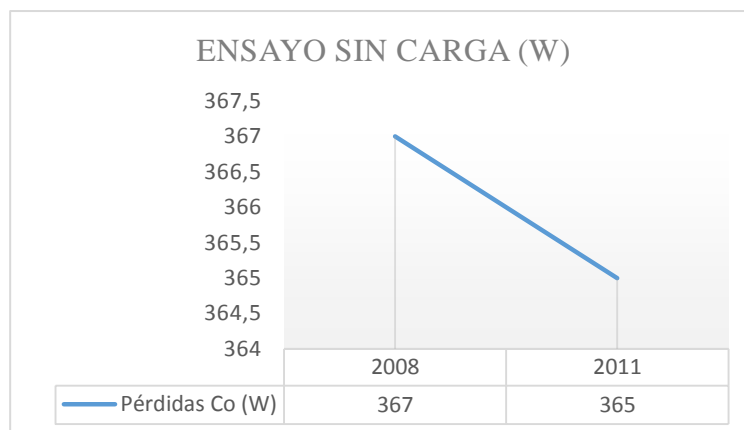
De acuerdo al gráfico 27 que el transformador excede las pérdidas en el hierro medidas en un 10% aceptables bajo el criterio de la **NORMA** [10], con el transformador trabajando en su potencia nominal y sobrecargado.

11.7.2 Análisis del ensayo en vacío en aceite vegetal

11.7.1.2 Primer ensayo en vacío del transformador aceite vegetal

Ensayo en vacío en función de la Tabla 10.2.1.5.

Gráfico 28. Análisis del primer ensayo sin carga del aceite vegetal.



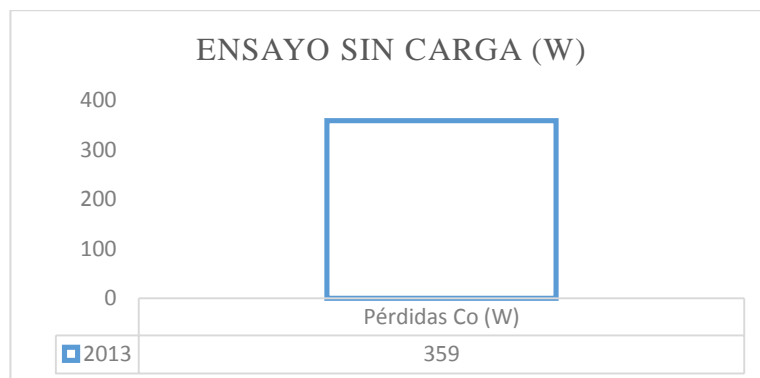
Fuente: Postulante.

Se determina en el gráfico 28 que en el transcurso del tiempo no presenta más nivel de pérdidas en el hierro con el transformador operando en condiciones nominales de su potencia, pérdidas están en el rango bajo el criterio de la **NORMA** [10].

11.7.1.2 Segundo ensayo en vacío del transformador aceite vegetal

Ensayo en vacío en función de la Tabla 10.2.2.5.

Gráfico 29. Análisis del segundo ensayo sin carga del aceite vegetal.



Fuente: Postulante.

De acuerdo al gráfico 29 las pérdidas en el hierro dentro de la **NORMA 2115** vigente aceptable.

11.7.3 Evaluación de resultados de los ensayos en vacío del transformador con aceite mineral frente transformador con aceite vegetal.

Mediante el análisis efectuado se determina que las pérdidas en el hierro en transformador de aceite mineral son del **13%**, de incremento en función del tiempo de operación de transformador, y en el transformador con aceite vegetal es un incremento del **1%**, de incremento en función del tiempo de operación.

11.8 Análisis de los ensayos de relación de transformación del transformador con aceite mineral frente al transformador aceite vegetal

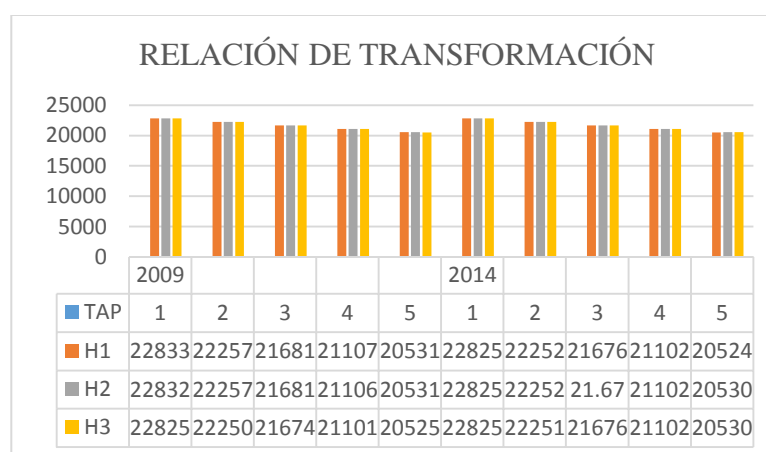
La siguiente prueba se la realiza en las 5 posiciones del cambiador TAP del transformador.

11.8.1 Análisis del ensayo de relación de transformación en aceite mineral

11.8.1.1 Primer ensayo de relación de transformación del transformador aceite mineral

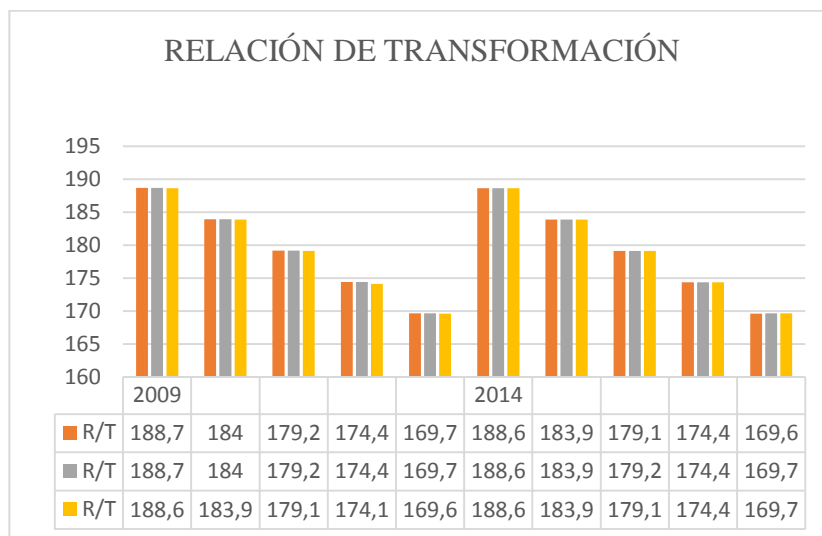
Ensayos de relación de transformación en función de la Tabla 10.1.1.8.

Gráfico 30. Análisis del primer ensayo de relación de transformación del aceite mineral.



Fuente: Postulante.

Gráfico 30.1. Análisis del primer ensayo de relación de transformación del aceite mineral en R/T.

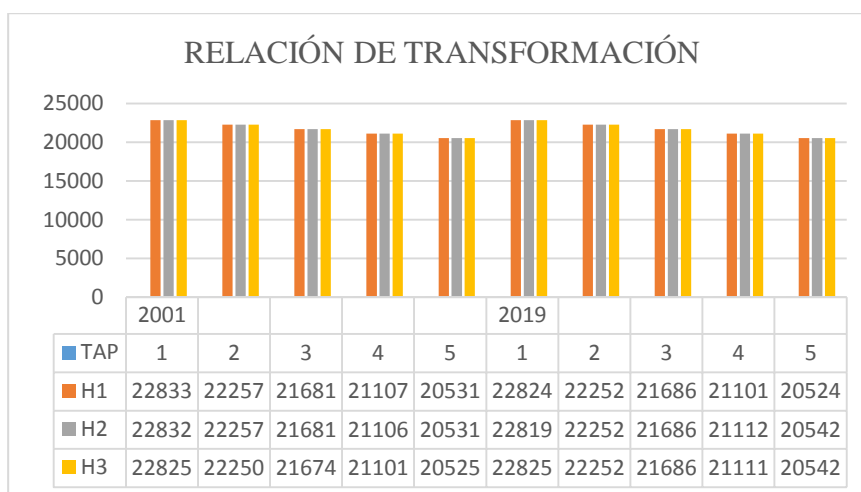


Fuente: Postulante.

11.8.1.2 Segundo ensayo de relación de transformación del transformador aceite mineral

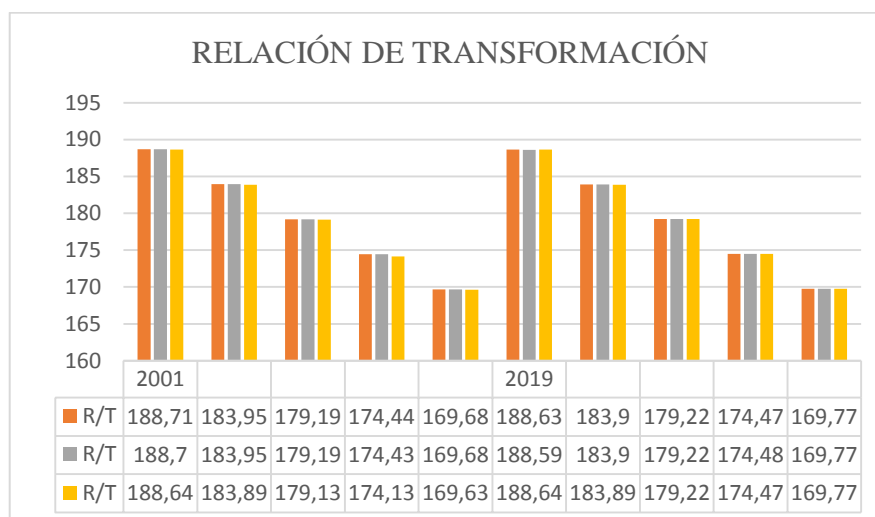
Ensayos de relación de transformación en función de la Tabla 10.1.2.8.

Gráfico 31. Análisis del segundo ensayo de relación de transformación del aceite mineral.



Fuente: Postulante.

Gráfico 31.1. Análisis del segundo ensayo de relación de transformación del aceite mineral en R/T.



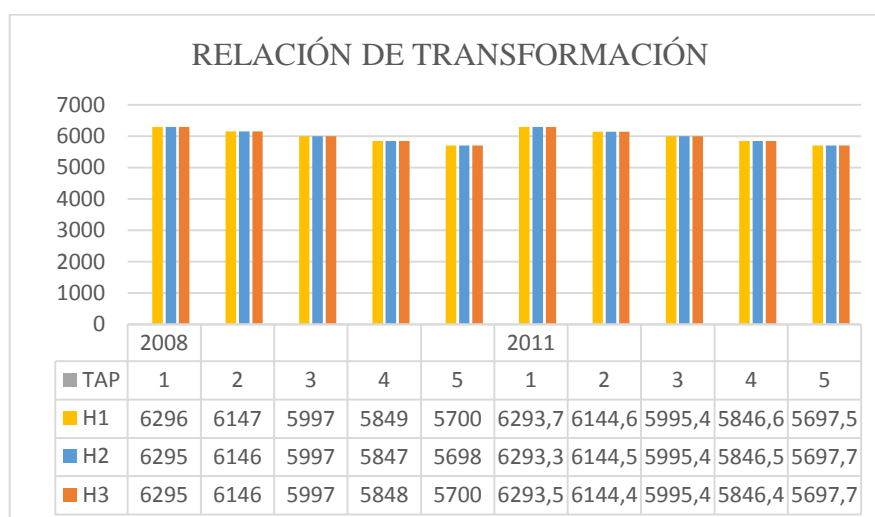
Fuente: Postulante.

11.8.2 Análisis del ensayo de relación de transformación en aceite vegetal

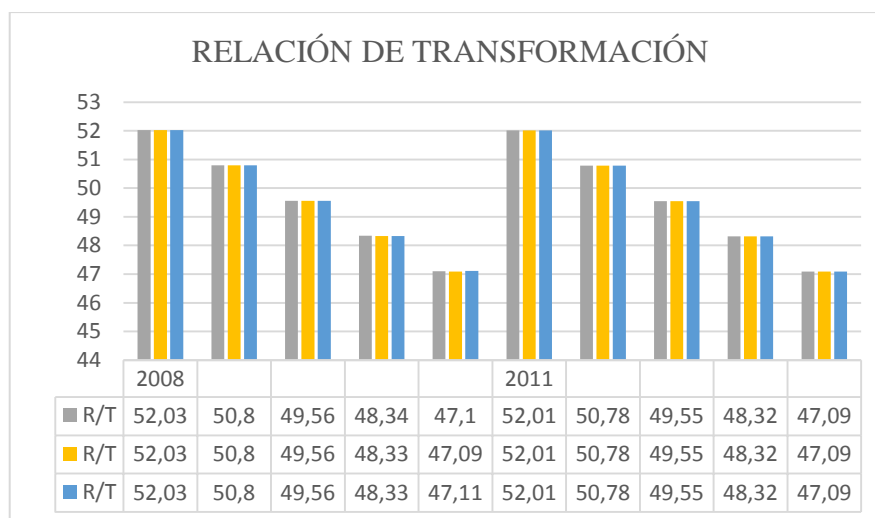
11.8.1.2 Primer ensayo de relación de transformación del transformador aceite vegetal

Ensayos de relación de transformación en función de la Tabla 10.2.1.6.

Gráfico 32. Análisis del primer ensayo relación de transformación del aceite vegetal.



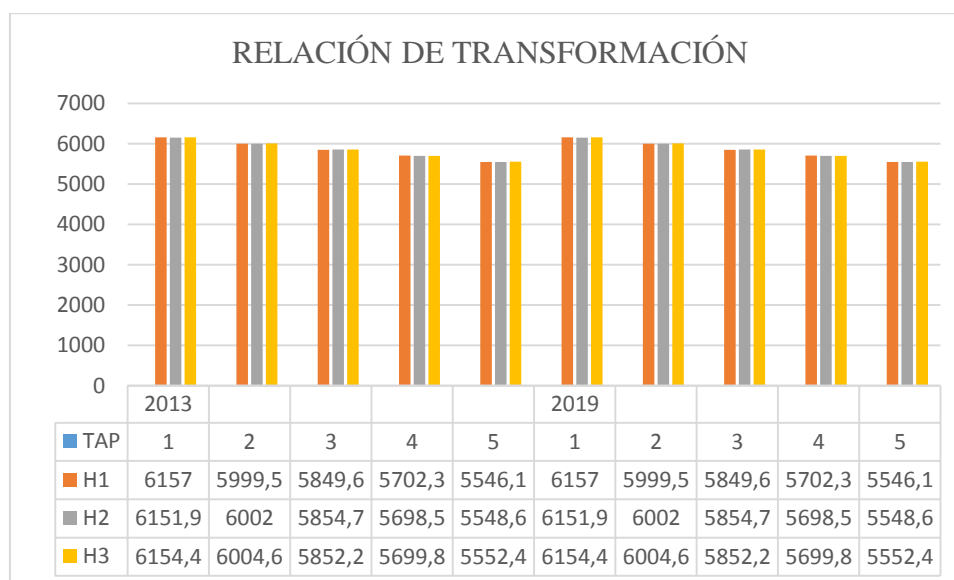
Fuente: Postulante.

Gráfico 32.1. Análisis del segundo ensayo de relación de transformación del aceite mineral.

Fuente: Postulante.

11.8.1.2 Segundo ensayo de relación de transformación del transformador aceite vegetal

Análisis de la prueba de relación de transformación en función de la Tabla 10.2.2.6.

Gráfico 33. Análisis del segundo ensayo relación de transformación del aceite vegetal.

Fuente: Postulante.

11.8.3 Evaluación de resultados de los ensayos de relación de transformación del transformador con aceite mineral frente transformador con aceite vegetal.

Se determina de acuerdo a los gráficos 30, 30.1, 31, 31.1, 32, 32.1 y 33 que los cambiadores del TAP, en sus 5 posiciones mantienen un nivel de voltaje aceptable en la relación de transformación que de acuerdo con la NORMA **IEEE C57.12.90** que mantiene un margen del **2.5 %** de aumento o disminución de voltaje y a su vez el cortocircuito entre espiras de los cambiadores de TAP, lo cual mediante no se han visto afectados en el transcurso del tiempo.

11.9 Análisis de la proyección de la demanda en los transformadores con aceite mineral frente a los transformadores con aceite Vegetal, en función de los transformadores sobrecargados de la EEQ.

De acuerdo a la tabla 17, el presente estudio se realizará el análisis mediante los transformadores sobrecargados en los primarios El Quinche 58 D, San Rafael 27 C, Cotocollao 19 E, I y D, Andalucía 17 D, Pérez Guerrero 53 D y Barrio Nuevo 03 D y T, lo cual mediante dichos primarios cuentan con un promedio de 35 transformadores por alimentador.

11.9.1 Transformadores sobrecargados de la EEQ.

Tabla 17. Descripción de transformadores sobrecargados en la Empresa Eléctrica Quito.

DESCRIPCIÓN	PROPIEDAD	Tipo de Transformador	POTENCIA en kVA	D MAX en kW	FACTOR DE USO %
TRANSFORMADOR No: 42132	EMPRESA	Monofásico	10	24,74	247,4
TRANSFORMADOR No: 39106	EMPRESA	Monofásico	15	26,18	174,55
TRANSFORMADOR No. 39130	EMPRESA	Monofásico	25	45,43	181,7
TRANSFORMADOR No: 72034	EMPRESA	Trifásico	30	41,76	139,21
TRANSFORMADOR No: 48601	EMPRESA	Monofásico	37,5	56,11	149,64
TRANSFORMADOR No: 16068	EMPRESA	Trifásico	45	56,07	124,6

TRANSFORMADOR No: 4027	EMPRESA	Trifásico	50	77,68	155,4
TRANSFORMADOR No: 34537	EMPRESA	Trifásico	75	107,74	143,7
TRANSFORMADOR No: 14732	EMPRESA	Trifásico	75	103,47	138
TRANSFORMADOR No: 41679	EMPRESA	Trifásico	112,5	121,53	108

Fuente: Postulante.

11.9.2 Proyección de la demanda de los transformadores sobrecargados de la EEQ.

Tabla 18. Proyección de la demanda con la demanda máxima para transformadores con aceite mineral.

POTENCIA en kVA	D MAX en kW	CARGABILIDAD %	Proyección de la Demanda	Proyección de la Demanda para el Transformador de Aceite Mineral
10	24,74	247,4	29,69	24,74
15	26,18	174,55	31,42	26,18
25	45,43	181,7	54,52	45,43
30	41,76	139,21	50,11	41,76
37,5	56,11	149,64	67,33	56,11
45	56,07	124,6	67,28	56,07
50	77,68	155,4	93,22	77,68
75	107,74	143,7	129,29	107,74
75	103,47	138	124,16	103,47
112,5	121,53	108	145,84	121,53

Fuente: Postulante.

11.9.3 Determinación del transformador en aceite mineral y sus costos.

Tabla 19. Determinación de transformadores en aceite mineral y sus costos.

POTENCIA en KVA	D MAX en KW	CARGABILIDAD %	Proyección de la Demanda	Transformador OIL MINERAL en KVA	Costo del Transformador OIL MINERAL
10	24,74	247,4	24,74	25	\$ 1.562,50
15	26,18	174,55	26,18	37.5	\$ 2.062,50
25	45,43	181,7	45,43	50	\$ 2.600,00
30	41,76	139,21	41,76	50	\$ 3.347,50
37,5	56,11	149,64	56,11	75	\$ 3.100,00
45	56,07	124,6	56,07	75	\$ 3.967,50
50	77,68	155,4	77,68	100	\$ 4.713,75
75	107,74	143,7	107,74	125	\$ 5.617,50
75	103,47	138	103,47	125	\$ 5.617,50
112,5	121,53	108	121,53	125	\$ 5.617,50
					\$ 38.206,25

Fuente: Postulante.

11.9.4 Proyección de la demanda para transformador de aceite vegetal.**Tabla 20.** Proyección de la demanda máxima para transformadores en aceite vegetal.

POTENCIA en KVA	D MAX en KW	CARGABILIDAD %	Proyección de la Demanda kW	Proyección de la demanda bajo el criterio de la NORMA IEC 60076-14) en Aceite Vegetal en KW
10	24,74	247,4	29,69	17,67

15	26,18	174,55	31,42	18,70
25	45,43	181,7	54,52	32,45
30	41,76	139,21	50,11	29,83
37,5	56,11	149,64	67,33	40,08
45	56,07	124,6	67,28	40,05
50	77,68	155,4	93,22	55,49
75	107,74	143,7	129,29	76,96
75	103,47	138	124,16	73,91
112,5	121,53	108	145,84	86,81

Fuente: Postulante.

11.9.5 Determinación del transformador en aceite vegetal y sus costos.

De acuerdo a la tabla 21, la proyección de la demanda se la realiza en función de la demanda promedio y en función de la demanda máxima de acuerdo a las NORMA IEC 60076-14, tomado de referencia el valor de potencia más alto para la elección del transformador a instalar.

Tabla 21. Determinación de los transformadores en aceite vegetal en función de la demanda promedio y máxima y sus costos.

POTENCIA en KVA	D MAX en KW	CARGABILIDAD %	Proyección de la demanda en función de la demanda promedio	Proyección de la demanda en función de la demanda promedio	Transformador OIL VEGETAL en KVA	Costo del Transformador OIL VEGETAL
10	24,74	247,4	14,4	17,67	25	\$ 1.718,75
15	26,18	174,55	17,28	18,70	25	\$ 1.718,75
25	45,43	181,7	21,79	32,45	37,5	\$ 2.268,75
30	41,76	139,21	21,6		30	\$ 3.133,63

				29,83		
37,5	56,11	149,64	25,2	40,08	50	\$ 2.860,00
45	56,07	124,6	30,76	40,05	50	\$ 3.572,25
50	77,68	155,4	37,73	55,49	75	\$ 4.364,25
75	107,74	143,7	52,13	76,96	75	\$ 4.364,25
75	103,47	138	52,78	73,91	75	\$ 4.364,25
112,5	121,53	108	68,36	86,81	100	\$ 4.855,13
						\$ 33.220,00

Fuente: Postulante.

12. IMPACTOS (TÉCNICOS, SOCIALES, AMBIENTALES O ECONÓMICOS)

De acuerdo con [7], los aceites vegetales no contienen petroquímicos siloxanos o halógenos. Los aceites vegetales provienen de semillas y se derivan de cultivos de semillas agrícolas renovables, como la soya, la colza, el girasol, la canola y el maíz.

Los Aceites vegetales son No Tóxicos de manera oral y acuática y están clasificados como no-cancerígenos en California. Los Aceites vegetales son en última instancia biodegradables con exposición prolongada al medio ambiente mientras que los ésteres sintéticos son fácilmente biodegradables, según lo definido por OCDE 301. Las pruebas EPA OPPTS 835.3100 demuestran la biodegradación completa en 28 días. Este proceso puede ser más rápido dependiendo de la temperatura, fuentes de alimentos o la presencia de agua si es necesario, esta vez, la biodegradación también se puede reducir por la adición de enzimas. Esto significa que los procedimientos de mitigación y limpieza de derrames son menos costosos en comparación con los derrames de aceite mineral. Sin embargo, no cambia los informes y requisitos de limpieza para derrames en cursos de agua.

Fluido Aceite Vegetal -Pruebas de Toxicidad

Mortalidad Cero.

Oral LD 50 en Ratones.

Acuática Aguda en Alevinos de Truchas.

De acuerdo con la figura 20 se representa, las mortalidades después 96 horas de exposición a 10.000 mg/L.

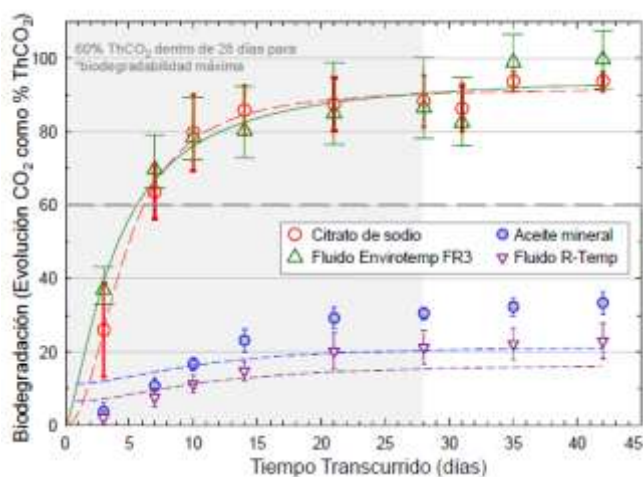


Figura 20. Pruebas de toxicidad empresa Cargill.

Fuente: [4].

De acuerdo con [7] y el gráfico 36, el método EPA OPPTS 835.3100 => Para clasificación de “**máximo biodegradable**”, la sustancia debe alcanzar 60% de la conversión máxima teórica del total de carbono orgánico en dióxido de carbono (ThCO₂) dentro de 28 días.

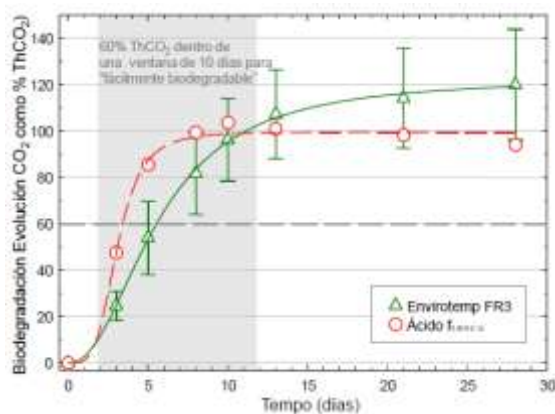
Gráfico 34. Método EPA máximo degradable empresa Cargill.



Fuente: [4].

De acuerdo con [7] y el gráfico 37, el método EPA OPPTS 835.3100 => Para clasificación de “**fácilmente biodegradable**”, la sustancia debe alcanzar 60% de la conversión máxima teórica del total de carbono orgánico en dióxido de carbono (ThCO₂) dentro de 10 días a partir de 10% del ThCO₂.

Gráfico 35. Método EPA fácilmente biodegradable empresa Cargill.



Fuente: [4].

Factores que Actúan sobre el Aceite Después del Derrame.

De acuerdo a la figura 21 se representa el derrame de aceite mineral:

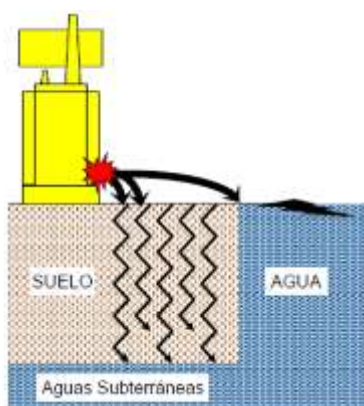


Figura 21. Derrame de aceite mineral suelo subterráneo.

Fuente: [4].

Características:

- Baja viscosidad.
- Rápida infiltración.
- Puede alcanzar aguas subterráneas.
- Biodegradación muy lenta.
- Alto costo de remediación.
- De acuerdo a la figura 22 se representa el derrame de aceite vegetal:

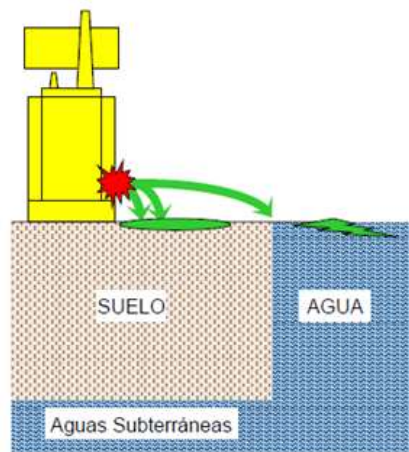


Figura 22. Derrame de aceite vegetal en suelo subterráneo.

Fuente: [4].

Características:

- Mayor viscosidad.
- Oxidación rápida c/aumento de la viscosidad.
- Infiltración muy lenta.
- No toxico y fácil biodegradación.
- Muy bajo costo de remediación.

13. PRESUPUESTO PARA LA PROPUESTA DEL PROYECTO

13.1 Porcentaje de ahorro total en costo del transformador aceite mineral frente aceite vegetal.

Tabla 22. Determinación de los transformadores en aceite vegetal en función de la demanda promedio y máxima y sus costos.

Costo del Transformador OIL MINERAL	Costo del Transformador OIL VEGETAL	PORCENTAJE DE AHORRO	AHORRO EN DINERO
\$ 1.562,50	\$ 1.718,75	(10%)	(\$ 156,25)
\$ 2.062,50	\$ 1.718,75	17%	\$ 343,75
\$ 2.600,00	\$ 2.268,75	13%	\$ 331,25
\$ 3.347,50	\$ 3.133,63	6%	\$ 213,88
\$ 3.100,00	\$ 2.860,00	8%	\$ 240,00
\$ 3.967,50	\$ 3.572,25	10%	\$ 395,25
\$ 4.713,75	\$ 4.364,25	7%	\$ 349,50
\$ 5.617,50	\$ 4.364,25	22%	\$ 1.253,25
\$ 5.617,50	\$ 4.364,25	22%	\$ 1.253,25
\$ 5.617,50	\$ 4.855,13	14%	\$ 762,38
\$ 38.206,25	\$ 33.220,00	13%	\$ 4.986,25

Fuente: Postulante.

Se determina en la tabla 22 que, en el estudio planteado hubo un ahorro del **13%** en todos los transformadores realizados el estudio con un ahorro de costo de **4.986.25 \$** en función del cambio que tendría que realizarse en base al estudio realizado.

14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Se determina que el aceite dieléctrico vegetal en su punto de ignición de 300°C y el punto fuego de 330°C mientras que el aceite dieléctrico mineral de 160°C y el punto fuego de 180°C, siendo así que las características del aceite dieléctrico vegetal son más eficientes.
- Se determina que en el análisis de los ensayos de rigidez dieléctricas efectuados a los aceites dieléctricos vegetales frente a los aceites dieléctricos minerales, es del 38% a favor del aceite dieléctrico vegetal.
- Se determina que en los ensayos de disrupción dieléctrica, el arco entre los electrodos da como resultado un voltaje de ruptura más elevado con un valor de 44% del aceite vegetal frente al aceite mineral en función de su tiempo de operación.
- Se determina que en el ensayo del factor de potencia da como resultado una mayor eficiencia de soporte de desgaste del 1% en envejecimiento y contaminación en el aceite dieléctrico vegetal, mientras que en el aceite dieléctrico mineral un 0.5%.
- Se concluye que los transformadores que usan aceite dieléctrico vegetal son más eficientes, ya que las pérdidas de material en el cobre y el hierro son casi nulas en función del tiempo, mientras que en los transformadores que usan aceite dieléctrico mineral las pérdidas de material aumentan significativamente en un 8 % en el cobre y un 13 % en el hierro para el mismo tiempo.

- Mediante el estudio realizado en los transformadores, se determinó que los usan aceite dieléctrico vegetal son más eficientes a sobrecargas en un 20 % de potencia adicional continua, y un 168% en horas pico, proyectándose para la Empresa Eléctrica Quito, un ahorro del 13%.

Recomendaciones

- Las empresas eléctricas distribuidoras debieran adoptar el tipo de transformador con llenado de aceite dieléctrico vegetal, ya que es un beneficio para el medio ambiente si se produjese algún tipo de derrame, no es contaminante.
- Se recomienda a la Universidad la implementación de equipos de pruebas para transformadores, mismos que permitirán al estudiante efectuar investigaciones más profundas.
- Adoptar cursos de capacitación en cuestión de transformadores ya que, es un campo extenso de estudio, para poder desarrollar un medio investigativo de forma académica y en la vida profesional.
- Incentivar a los estudiantes que realicen proyecto investigativos para poderlos plantear y desarrollar en el ámbito profesional, obteniendo así un beneficio socioeconómico y socio ambiental.

15. BIBLIOGRAFÍA

- [1] N. N. I. I. 60076-14, TRANSFORMADORES; DISEÑO Y APLICACIÓN DE TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LÍQUIDO AISLANTE

UTILIZANDO MATERIALES AISLANTES DE ALTA TEMPERATURA (IEC/TS 60076-14:2009, IDT), Quito, 2014.

- [2] C. E. ARGUETA RIVAS, F. R. CONTRERAS RECINOS y O. M. GUARDADO TAMAYO, «Análisis de causas y efectos producidos por el deterioro del aceite dieléctrico para transformadores pad mounted y su relación con el índice de fallas,» Universitaria, San Salvador, 2017.
- [3] N. A. D-877, Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes, New York, 2007.
- [4] C. I. Specialties, «Envirotemp™ FR3™ Fluid Certificate of Compliance to IEC 62770,» 2016.
- [5] N. I. 2592, Petroleum and related products- Determination of flash and fire points- Cleveland open cup method, 2017.
- [6] N. I. 2719, Determination of flash point Pensky - Martens closed cup method, New York, 2016.
- [7] C. Incorporated, «Fluido Envirotemp™ FR3™,» *Fluidos Dieléctricos*, 2013.
- [8] N. A. D-1816, Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Using VDE Electrodes, New York, 1990 .
- [9] N. A. D-924, Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids, New York, 2015.
- [10] N. T. E. N. I. 2115, TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN NUEVOS TRIFÁSICOS. VALORES DE CORRIENTE SIN CARGA, PÉRDIDAS Y VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO., Quito: THREE – PHASE DISTRIBUTION TRANSFORMERS. CURRENT WITHOUT LOAD LOSSES AND SHORT CIRCUIT, 2004.
- [11] N. I. 43-2000, Pruebas de Resistencia de Aislamiento en Máquinas Rotativas, New York, 2006.
- [12] N. T. E. N. I. 2110, TRANSFORMADORES. DEFINICIONES., Quito: TRANSFORMERS. DEFINITIONS., 1998.
- [13] I. s. 57.12.00, IEEE Standard for General Requirements for Liquid- Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, New York , 2010.
- [14] N. A. 57.12.90, IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, New York, 10016-5997 USA, 2006.

- [15] N. I. 60156, INSULATING LIQUIDS-DETERMINATION OF THE BREAKDOWN VOLTAGE AT POWER FREQUENCY- TEST METHOD, Geneva, 2018.
- [16] N. T. E. N. I. 2114, TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN NUEVOS MONOFÁSICOS. VALORES DE CORRIENTE SIN CARGA, PÉRDIDAS Y VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO., Quito: MONOPHASE DISTRIBUTION TRANSFORMERS. CURRENT WITHOUT LOAD, LOSSES AND SHORT CIRCUIT VOLTAGE., 2004.
- [17] N. A. C57.91, IEEE Guide for Loading Mineral - Oil - Immersed Transformers, New York, 2001.
- [18] N. I. s. C57.100, IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Liquid - Immersed Distribution and Power Transformers, New York 1001-5997, USA, 1999.
- [19] N. A. D-6871, Standard Specification for Natural (Vegetable Oil) Ester Fluids Used in Electrical Apparatus1, New York, 2003.
- [20] A. D-92, Standard Test Method for Flash and Fire Points by Cleveland Open Cup Tester1, New York, 2005.
- [21] N. U.-E. 61100, Clasificación de los líquidos aislantes, según su punto de combustión y su poder calorífico inferior, Madrid, 1996.
- [22] C. NORMA IEEE std, Standard for the Design, Testing, and Application of Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers Using High-Temperature Insulation Systems and Operating at Elevated Temperatures, New York, 2012.
- [23] C. Incorporated, «Guía para Relleno Atmosférico de Transformadores Clase Distribución 25kV (o menor) $\leq 7500\text{kVA}$,» *FLUIDOS DIELECTRICOS*, 2013.
- [24] I. Cargill, «Almacenaje y Manipulación de los Fluido Envirotemp™ FR3™,» *Fluidos Dieléctricos*, 2013.

16. ANEXOS

ANEXO I

ANSAYOS DE LABORATORIO

Tabla 9.1.1 Datos históricos del laboratorio de transformadores de la Empresa Eléctrica Quito.

RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE NORMA ASTM D 877					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2001					
MUESTRA 1					
DESCARG A 1	DESCARG A 2	DESCARG A 3	DESCARG A 4	DESCARG A 5	PROMEDI O
44.00 KV	43.00 KV	43.00 KV	46.00 KV	42.00 KV	43.60 KV
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE NORMA ASTM D 877					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2009					
MUESTRA 1					
DESCARG A 1	DESCARG A 2	DESCARG A 3	DESCARG A 4	DESCARG A 5	PROMEDI O
37.00 KV	34.00 KV	31.00 KV	35.00 KV	32.00 KV	33.80 KV
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE NORMA ASTM D 877					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2014					
MUESTRA 1					
DESCARG A 1	DESCARG A 2	DESCARG A 3	DESCARG A 4	DESCARG A 5	PROMEDI O
28.00 KV	30.00 KV	29.00 KV	29.00 KV	32.00 KV	29.60 KV

Tabla 9.1.4 Datos históricos y pruebas del laboratorio de transformadores de la Empresa Eléctrica Quito.

RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE NORMA ASTM D 877					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2009					
MUESTRA 1					
DESCARG A 1	DESCARG A 2	DESCARG A 3	DESCARG A 4	DESCARG A 5	PROMEDI O
44.00 KV	43.00 KV	43.00 KV	46.00 KV	42.00 KV	33.80 KV
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE NORMA ASTM D 877					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2019					

MUESTRA 1					
DESCARG A 1	DESCARG A 2	DESCARG A 3	DESCARG A 4	DESCARG A 5	PROMEDI O
29.10 KV	17.60 KV	23.60 KV	19.30 KV	18.80 KV	21.68 KV

Tabla 9.2.1 Datos históricos del laboratorio de transformadores de la Empresa Eléctrica Quito.

RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE NORMA ASTM D 877					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2008					
MUESTRA 1					
DESCARG A 1	DESCARG A 2	DESCARG A 3	DESCARG A 4	DESCARG A 5	PROMEDI O
44.00 KV	38.00 KV	38.00 KV	40.00 KV	38.00 KV	39.20 KV
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE NORMA ASTM D 877					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2010					
MUESTRA 1					
DESCARG A 1	DESCARG A 2	DESCARG A 3	DESCARG A 4	DESCARG A 5	PROMEDI O
39.00 KV	39.00 KV	39.00 KV	39.00 KV	39.00 KV	39.00 KV
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE NORMA ASTM D 877					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2011					
MUESTRA 1					
DESCARG A 1	DESCARG A 2	DESCARG A 3	DESCARG A 4	DESCARG A 5	PROMEDI O
38.50 KV	38.50 KV	38.50 KV	38.50 KV	38.50 KV	38.50 KV

Tabla 9.2.4 Datos históricos y pruebas del laboratorio de transformadores de la Empresa Eléctrica Quito.

RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE NORMA ASTM D 877					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2013					

MUESTRA 1					
DESCARG A 1	DESCARG A 2	DESCARG A 3	DESCARG A 4	DESCARG A 5	PROMEDI O
37.00 KV	37.00 KV	37.00 KV	37.00 KV	37.00 KV	37.00 KV
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE NORMA ASTM D 877					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2019					
MUESTRA 1					
DESCARG A 1	DESCARG A 2	DESCARG A 3	DESCARG A 4	DESCARG A 5	PROMEDI O
35.00 KV	35.00 KV	35.00 KV	35.00 KV	35.00 KV	35.00 KV

TOMAS DE CARGA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE OPERACIÓN EN TRANSFORMADORES CON ACEITE MINERAL:

Datos del Transformador:

Marca: Rymel.

Potencia: 75 KVA Trifásico.

Número de Empresa: E- 36524.

Tabla 10.1.1.1 Toma realizada el 2012 con el analizador de energía Fluke 435-II

TOMA DE CARGA 2012	
Factor uso a Demanda Mínima	25,500%
Factor uso a Demanda Media	52,300%
Factor uso a Demanda Máxima	89,100%
Potencia disponible demanda max (KVA)	8.148
Factor de carga	54,290%
Energía Directa (Kwh)	3236.880
Factor de perdidas	0.324

Tabla 10.1.1.2 Toma realizada el 2012 con el analizador de energía Fluke 435-II

TOMA DE CARGA 2016	
Factor uso a Demanda Mínima	4,600%
Factor uso a Demanda Media	17,400%
Factor uso a Demanda Máxima	59,300%
Potencia disponible demanda max(KVA)	30.529
Factor de carga	29,880%
Energía Directa (Kwh)	563.600
Factor de perdidas	0.123

Destallamos que el transformador ha estado trabajando bajo sus valores de potencia nominal de potencia.

Tabla 10.1.1.3 Toma realizada el 2018 con el analizador de energía Fluke 435-II

TOMA DE CARGA 2018	
Factor uso a Demanda Mínima	11,100%
Factor uso a Demanda Media	31,400%
Factor uso a Demanda Máxima	110,300%
Potencia disponible demanda max(KVA)	0
Factor de carga	26,130%
Energía Directa (Kwh)	1174.050
Factor de perdidas	0.099

Análisis de las tomas de carga:

Mediante lo analizado detallamos que el transformador trabajo aproximadamente por 16 años bajo su potencia nominal, y por **2 años** con una sobrecarga del **10.3 %** sobre su potencia nominal mediante las tomas de carga señaladas, y mediante las órdenes de laboratorio determinaremos su deterioro en función del tiempo.

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RUTINA DEL TRANSFORMADOR CON ACEITE DIELECTRICO MINERAL.

Tabla 10.1.1.4 Pruebas de laboratorio de resistencia entre bornes.

RESISTENCIA ENTRE BORNES					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2009					
TAP 1			TEMPERATURA MEDIA 16 °C		
MEDIO VOLTAJE					
	H1 H2	H1 H3	H2 H3	H2 H1	H1 T
	85.50 Ω	85.50 Ω	85.50 Ω		
BAJO VOLTAJE					
X0 X1	X0 X2	X0 X3	X1 X2	X2 X3	X1 X3
3.00 mΩ	2.90 mΩ	3.00 mΩ	5.60 mΩ	5.50 mΩ	5.50 mΩ
RESISTENCIA ENTRE BORNES					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2014					
TAP 1			TEMPERATURA MEDIA 20 °C		
MEDIO VOLTAJE					
	H1 H2	H1 H3	H2 H3	H2 H1	H1 T
	85.49 Ω	85.35 Ω	85.00 Ω		
BAJO VOLTAJE					
X0 X1	X0 X2	X0 X3	X1 X2	X2 X3	X1 X3
2.88 mΩ	2.88 mΩ	2.93 mΩ	5.69 mΩ	5.61 mΩ	5.68 mΩ

Tabla 10.1.1.5 Pruebas de laboratorio de resistencia de aislamiento.

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2009	
MEDIDA ENTRE:	MΩ
MT y BT	40000.00
MT y T	25000.00
BT y T	20000.00
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2014	
MEDIDA ENTRE:	MΩ
MT y BT	18910.00
MT y T	15490.00

BT y T	10660.00
--------	----------

Tabla 10.1.1.6 Pruebas de laboratorio de ensayo de cortocircuito.

ENSAYO DE CORTOCIRCUITO				
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2009				
TAP 1		TEMPERATURA MEDIA 16 °C		
MEDIDA	H1	H2	H3	PROMEDIO
V	426.00	427.00	408.00	420.33
A	1.89	1.89	1.89	1.89
Pérdidas Cu (W)		897.00		
Pérdidas Referencia a 85 °C (W)		1104.00		
Impedancia (Ω)		3.18		
Impedancia Referencia a 85 °C (Ω)		3.29		
ENSAYO DE CORTOCIRCUITO				
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2014				
TAP 1		TEMPERATURA MEDIA 16 °C		
MEDIDA	H1	H2	H3	PROMEDIO
V	436.00	420.50	404.23	420.24
A	1.89	1.89	1.89	1.89
Pérdidas Cu (W)		906.28		
Pérdidas Referencia a 85 °C (W)		1098.00		
Impedancia (Ω)		3.18		
Impedancia Referencia a 85 °C (Ω)		3.29		

Tabla 10.1.1.7 Pruebas de laboratorio de ensayo sin carga.

ENSAYO SIN CARGA				
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2009				
TAP 1		TEMPERATURA MEDIA 16 °C		
MEDIDA	H1	H2	H3	PROMEDIO
V	121.00	121.00	121.00	121.00
A	1.21	1.84	1.34	1.46
Pérdidas Co (W)		259.00		
Corriente de Excitación (A)		0.70		

ENSAYO SIN CARGA				
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2014				
TAP 1		TEMPERATURA MEDIA 16 °C		
MEDIDA	H1	H2	H3	PROMEDIO
V	121.00	121.00	121.00	121.00
A	1.93	2.04	1.51	1.83
Pérdidas Co (W)		303.20		
Corriente de Excitación (A)		0.90		

Tabla 10.1.1.8 Pruebas de laboratorio de relación de transformación.

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN - SECUENCIA DE FASES - POLARIDAD - GRUPO CONEXIÓN						
FECHA DE ELABORACIÓN DE INFORME 2009						
Voltaje de alimentación		210/121	Grupo	DYN5		
TAP	H1	R/T	H2	R/T	H3	R/T
1	22833.00	188.71	22832.00	188.70	22825.00	188.64
2	22257.00	183.95	22257.00	183.95	22250.00	183.89
3	21681.00	179.19	21681.00	179.19	21674.00	179.13
4	21107.00	174.44	21106.00	174.43	21101.00	174.13
5	20531.00	169.68	20531.00	169.68	20525.00	169.63
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN - SECUENCIA DE FASES - POLARIDAD - GRUPO CONEXIÓN						
FECHA DE ELABORACIÓN DE INFORME 2014						
Voltaje de alimentación		210/121	Grupo	DYN5		
TAP	H1	R/T	H2	R/T	H3	R/T
1	22825.44	188.64	22825.44	188.64	22825.44	188.64
2	22251.90	183.90	22251.90	183.90	22250.69	183.89
3	21675.94	179.14	21.677.915	179.15	21675.94	179.14
4	21102.40	174.40	21102.40	174.40	21102.40	174.40
5	20524.02	169.62	20530.07	169.67	20530.07	169.67

TOMAS DE CARGA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE OPERACIÓN EN TRANSFORMADORES CON ACEITE MINERAL:

Datos del Transformador:

Marca: Rymel.

Potencia: 50 KVA Trifásico.

Número de Empresa: E- 37709.

Tabla 10.1.2.1 Toma realizada el 2012 con el analizador de energía Fluke 435-II

TOMA DE CARGA 2012	
Factor uso a Demanda Mínima	33,000%
Factor uso a Demanda Media	75,500%
Factor uso a Demanda Máxima	116,900%
Potencia disponible demanda max(KVA)	0
Factor de carga	60,890%
Energía Directa (Khw)	695.310
Factor de perdidas	0.409

Se determina que el transformador ha estado trabajando sobrecargado 16.9% sobre su potencia nominal.

Tabla 10.1.2.2 Toma realizada el 2013 con el analizador de energía Fluke 435-II

TOMA DE CARGA 2013	
Factor uso a Demanda Mínima	1,300%
Factor uso a Demanda Media	74,300%
Factor uso a Demanda Máxima	119,100%
Potencia disponible demanda max(KVA)	0
Factor de carga	63,250%
Energía Directa (Khw)	0.800
Factor de perdidas	0.439

Se determina que el transformador ha estado trabajando sobrecargado 19.1% sobre su potencia nominal.

Tabla 10.1.2.3 Toma realizada el 2018 con el analizador de energía Fluke 435-II

TOMA DE CARGA 2018	
Factor uso a Demanda Mínima	40,200%
Factor uso a Demanda Media	80,200%
Factor uso a Demanda Máxima	133,400%
Potencia disponible demanda max(KVA)	0
Factor de carga	56,410%
Energía Directa (Kwh)	3382.720
Factor de perdidas	0.341

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RUTINA DEL TRANSFORMADOR CON ACEITE DIELÉCTRICO MINERAL.

Tabla 10.1.2.4 Pruebas de laboratorio de resistencia de bornes.

RESISTENCIA ENTRE BORNES					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2001					
TAP 1			TEMPERATURA MEDIA 16 °C		
MEDIO VOLTAJE					
	H1 H2	H1 H3	H2 H3	H2 H1	H1 T
	164.80 Ω	163.80 Ω	165.10 Ω		
BAJO VOLTAJE					
X0 X1	X0 X2	X0 X3	X1 X2	X2 X3	X1 X3
3.35 mΩ	3.43 mΩ	3.86 mΩ	6.76 mΩ	5.78 mΩ	6.80 mΩ
RESISTENCIA ENTRE BORNES					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2019					
TAP 1			TEMPERATURA MEDIA 19 °C		
MEDIO VOLTAJE					

	H1 H2	H1 H3	H2 H3	H2 H1	H1 T
	163.80 Ω	162.80 Ω	164.10 Ω		
BAJO VOLTAJE					
X0 X1	X0 X2	X0 X3	X1 X2	X2 X3	X1 X3
3.28 m Ω	3.21 m Ω	3.54 m Ω	6.36 m Ω	5.65 m Ω	6.50 m Ω

Tabla 10.1.2.5 Pruebas de laboratorio de resistencia de aislamiento.

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2001	
MEDIDA ENTRE:	M Ω
MT y BT	50000.00
MT y T	75000.00
BT y T	30000.00
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2019	
MEDIDA ENTRE:	M Ω
MT y BT	30130.00
MT y T	55900.00
BT y T	19960.00

Tabla 10.1.2.6 Pruebas de laboratorio de ensayo de cortocircuito.

ENSAYO DE CORTOCIRCUITO				
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2001				
TAP 1		TEMPERATURA MEDIA 16 °C		
MEDIDA	H1	H2	H3	PROMEDIO
V	452.92	462.87	452.90	456.23
A	1.26	1.26	1.26	1.26
Pérdidas Cu (W)		532.00		
Pérdidas Referencia a 85 °C (W)		606.80		
Impedancia Referencia a 85 °C (Ω)		3.55		

ENSAYO DE CORTOCIRCUITO				
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2019				
TAP 1		TEMPERATURA MEDIA 19 °C		
MEDIDA	H1	H2	H3	PROMEDIO
V	450.92	460.87	450.90	454.23
A	1.26	1.26	1.26	1.26
Pérdidas Cu (W)		621.00		
Pérdidas Referencia a 85 °C (W)		761.00		
Impedancia Referencia a 85 °C (Ω)		3.55		

Tabla 10.1.2.7 Pruebas de laboratorio de ensayo sin carga.

ENSAYO SIN CARGA				
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2001				
TAP 1		TEMPERATURA MEDIA 16 °C		
MEDIDA	H1	H2	H3	PROMEDIO
V	121.00	121.00	121.00	121.00
A	0.92	0.85	0.60	0.79
Pérdidas Co (W)		145.00		
Corriente de Excitación (A)		0.55		
ENSAYO SIN CARGA				
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2014				
TAP 1		TEMPERATURA MEDIA 16 °C		
MEDIDA	H1	H2	H3	PROMEDIO
V	121.00	121.00	121.00	121.00
A	0.92	0.87	0.66	0.82
Pérdidas Co (W)		161.00		
Corriente de Excitación (A)		0.60		

Tabla 10.1.2.7 Pruebas de laboratorio de relación de transformación.

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN - SECUENCIA DE FASES -
--

POLARIDAD - GRUPO CONEXIÓN						
FECHA DE ELABORACIÓN DE INFORME 2009						
Voltaje de alimentación		210/121	Grupo	DYN5		
TAP	H1	R/T	H2	R/T	H3	R/T
1	22833.00	188.71	22832.00	188.70	22825.00	188.64
2	22257.00	183.95	22257.00	183.95	22250.00	183.89
3	21681.00	179.19	21681.00	179.19	21674.00	179.13
4	21107.00	174.44	21106.00	174.43	21101.00	174.13
5	20531.00	169.68	20531.00	169.68	20525.00	169.63
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN - SECUENCIA DE FASES - POLARIDAD - GRUPO CONEXIÓN						
FECHA DE ELABORACIÓN DE INFORME 2019						
Voltaje de alimentación		210/121	Grupo	DYN5		
TAP	H1	R/T	H2	R/T	H3	R/T
1	22824.23	188.63	22819.39	188.59	22825.44	188.64
2	22251.90	183.90	22251.90	183.90	22251.90	183.89
3	21685.62	179.22	21685.62	179.22	21685.62	179.22
4	21100.87	174.47	21112.08	174.48	21110.87	174.47
5	20524.17	169.77	20542.17	169.77	20542.17	169.77

TOMA DE CARGA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE OPERACIÓN EN TRANSFORMADORES CON ACEITE VEGETAL:

Datos del Transformador:

Marca: INATRA

Potencia: 125 KVA Trifásico.

Número de Empresa: E- 165264.

Tabla 10.2.1.1 Toma realizada el 2019 con el analizador de energía Fluke 435-II

TOMA DE CARGA 2019	
Factor uso a Demanda Mínima	2,900%
Factor uso a Demanda Media	11,600%
Factor uso a Demanda Máxima	23,200%
Potencia disponible demanda max(KVA)	95.952
Factor de carga	43,390%
Energía Directa (Kwh)	564.940
Factor de perdidas	0.239

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RUTINA DEL TRANSFORMADOR CON ACEITE DIELECTRICO VEGETAL.

Tabla 10.2.1.2 Pruebas de laboratorio de resistencia entre bornes.

RESISTENCIA ENTRE BORNES					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2008					
TAP 1			TEMPERATURA MEDIA 23 °C		
MEDIO VOLTAJE					
	H1 H2	H1 H3	H2 H3	H2 H1	H1 T
	2.80 Ω	2.94 Ω	2.95 Ω		
BAJO VOLTAJE					
X0 X1	X0 X2	X0 X3	X1 X2	X2 X3	X1 X3
1.79 mΩ	1.65 mΩ	1.65 mΩ	3.16 mΩ	3.10 mΩ	3.15 mΩ
RESISTENCIA ENTRE BORNES					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2011					
TAP 1			TEMPERATURA MEDIA 20 °C		
MEDIO VOLTAJE					
	H1 H2	H1 H3	H2 H3	H2 H1	H1 T
	2.82 Ω	2.81 Ω	2.82 Ω		
BAJO VOLTAJE					
X0 X1	X0 X2	X0 X3	X1 X2	X2 X3	X1 X3
1.80 mΩ	1.67 mΩ	1.70 mΩ	3.18 mΩ	3.22 mΩ	3.11 mΩ

Tabla 10.2.1.3 Pruebas de laboratorio de resistencia de aislamiento.

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2008	
MEDIDA ENTRE:	MΩ
MT y BT	77000.00
MT y T	52900.00
BT y T	59000.00
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2011	
MEDIDA ENTRE:	MΩ
MT y BT	59000.00
MT y T	43000.00
BT y T	43000.00

Tabla 10.2.1.4 Pruebas de laboratorio de ensayo de cortocircuito.

ENSAYO DE CORTOCIRCUITO				
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2018				
TAP 1		TEMPERATURA MEDIA 24 °C		
MEDIDA	H1	H2	H3	PROMEDIO
V	121.00	131.00	126.00	126.00
A	12.03	12.03	12.03	12.03
Pérdidas Cu (W)		1406.00		
Pérdidas Referencia a 85 °C (W)		1648.00		
Impedancia Referencia a 85 °C (Ω)		3.70		
ENSAYO DE CORTOCIRCUITO				
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2011				
TAP 1		TEMPERATURA MEDIA 20 °C		
MEDIDA	H1	H2	H3	PROMEDIO
V	121.00	130.00	126.00	125.67
A	12.02	12.02	12.02	12.02
Pérdidas Cu (W)		1399.00		
Pérdidas Referencia a 85 °C (W)		1653.00		
Impedancia Referencia a 85 °C (Ω)		3.70		

Tabla 10.2.1.5 Pruebas de laboratorio de ensayo sin carga.

ENSAYO SIN CARGA				
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2008				
TAP 1		TEMPERATURA MEDIA 24 °C		
MEDIDA	H1	H2	H3	PROMEDIO
V	121.00	121.00	121.00	121.00
A	1.72	0.98	1.33	1.34
Pérdidas Co (W)		367.00		
Corriente de Excitación (A)		0.39		
ENSAYO SIN CARGA				
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2011				
TAP 1		TEMPERATURA MEDIA 20 °C		
MEDIDA	H1	H2	H3	PROMEDIO
V	121.00	121.00	121.00	121.00
A	1.43	1.10	1.51	1.35
Pérdidas Co (W)		365.00		
Corriente de Excitación (A)		1.17		

Tabla 10.2.1.6 Pruebas de laboratorio de relación de transformación.

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN - SECUENCIA DE FASES - POLARIDAD - GRUPO CONEXIÓN						
FECHA DE ELABORACIÓN DE INFORME 2008						
Voltaje de alimentación		210/121	Grupo	DYN5		
TAP	H1	R/T	H2	R/T	H3	R/T
1	6296.00	52.03	6295.00	52.03	6295.00	52.03
2	6147.00	50.80	6146.00	50.80	6146.00	50.80
3	5997.00	49.56	5997.00	49.56	5997.00	49.56
4	5849.00	48.34	5847.00	48.33	5848.00	48.33
5	5700.00	47.10	5698.00	47.09	5700.00	47.11
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN - SECUENCIA DE FASES -						

POLARIDAD - GRUPO CONEXIÓN						
FECHA DE ELABORACIÓN DE INFORME 2011						
Voltaje de alimentación		210/121	Grupo	DYN5		
TAP	H1	R/T	H2	R/T	H3	R/T
1	6293.69	52.01	6293.33	52.01	6293.45	52.01
2	6144.62	50.78	6144.50	50.78	6144.38	50.78
3	5995.43	49.55	5995.43	49.55	5995.43	49.55
4	5846.60	48.32	5846.48	48.32	5846.36	48.32
5	5697.53	47.09	5697.65	47.09	5697.65	47.09

TOMA DE CARGA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE OPERACIÓN EN TRANSFORMADORES CON ACEITE VEGETAL:

Datos del Transformador:

Marca: INATRA

Potencia: 125 KVA Trifásico.

Número de Empresa: E- 47008.

Tabla 10.2.2.1 Toma realizada el 2019 con el analizador de energía Fluke 435-II

TOMA DE CARGA 2019	
Factor uso a Demanda Mínima	1,900%
Factor uso a Demanda Media	2,600%
Factor uso a Demanda Máxima	3,2384%
Potencia disponible demanda max(KVA)	120.952
Factor de carga	43,390%
Energía Directa (Kwh)	564.940
Factor de perdidas	0.239

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RUTINA DEL TRANSFORMADOR CON ACEITE DIELECTRICO VEGETAL.

Tabla 10.2.2.2 Pruebas de laboratorio resistencia entre bornes.

RESISTENCIA ENTRE BORNES					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2013					
TAP 1			TEMPERATURA MEDIA 23 °C		
MEDIO VOLTAJE					
	H1 H2	H1 H3	H2 H3	H2 H1	H1 T
	2.86 Ω	2.86 Ω	2.87 Ω		
BAJO VOLTAJE					
X0 X1	X0 X2	X0 X3	X1 X2	X2 X3	X1 X3
			4.05 mΩ	4.01 mΩ	3.89 mΩ
RESISTENCIA ENTRE BORNES					
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2019					
TAP 1			TEMPERATURA MEDIA 20 °C		
MEDIO VOLTAJE					
	H1 H2	H1 H3	H2 H3	H2 H1	H1 T
	2.82 Ω	2.81 Ω	2.82 Ω		
BAJO VOLTAJE					
X0 X1	X0 X2	X0 X3	X1 X2	X2 X3	X1 X3
			4.01 mΩ	4.00 mΩ	3.85 mΩ

Tabla 10.2.2.3 Pruebas de laboratorio resistencia de aislamiento.

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2013	
MEDIDA ENTRE:	MΩ
MT y BT	71000.00
MT y T	42900.00
BT y T	29000.00
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2019	

MEDIDA ENTRE:	MΩ
MT y BT	56500.00
MT y T	39500.00
BT y T	28800.00

Tabla 10.2.2.4 Pruebas de laboratorio ensayo de cortocircuito.

ENSAYO DE CORTOCIRCUITO				
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2013				
TAP 1		TEMPERATURA MEDIA 24 °C		
MEDIDA	H1	H2	H3	PROMEDIO
V	121.00	131.00	126.00	126.00
A	12.03	12.03	12.03	12.03
Pérdidas Cu (W)		1386.00		
Pérdidas Referencia a 85 °C (W)		1621.00		
Impedancia Referencia a 85 °C (Ω)		3.70		

Tabla 10.2.2.5 Pruebas de laboratorio ensayo sin carga.

ENSAYO SIN CARGA				
FECHA DE ELABORACIÓN INFORME 2013				
TAP 1		TEMPERATURA MEDIA 24 °C		
MEDIDA	H1	H2	H3	PROMEDIO
V	121.00	121.00	121.00	121.00
A	1.72	0.98	1.33	1.34
Pérdidas Co (W)		359.00		
Corriente de Excitación (A)		0.39		

Tabla 10.2.2.6 Pruebas de laboratorio de relación de transformación.

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN - SECUENCIA DE FASES - POLARIDAD - GRUPO CONEXIÓN						
FECHA DE ELABORACIÓN DE INFORME 2013						
Voltaje de alimentación		210/121	Grupo	DYN5		
TAP	H1	R/T	H2	R/T	H3	R/T

1	6156.96		6151.88		6154.42	
2	5999.48		6002.02		6004.56	
3	5849.62		5854.7		5852.16	
4	5702.3		5698.49		5699.76	
5	5546.09		5548.63		5552.44	
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN - SECUENCIA DE FASES - POLARIDAD - GRUPO CONEXIÓN						
FECHA DE ELABORACIÓN DE INFORME 2019						
Voltaje de alimentación		210/121	Grupo	DYN5		
TAP	H1	R/T	H2	R/T	H3	R/T
1	6156.96		6151.88		6154.42	
2	5999.48		6002.02		6004.56	
3	5849.62		5854.7		5852.16	
4	5702.3		5698.49		5699.76	
5	5546.09		5548.63		5552.44	

ANEXO II

NORMATIVAS