



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E
INVESTIGACIÓN**

**DISEÑO DE SOPORTES AISLANTES EN
TRANSFORMADORES SECOS EN MEDIA
TENSIÓN.**

“TESIS”

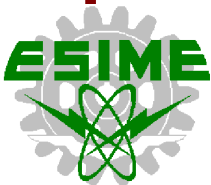
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:

ING. ERICK GONZÁLEZ VELÁZQUEZ

Cd. de México, 2011.





SIP-14-BIS

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de MÉXICO D. F. siendo las 19:00 horas del día 24 del mes de OCTUBRE del 2011 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E. ZACATENCO para examinar la tesis titulada:

“DISEÑO DE SOPORTES AISLANTES EN TRANSFORMADORES SÉCOS DE MEDIA TENSIÓN”

Presentada por el alumno:

GONZÁLEZ

Apellido paterno

VELÁZQUEZ

Apellido materno

ERICK

Nombre(s)

Con registro:

B	0	9	1	6	1	3
---	---	---	---	---	---	---

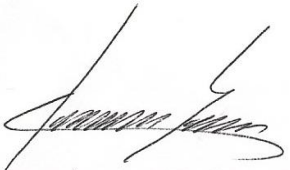
aspirante de:

MAESTRÍA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Directores de tesis


DR. FERMÍN PASCUAL ESPINO CORTÉS

Primer vocal


DR. PABLO GÓMEZ ZAMORANO

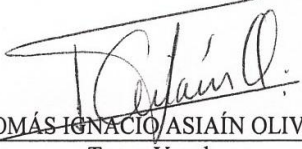
Segundo vocal


DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

Presidente


DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

Secretario

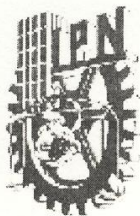

M. EN C. TOMÁS IGNACIO ASIAÍN OLIVARES

Tercer Vocal

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES


DR. JAIME ROBLES GARCÍA





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

COORDINACIÓN GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

CARTA SESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 24 de Noviembre del año 2011 el (la) que suscribe **Erick González Velázquez** alumno(a) del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Opción Potencia con número de registro **B091613**, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor(a) intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Fermín Pascual Espino Cortés y Dr. Pablo Gómez Zamorano y cede los derechos del trabajo titulado: Diseño de Soportes Aislantes en Transformadores Secos en Media Tensión, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: gonzalez.erick@hotmail.com, fspino@gmail.com, pablo.gomez.78@gmail.com.

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Erick González Velázquez

Nombre y Firma

AGRADECIMIENTOS

Al INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

En especial a la Sección de Posgrado de Ingeniería Eléctrica de la ESIME Zacatenco por darme la oportunidad de continuar con mi formación académica. Un agradecimiento a los miembros del jurado y todos los profesores que aportaron sus conocimientos para el desarrollo de este trabajo.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología

Gracias por el apoyo económico otorgado durante este periodo de formación profesional.

A mis Directores de Tesis

Al Dr. Fermin Pascual Espino Cortés y al Dr. Pablo Gómez Zamorano por su gran aportación en cuanto a sus críticas, conocimientos y experiencia para la conclusión en tiempo y forma de esta tesis.

A mis amigos y compañeros.

Gracias a todos mis amigos y compañeros de vida dentro y fuera de la academia simplemente por permitirme ser parte de sus vidas.

A mi Familia

Gracias a mis abuelos por su cariño y por sus enseñanzas de vida y trabajo duro. A mis tíos, tías, primos, primas por apoyarme y sobre todo por tolerarme.

A mis hermanos **Adriana, Paul y Gil** quienes son una inspiración día a día. A **Victoria** mi cuñada por hacer feliz a mi hermano y juntos darme otro razón de seguir trabajando una hermosa sobrina **Anilu**.

A mis héroes

Finalmente a quienes debo una vida feliz y plena aunque a veces diferente a lo acostumbrado para ellos, mis padres el **Sr. Gil González Hernández** y la **Sra. Fidela Velázquez Pérez**.

RESUMEN

El desarrollo en los materiales aislantes sólidos en las últimas décadas ha permitido un progreso rápido en la tecnología de los transformadores secos en relación con los transformadores con líquido aislante.

El diseño de las distancias dieléctricas en aire de los transformadores secos representa un reto; aunque los transformadores secos acreditan las pruebas dieléctricas de rutina se han reportado fallas durante su operación normal. Para evitar la ruptura se han adoptado sobredimensionamientos en las distancias dieléctricas en aire entre el devanado de media tensión y los herrajes de sujeción del núcleo produciendo un aumento en peso y costo. Una parte crítica del sistema de aislamiento en los transformadores secos son los apoyos de material aislante sólido ubicados entre los devanados de media tensión y la estructura metálica de sujeción del núcleo. Este trabajo propone un diseño de estos apoyos reduciendo su altura sin incrementar la posibilidad de ruptura para poder disminuir los costos durante la manufactura de los transformadores secos.

La componente tangencial del campo eléctrico se calcula sobre la superficie de los apoyos por medio del método del elemento finito (MEF) usando un programa comercial (COMSOL Multiphysics®), considerando configuraciones tanto en dos como en tres dimensiones. Se investiga la distribución del campo eléctrico sobre los apoyos para reducir la componente tangencial utilizando diferentes perfiles y variando los valores de permitividad que se pueden encontrar en los materiales aislantes modernos. En esta investigación se calcula el campo eléctrico en el transformador que en algunos casos podría representar las condiciones más severas para el sistema de aislamiento (Nivel Básico de Aislamiento al Impulso), considerándolo como un problema electrostático.

Mediante pruebas experimentales se investiga el efecto de las altas temperaturas de operación en los transformadores secos sobre la tensión de ruptura en los apoyos. Los resultados se utilizan para definir criterios para el diseño de los espaciadores. Los diseños propuestos fueron también probados en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco.

ABSTRACT

Improvements on solid insulating materials over the last decades have allowed a fast progress in the medium voltage dry transformer technology compared to liquid-filled transformers. The design of air distances on dry type transformers presents a challenge; although they pass the routine dielectric tests, once in operation failures have been reported. Over-dimension of air distances has been adopted to avoid breakdown between upper high voltage side and the core frame thereby adding cost and size to the transformer. A critical part of the insulation system of these transformers is in the insulating supports used between windings and the clamping structure. This work proposes a design of these supports that can help to reduce their length without increasing the possibility of breakdown and decreasing the final cost of dry-type transformers. The tangential electric field in the support surface is calculated by means of the Finite Element Method (FEM) using a commercial software (COMSOL Multiphysics®), considering two and three dimensional configurations. The electric field distribution in the supports to reduce the tangential electric field using different profiles and different values of permittivity is investigated, considering some improvements in solid insulating materials. In this investigation, the electric field that represents the worst condition for the insulation structure of the transformer (Basic Insulation Level) is calculated, considering an electrostatic problem.

Experimental tests were performed in order to verify the effect of the high operation temperature of dry type transformer on the breakdown voltage in the insulating supports. The experimental results are then used to define the design criteria used in the simulations. The proposed designs are also tested in the high voltage laboratory of ESIME Zacatenco.

ÍNDICE

	Pag.
RESUMEN	i
ABSTRACT	ii
ÍNDICE	iii
LISTA DE FIGURAS	vii
LISTA DE TABLAS	ix
GLOSARIO DE TÉRMINOS	x
ACRÓNIMOS	xi
SIMBOLOGÍA	xi
CAPÍTULO 1 Introducción	1
1.1 Planteamiento del problema.	2
1.2 Estado del arte.	2
1.2.1 Trabajos relacionados con transformadores tipo seco.	3
1.3 Objetivos.	8
1.4 Justificación.	9
1.5 Aportaciones.	10
1.6 Limitaciones y Alcances.	11
1.7 Estructura de la Tesis.	12

CAPITULO 2	Transformador tipo seco en media tensión	13
2.1.	Introducción.	13
2.2.1.	Construcción del núcleo de transformador tipo seco.	15
2.2.2.	Construcción de bobinas de transformador tipo seco.	15
2.2.3.	Aislamientos de transformador tipo seco.	16
2.2.4.	Apoyos aislantes de transformador tipo seco.	17
2.3.	Aplicación de los transformadores tipo seco.	18
2.4.	Comparativo entre el transformador tipo seco y otros tipos de transformadores.	19
2.5.	Comparativo entre el transformador tipo seco y sumergido en aceite mineral.	21
2.6.	Alta temperatura de funcionamiento comparada con la eficiencia.	23
CAPITULO 3	Diseño de apoyos aislantes para transformadores secos	24
3.1.	Introducción.	24
3.2.	Principios de tensión de ruptura.	25
3.3.	Ruptura superficial.	28
3.4.	Ruptura del aislamiento a tensión alterna.	29
3.5.	Aplicación de la teoría al aislamiento de transformadores.	29
3.6.	Definición de Campo electrostático.	30
3.7.	Solución mediante Potenciales de campos electrostáticos.	30
3.8.	Análisis Computacional.	32

3.9. Simulaciones de campo eléctrico en dos dimensiones de transformador tipo seco en media tensión.	33
3.10. Simulaciones de campo eléctrico en tres dimensiones de transformador tipo seco en media tensión.	40
3.11. Modificación de la geometría de los perfiles.	42
3.12. Modificación de permitividad de los materiales.	48
CAPÍTULO 4 Pruebas experimentales	50
4.1. Introducción.	50
4.1.2 Método de arriba-abajo (Up and Down) para determinar la tensión de flameo (U_{50}).	51
4.1.3 Ruptura por propagación de streamers	52
4.2. Pruebas de tensión de ruptura a temperatura ambiente con diferentes configuraciones de electrodos bajo tensión alterna.	54
4.2.1 Pruebas de tensión de ruptura a temperatura ambiente, configuración punta-punta.	56
4.2.2 Pruebas de tensión de ruptura a temperatura ambiente, configuración electrodos esféricos.	57
4.2.3 Pruebas de tensión de ruptura a temperatura ambiente, configuración punta-plano.	59
4.3. Efecto de la temperatura en la tensión de ruptura en los apoyos.	64
4.3.1 Determinación de perfiles de temperatura en apoyos de transformador seco	65
4.4. Pruebas de tensión de ruptura en alta temperatura, configuración punta-plano.	69
4.4.1 Pruebas de tensión de ruptura en alta temperatura con arreglo punta-plano bajo tensión alterna.	71
4.4.2 Pruebas de tensión de ruptura en alta temperatura con arreglo punta-plano bajo tensión de impulso de rayo.	75

4.5.	Simulaciones de prueba de tensión de ruptura en arreglo punta-plano bajo tensión alterna.	78
4.6.	Simulaciones de prueba de tensión de ruptura en arreglo punta-plano bajo tensión de impulso de rayo.	81
CAPÍTULO 5	Conclusiones	83
5.1	Recomendaciones para trabajos futuros.	86
REFERENCIAS		87
APÉNDICE A	Dimensiones generales de transformador seco 1000kVA 13200-220Y/127V.	94
APÉNDICE B	Niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores tipo seco.	95
APÉNDICE C	Publicaciones.	96

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 2.1.- Apoyos mecánicos entre bobinas de media tensión y herrajes de núcleo.	18
Figura 2.2.- Tipos de transformadores; a) tipo seco de devanados abiertos, b) tipo seco encapsulado en resina epóxica y c) Sumergido en liquido aislante.	19
Figura 3.1.- Curva de Paschen.	26
Figura 3.2.- Geometría de transformador en 2D y distribución de líneas equipotenciales.	35
Figura 3.3.- Detalle de trayectoria en la superficie de apoyo entre bobina de M.T. y herrajes.	35
Figura 3.4.- Refinado de mallado en la superficie de apoyos.	36
Figura 3.5.- (a) Campo eléctrico en la superficie de una sección del espaciador, (b) Componente normal a la superficie del campo eléctrico, (c) Componente tangencial a la superficie del campo eléctrico.	36
Figura 3.6.- Campo eléctrico tangencial en la superficie del apoyo actual en 2D.	37
Figura 3.7.- Vista de elevación de la posición real del apoyo.	38
Figura 3.8.- Modelo con espacio entre los apoyos, el núcleo y aislamiento.	38
Figura 3.9.- Campo eléctrico tangencial en la superficie del apoyo actual en 2D considerando espacios de la Figura 3.7.	39
Figura 3.10.- Geometría de transformador tipo seco en 3D.	40
Figura 3.11.- Geometría simplificada de modelo en 3D.	41
Figura 3.12.- Campo eléctrico tangencial de modelos en 2D y 3D en la superficie de apoyos actuales.	41
Figura 3.13.- Potencial eléctrico sobre la superficie del perfil 2.	42
Figura 3.14.- Campo eléctrico tangencial sobre la superficie del perfil 2.	43
Figura 3.15.- Geometría cóncava y potencial eléctrico sobre la superficie del perfil 3.	44
Figura 3.16.- Comparación de campo eléctrico tangencial en perfil 2 y perfil 3.	44
Figura 3.17.- Potencial eléctrico sobre la superficie del perfil 4.	45
Figura 3.18.- Comparación de campo eléctrico tangencial en perfil 2 y perfil 4 .	45
Figura 3.19.- Potencial eléctrico sobre la superficie del perfil 5 .	46
Figura 3.20.- Comparación de campo eléctrico tangencial en perfil 2 y perfil 5.	46
Figura 3.21.- Comparación de campo eléctrico tangencial en diferentes perfiles.	47
Figura 3.22.- Geometría de perfiles propuestos.	47
Figura 3.23.- Campo eléctrico tangencial para diferentes valores de permitividad en perfil 2.	49
Figura 3.24.- Campo eléctrico tangencial para diferentes valores de permitividad en perfil 5.	49
Figura 4.1.- Desarrollo del streamer y el líder.	53
Figura 4.2.- Arreglo esquemático para prueba de tensión de ruptura a temperatura ambiente.	55
Figura 4.3.- a) Divisor de tensión b) Transformador de alta tensión c) kilovoltímetro d) Consola de control e) pirómetro.	55
Figura 4.4.- Arreglo configuración punta-punta.	56

Figura 4.5.- Tensión de ruptura en configuración punta-punta.	57
Figura 4.6.- Arreglo configuración de electrodos esféricos.	58
Figura 4.7.- Tensión de ruptura en configuración de electrodos esféricos.	59
Figura 4.8.- Arreglo configuración punta-plano.	60
Figura 4.9.- Tensión de ruptura en configuración punta-plano.	60
Figura 4.10.- Tensión mínima de ruptura en aire	61
Figura 4.11.- Tensión mínima de ruptura superficial	61
Figura 4.12.- Tensión de ruptura con apoyo a temperatura ambiente con diferentes configuraciones de electrodos.	63
Figura 4.13.- Tensión de ruptura en aire a temperatura ambiente con diferentes configuraciones de electrodos.	63
Figura 4.14.- Comparativo de menor tensión de ruptura en aire y con apoyo a temperatura ambiente.	64
Figura 4.15.- Diagrama eléctrico para prueba de tensión de impedancia.	66
Figura 4.16.- Fuente regulada trifásica para prueba de tensión de impedancia.	66
Figura 4.17.- Corto circuito de la conexión estrella en baja tensión de transformador.	66
Figura 4.18.- Conexión del devanado primario del transformador a la fuente regulada.	67
Figura 4.19.- a) Imagen infrarroja de transformador seco en media tensión b) Perfil de temperatura a lo largo de los devanados de transformador seco.	67
Figura 4.20.- Imagen infrarroja de apoyos de bobinas b) Perfil de temperatura a lo largo de los apoyos de transformador seco.	68
Figura 4.21.- Arreglo para prueba de tensión de ruptura en alta temperatura.	69
Figura 4.22.- Equipo a) relevador b) controlador de temperatura c) termopar tipo J d) resistencia calefactora e) horno.	70
Figura 4.23.- Tensión de ruptura en aire con alta temperatura.	71
Figura 4.24.- Tensión de ruptura con apoyo en alta temperatura.	72
Figura 4.25.- Tensión de ruptura en aire y con apoyo en alta temperatura.	72
Figura 4.26.- Imagen infrarroja de arreglo punta-plano con alta temperatura.	73
Figura 4.27.- Tensión mínima de ruptura en aire alta temperatura.	74
Figura 4.28.- Tensión mínima de ruptura superficial alta temperatura.	74
Figura 4.29.- Arreglo experimental para prueba de tensión de flameo.	75
Figura 4.30.- a) generador de impulso b) divisor capacitivo c) consola de control.	76
Figura 4.31.- Ondas de impulso aplicadas durante las prueba de determinación de U_{50} .	77
Figura 4.32.- Geometría de modelo en 3D.	79
Figura 4.33.- Mallado de arreglo punta-plano.	80
Figura 4.34.- Potencial eléctrico sobre la superficie de apoyos.	80
Figura 4.35.- Campo eléctrico tangencial sobre la superficie de apoyos bajo tensión alterna.	80
Figura 4.36.- Campo eléctrico tangencial sobre la superficie de apoyos bajo tensión de impulso de rayo en arreglo punta-plano.	82

Figura 4.37.- Campo eléctrico tangencial sobre la superficie de apoyos bajo NBAI (60kV) en arreglo punta-plano.	82
Figura A.1.- Dimensiones generales de transformador seco 1000kVA 13200-220Y/127.	94

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 2.1.- Nivel de tensión en transformadores de media tensión.	20
Tabla 2.2.- Combustibilidad de transformadores con diferente medio aislante.	20
Tabla 2.3.- Valores de temperatura de los aislamientos.	21
Tabla 2.4.- Comparación entre transformadores tipo seco y en aceite.	21
Tabla 2.5.- Diseños de costo mínimo.	23
Tabla 2.6.- Diseños manteniendo una misma eficiencia.	23
Tabla 3.1.- Características de transformador tipo seco de 1000kVA.	34
Tabla 3.2.- Error relativo de mallado.	37
Tabla 3.3.- Materiales utilizados en apoyos.	48
Tabla 4.1.- Tensión de ruptura en arreglo punta-punta.	56
Tabla 4.2.- Tensión de ruptura en arreglo de esferas.	59
Tabla 4.3.- Tensión de ruptura en aire y con apoyo a temperatura ambiente.	60
Tabla 4.4.- Valores de U_0 y E_{st} para los valores experimentales de la Figura 4.9 y Figura 4.10	61
Tabla 4.5.- Tensión de ruptura en aire y con apoyo en alta temperatura.	71
Tabla 4.6.- Valores de U_0 y E_{st} para los valores experimentales en alta temperatura comparados con los valores a temperatura ambiente.	73
Tabla 4.7.- Mediciones para determinación de U_{50} en perfil 1 a temperatura ambiente.	76
Tabla 4.8.- Mediciones para determinación de U_{50} en perfil 1 en alta temperatura.	78
Tabla 4.9.- Mediciones para determinación de U_{50} en perfil 5 a temperatura ambiente.	78
Tabla 4.10.- Mediciones para determinación de U_{50} en perfil 5 en alta temperatura.	78
Tabla 4.11.- Cálculo de U_{10} bajo impulso positivo 1.2/50 μ s.	78
Tabla 4.12.- Campo eléctrico tangencial en superficie de apoyos en arreglo punta-plano bajo tensión alta.	79
Tabla 4.13.- Campo eléctrico tangencial en superficie de apoyos en arreglo punta-plano bajo tensión de impulso de rayo en alta temperatura.	81
Tabla 4.14.- Campo eléctrico tangencial en superficie de apoyos en arreglo punta-plano bajo NBAI de transformador (60kV).	81

Tabla B.1.- Relaciones de tensión nominal de sistema y sus correspondientes.	95
Tabla B.2.- Niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores tipo seco, utilizados en sistemas (60Hz) con NBAI de 200kV y menores [34].	95

GLOSARIO

Aceites aislantes de base parafínica no inhibidos (AABPNI). Aceites derivados del petróleo cuya estructura incluye anillos cíclicos de cinco o seis carbonos.

Bifenilos policlorados (BPC). Compuestos utilizados ampliamente en equipos eléctricos. Son una mezcla de hasta 209 compuestos clorados, se pueden presentar en forma de líquidos o sólidos. Su color va de incoloro a amarillo claro, no tienen olor o sabor especial.

Intensidad de campo eléctrico. Es la fuerza por unidad de carga en un campo eléctrico.

Tensión de flameo: Tensión eléctrica necesaria para producir una ruptura lo suficientemente ionizada para mantener un arco eléctrico

Transformador tipo seco. Transformador en el cual el núcleo y los devanados no están inmersos en líquido aislante.

Transformador tipo seco encapsulado: transformador tipo seco en el que uno o más devanados se encapsulan en un aislamiento sólido (entendiéndose como encapsular el proceso de inyección bajo vacío o presión atmosférica de resina epóxica para aislar los devanados).

Transformador tipo seco impregnado. Transformador tipo seco en el que uno a más de sus devanados que son impregnados al vacío con una capa de barniz o resina aislante que protege los devanados.

ACRÓNIMOS

AABPNI:	Aceites aislantes de base parafínica no inhibidos.
ANSI:	American National Standards Institute
BPC:	Bifenilos policlorados.
LAATI:	Líquido aislante de alta temperatura de inflamabilidad.
MEF:	Método del Elemento Finito
NBAI:	Nivel básico de aislamiento al impulso de rayo
NEMA:	National Electrical Manufacturers Association
VPI:	Vacuum Pressure Impregnation process

SIMBOLOGÍA

		Unidades
∇	Operador diferencial vectorial	
$\vec{E}$	Intensidad de campo eléctrico	V/m
$\vec{D}$	Densidad de flujo eléctrico	C/m ²
V	Potencial escalar eléctrico	V
ρ	Densidad de carga volumétrica	C/m ³
ϵ	Permitividad del medio	F/m
ϵ_r	Permitividad relativa del medio	
Q	Carga eléctrica	C
T	Temperatura	°C
m.s.n.m .	Metros sobre el nivel del mar	m
p	Presión atmosférica	mm de Hg
δ	Densidad relativa del aire	
°C	Grado centígrado	°C
U_{50}	Tensión de impulso con una probabilidad de ruptura del 50%	kV
U_{10}	Tensión de impulso con una probabilidad de ruptura del 10%	kV

CAPÍTULO 1 Introducción

El empleo de la energía eléctrica es un factor determinante para el desarrollo tecnológico y económico de un país o de una región. Modernos desarrollos en todas las áreas del sector eléctrico se utilizan en beneficio del usuario final y del proveedor del servicio, derivando en una mayor confiabilidad y economía de operación.

En la generación y distribución de energía eléctrica los transformadores eléctricos constituyen un elemento primordial, sin el cual sería imposible contar con electricidad en los hogares e industrias. Para el aislamiento eléctrico y refrigeración de los transformadores se emplean aceites industriales que eventualmente pueden representar un riesgo al entrar en contacto con el medio ambiente.

Hasta la década de los 70's en los transformadores eléctricos se empleaba un tipo de aceite aislante que contenía bifenilos policlorados (BPC's) como aditivos. Diversos eventos catastróficos en países industrializados motivaron su reemplazo por aceites aislantes sin BPC's. Los aceites sustitutos empleados en México son aceites aislantes de base parafínica no inhibidos (AABPNI) [1].

A pesar de que existe una norma que regula las propiedades físicas y químicas de los AABPNI, no existe ninguna información de su peligrosidad ambiental. Debido a lo anterior se han utilizado cada vez con mayor frecuencia los transformadores tipo seco de devanados abiertos como tecnología alternativa, para racionalizar la explotación de los recursos naturales.

Los transformadores tipo seco presentan muchas ventajas comparativas contra los transformadores sumergidos en líquido aislante, tales como estar prácticamente libres de mantenimiento y estar manufacturados con materiales aislantes que resisten altas temperaturas, además de ser auto extingüibles; sin embargo, su principal desventaja es la inversión inicial más elevada por las consideraciones de diseño tanto en las bobinas como en el núcleo.

1.1 Planteamiento del problema

Los transformadores tipo seco, al manejar corrientes eléctricas con alta tensión, alcanzan temperaturas más elevadas que los sumergidos en líquido aislante durante la operación normal, por lo que es necesario utilizar aislantes que soporten las altas temperaturas en su interior. Los aislantes internos deben efectuar dos funciones básicas: transferir el calor del núcleo a las zonas de enfriamiento y aislar las zonas que se encuentran a diferentes potenciales eléctricos. Los aislamientos externos, además de las dos funciones anteriores, deben ofrecer una sujeción mecánica entre las bobinas y los herrajes de sujeción del núcleo magnético con el fin de soportar los esfuerzos axiales causados por la operación normal y por fallas externas.

Los aislamientos externos en los transformadores tipo seco son de mayor longitud axial que en el caso de los transformadores sumergidos en líquido aislante. Estos aislamientos son diseñados para que los transformadores tipo seco acrediten los valores especificados en las normas aplicables al producto durante las pruebas dieléctricas de rutina y prototipo.

La mayor longitud axial en los soportes de las bobinas implica un sobredimensionamiento en la altura del núcleo en cada columna. Esto produce mayores pérdidas de vacío debido al aumento en la masa de acero al silicio, traduciéndose en una reducción de la eficiencia del transformador, aumento en la masa total del equipo, elevación de temperatura y finalmente aumento en los costos de producción. En transformadores tipo seco una reducción en la longitud axial de los soportes puede ser una ventaja competitiva tanto para los fabricantes dedicados a este tipo de transformadores como para los usuarios debido a una reducción de costos.

1.2 Estado del arte

Los transformadores secos no son nuevos; de hecho, el primer transformador fabricado fue tipo seco [2]. Sin embargo, comúnmente eran de baja capacidad y para bajas tensiones. Los transformadores eran contruidos con materiales aislantes orgánicos conocidos como aislamientos clase A que no son a prueba de fuego.

Capítulo 1

En 1936 se desarrolló una nueva clase de transformadores secos. Estos transformadores se fabricaron en capacidades de hasta 4000 kVA y eran enfriados simplemente por la circulación natural del aire a través del núcleo y las bobinas. Con la circulación forzada de los transformadores la capacidad podía incrementar. Estos transformadores eran a prueba de explosión y de fuego debido a que el aislamiento mayor era principalmente el aire. Su estructura aislante estaba formada por sustancias inorgánicas, asbesto, mica, fibra de vidrio o combinaciones de estas sustancias impregnadas con barniz resistente al calor. Combinaciones de estas sustancias son definidas como aislantes clase B [2].

Durante la década de los 50's muchos transformadores utilizaron aislamiento clase H para operación en alta temperatura. En la misma década se comercializaron los transformadores ventilados con elevación de temperatura de 150°C en los devanados clase F [14].

1.2.1 Trabajos relacionados con transformadores tipo seco

Existen pocos trabajos enfocados a transformadores tipo seco de devanados abiertos y en su mayoría sólo proporcionan información para comparar los transformadores sumergidos en líquido aislante y los transformadores secos. A continuación se presentan algunos de los trabajos más importantes relacionados con transformadores secos.

En 1945 P. L. Bellaschi estudió el desarrollo de los transformadores secos, especialmente con referencia a su rigidez dieléctrica y presentó recomendaciones de niveles de impulso y métodos de protección contra sobretensiones por descargas atmosféricas [3]. Los transformadores están expuestos a ondas de rayo, por lo cual se pone atención al diseño de un sistema de aislamiento coordinado. Además, existen especificaciones en donde por cuestiones económicas los transformadores se deben conectar a líneas aéreas expuestas a ondas de rayo. Los transformadores modernos están diseñados con un sistema de aislamiento coordinado, esto es, el aislamiento entre bobinas, vueltas y aislamientos menores están coordinados con el aislamiento principal de modo que soporte una onda de impulso.

Capítulo 1

En 1948 H. C. Stewart analizó los transformadores tipo seco con aislamiento clase B que consiste en materiales como fibra de vidrio, hojas de asbesto e incluso celulosa en combinación con barniz resistente al calor [4]. Concluyó que la vida de cualquier material no depende sólo de su temperatura sino también del medio en el que alcanza esa temperatura. Estudió la diferencia en la vida de un aislante cuando contiene materiales orgánicos sumergidos en un medio líquido o en un gas. Observó que en el primer caso la vida mecánica dependerá de las vibraciones pero la capacidad de absorción de líquido hace que mantenga su resistencia eléctrica en un alto grado. Para el segundo caso donde el material opera en un medio gaseoso no sólo existe una reducción en la resistencia mecánica sino también en la resistencia eléctrica. Afirmó que este último argumento produce el envejecimiento del barniz con el que se impregnan los aislantes para mejorar las cualidades mecánicas y eléctricas del material base.

En 1953 H. C. Stewart mostró que el proceso de envejecimiento de los sistemas aislantes en los transformadores secos no sólo depende de los materiales usados sino también del medio gaseoso en el que operan [5]. Este medio gaseoso puede acelerar o retardar el envejecimiento por la reacción química con los materiales base y los materiales de impregnación. Un criterio mecánico para materiales aislantes en un medio gaseoso no es válido debido a que sus propiedades mecánicas no se dañan apreciablemente con la temperatura, mientras que sus propiedades eléctricas se modifican considerablemente.

En 1956 T. R. Walters presentó las dificultades al construir un modelo físico que se utilice para predecir todas las características del transformador [6]. Tal dispositivo podría ser más costoso y más difícil de evaluar que el propio transformador. Las posibilidades de construir un modelo con éxito son mucho mayores si los objetivos de cada trabajo en específico se delimitan. Este trabajo reporta las pruebas realizadas para determinar la efectividad del diseño de un modelo adecuado para la evaluación de estabilidad térmica del sistema aislante de un transformador seco.

En 1956 L. C. Whitman estudió la importancia de conocer los gradientes de temperatura a través de los transformadores tipo seco debido a que se utilizan aislamientos con clases de

Capítulo 1

temperatura diferentes en una misma unidad [7]. Las partes aislantes en los transformadores deben soportar la máxima temperatura del punto más caliente y soportar los esfuerzos mecánicos que se encuentran en la práctica para ser utilizados como un criterio confiable para el envejecimiento térmico. Por lo tanto es esencial conocer el rango de efectos de varias geometrías de diseño para que el modelo utilizado pueda representar adecuadamente estos efectos.

En 1978 S. Isobe realizó un estudio de las propiedades de los transformadores tipo seco encapsulados con resina clase H [8]. Analizó las propiedades de la resina clase H debido al incremento en el uso de este tipo de transformadores con el fin de lograr mayor seguridad por la prohibición del uso de transformadores sumergidos en aceite con contenido de bifenilos policlorados (BPC). Estudió las propiedades de las nuevas resinas debido a sus características de buena resistencia al calor y a los esfuerzos mecánicos. Las propiedades de las resinas clase H permitieron la manufactura de transformadores más compactos, ligeros, con bajo nivel de ruido y menor mantenimiento comparado con los transformadores sumergidos en aceite mineral.

En 1984 T. J. Lewis estudió la importancia de la naturaleza molecular de los aislamientos sólidos. Concluyó que debido a la debilidad en las interacciones moleculares de los materiales aislantes sólidos la conducción de carga eléctrica a través del material se produce por canales localizados entre los estados electrónicos moleculares [9]. La energía de los estados electrónicos moleculares se modifica con la presencia de polarización local y esto es particularmente importante en un electrodo metálico donde la transferencia de carga podría ocurrir incluso en condiciones de un campo eléctrico nulo. Bajo un campo eléctrico elevado la transferencia se enfatiza. Los detalles del proceso son inherentes a la dependencia en el tiempo. La conducción y ruptura de un aislante sólido son procesos complejos que involucran no sólo la transferencia de carga en el dieléctrico sino también a través de la interfaz del dieléctrico y los electrodos.

En 1991 H. D. Smith mostró como los transformadores secos son comúnmente restringidos en una o más direcciones que permitan su uso en aéreas confinadas [10]. Esto es de

Capítulo 1

particular importancia por ejemplo en las minas subterráneas de carbón donde la altura está limitada. Estudió como las limitaciones en las dimensiones afectan las características de operación de un transformador. Algunos diseños, a pesar de la viabilidad de su construcción, pueden ser desde el punto de vista económico no viables o tener impedancias comercialmente inaceptables.

En el 2000 T. Nunn integró información de varias fuentes que proporcionan información para evaluar transformadores en líquido aislante y en tipo seco [11]. La primera base de comparación es una descripción general del funcionamiento y diseño del producto. La segunda comparación es específica de las características eléctricas en cuanto a las capacidades y relaciones normalizadas. Se incluye una descripción general de algunas normas aplicables en la industria como son las normas ANSI [24-33] y NEMA [17] que se usan como referencia para la comparación de características eléctricas en transformadores en aceite mineral y en tipo seco.

En el 2000 Z. Dianchun hizo referencia a como la expectativa de vida en servicio de los transformadores ventilados tipo seco depende de la rapidez del deterioro de los materiales aislantes usados en su construcción y está asociada a la generación de temperatura producida por la resistencia de los devanados [12]. Analizó la importancia del estudio de la distribución de temperatura en los devanados mediante un modelo matemático del campo térmico.

En el 2000 N. L. Allen obtuvo las características de la tensión de ruptura usando un espacio de 20cm en un arreglo punta-plano en temperaturas entre 294°K y 770°K [13]. Aplicando onda de impulso de frente lento, tensión alterna y onda completa también investigó prerruptura corona. Estudió como la naturaleza de las características de la tensión de ruptura depende fuertemente del tipo y polaridad de la tensión aplicada. Esto se discute en términos de los cambios en la densidad relativa del aire con la temperatura y la relación con las recomendaciones de la IEC 60-1 para el ajuste de las tensiones de ruptura a las condiciones atmosféricas estándar.

Capítulo 1

En 2005 J. Hong estableció un modelo en tres dimensiones para el análisis por medio del elemento finito del campo eléctrico en las terminales de bobinas de acuerdo a sus características de aislamiento [15]. Se muestra la distribución del campo eléctrico en algunos planos y se da la posición de varios puntos donde se presentan los máximos valores de intensidad de campo eléctrico. Los campos eléctricos en las finales de los devanados del transformador son no-uniformes de dos tipos: punta-punta y punta-plano. Por otra parte el campo eléctrico entre los dos extremos de un mismo devanado es generalmente simétrico.

En 2010 J. Smolka optimizó la forma de los ductos en transformadores secos usando dinámica de fluidos computacional y algoritmos genéticos [16]. La técnica de algoritmos genéticos se usó para optimizar el diámetro de los ductos y las bobinas. Las restricciones del proceso de optimización son la mínima distancia entre los devanados de baja y media tensión con el diámetro exterior de las bobinas. Dado que el transformador investigado es una unidad especial, dos funciones objetivo fueron aplicadas para minimizar el promedio y la máxima temperatura promedio de los devanados y por lo tanto las pérdidas en las bobinas. Los valores de las funciones objetivo se determinaron usando un modelo computacional mediante dinámica de fluidos. El flujo total local de calor es especificado en las fronteras externas del modelo. Las propiedades térmicas de las bobinas y el núcleo son consideradas como anisotrópicas y dependientes de la temperatura, mientras que las pérdidas son consideradas como fuente de calor. Tanto las propiedades de las bobinas como las pérdidas varían con cada configuración generada. Los resultados muestran que la no uniformidad en la ubicación de los conductores y ductos puede mejorar la disipación de calor. Consecuentemente las pérdidas en las bobinas reducen.

En 2002 Daniel Moreno hace una revisión del desarrollo histórico del Metodo del Elemento Finito, principalmente desde la década de los años cincuenta hasta el 2000 [51]. También revisa la modelación de sistemas CAD (Computer Aided Design) presentando sus ventajas de interactividad y facilidad de crear nuevos diseños y la posibilidad de simular el comportamiento del sistema antes de la construcción del prototipo. Revisa las técnicas experimentales y computacionales en campos eléctricos y magnéticos.

Capítulo 1

En 2007 Marco A. Venegas presenta el modelado de transformadores con el auxilio de computadoras digitales para la solución directa de las ecuaciones de Maxwell; esto permite un estudio profundo de la distribución de los campos magnéticos producidos por las corrientes en todos los conductores del transformador [58]. Estudia las ecuaciones en derivadas parciales, así como las condiciones de frontera que describen el comportamiento de un transformador de potencia trifásico; además se analizan varias formulaciones electromagnéticas en tres dimensiones para resolver el problema de corrientes de remolino de baja frecuencia. La solución de las ecuaciones gobernantes se obtiene a través del Método del Elemento Finito. La determinación de pérdidas se realiza utilizando una formulación en el dominio de la frecuencia considerando que el transformador opera en estado estable. Se utiliza un modelo de elementos finitos en tres dimensiones acoplado a circuitos eléctricos externos. Se pone especial interés al análisis de flujo magnético disperso para un estudio apropiado de las pérdidas producidas por las corrientes de remolino en partes estructurales del transformador.

En 2009 José A. de León estudia como los controladores de velocidad variable con modulación de ancho de pulsos conectado a un transformador elevador incrementa y modifica la distribución de esfuerzos dieléctricos en el aislamiento de los devanados [59]. Por lo anterior resulta de interés para el diseñador de transformadores conocer la magnitud y distribución por sección de devanado con el fin de estar en posibilidades de proponer soluciones. Con los datos geométricos y los de construcción de un transformador típico para esta aplicación, y utilizando el Método del Elemento Finito, se calculan los parámetros eléctricos del transformador para una frecuencia equivalente al tiempo de elevación del frente de onda de los pulsos que se tiene a la salida de un controladores de velocidad variable. El modelo geométrico del transformador fue considerado con simetría-axial.

1.3 Objetivos

Objetivo general

Diseñar apoyos aislantes de transformadores secos mediante el método del elemento finito, calculando el campo eléctrico tangencial en la superficie de dichos apoyos a fin de

Capítulo 1

proponer un nuevo perfil que permita reducir la longitud axial sin incrementar la posibilidad de flameo.

Objetivos particulares

1. Simular la distribución de campo eléctrico en los apoyos aislantes entre devanados de media tensión y los herrajes de sujeción del núcleo magnético mediante un modelo de elemento finito en 2 dimensiones.
2. Utilizar un modelo en 3 dimensiones que permita validar los resultados obtenidos del modelo en 2 dimensiones.
3. Determinar experimentalmente el efecto de las altas temperaturas de operación en la tensión de ruptura.
4. Proponer un nuevo perfil con menor longitud axial sin aumentar el riesgo de presentarse la ruptura superficial.

1.4 Justificación

El desarrollo en materiales aislantes sólidos en las últimas décadas ha permitido un progreso en el diseño de los transformadores secos de devanados abiertos en media tensión. Los nuevos materiales han mejorado sus cualidades al presentar alta resistencia a corrientes de corto circuito, sobretensiones y humedad. Los transformadores tipo seco presentan niveles bajos de ruido y soportan altos niveles de temperatura, permitiendo desarrollar diseños más compactos. Adicionalmente reducen el riesgo de incendio o explosión debido a que en su manufactura se utilizan materiales no tóxicos amigables con el medio ambiente. Este tipo de transformadores ofrece un amplio rango de diseños en cuanto a capacidad para uso interior o exterior en media tensión para una variedad de usos como son: distribución, subestación, estación e incluso sistemas de tracción. Para muchas aplicaciones los transformadores tipo seco son más adecuados que los sumergidos en líquido aislante. Los transformadores secos se pueden ubicar más cerca de las cargas que los transformadores en

Capítulo 1

aceite, lo que se traduce en menor longitud de los conductores de baja tensión y por lo tanto menor costo. Por otra parte su mantenimiento es mínimo ya que no se requiere el análisis periódico del líquido aislante.

Sin embargo, el diseño de las distancias en aire entre la media tensión y los herrajes de sujeción del núcleo en este tipo de transformadores puede representar un gran problema. Se han observado fallas en operación a pesar de acreditar las pruebas dieléctricas de rutina. Para evitar estas fallas se han adoptado sobredimensiones en las distancias en aire entre las bobinas de media tensión y los herrajes, lo cual aumenta los costos por el aumento en la longitud de las columnas del núcleo. Esto produce una mayor inversión inicial comparada con los equipos sumergidos en líquido aislante. Por lo tanto, una reducción en la longitud axial de los soportes entre las bobinas de media tensión y los herrajes resulta en una reducción en la longitud del núcleo, generando beneficios tales como: reducción en la masa de acero al silicio, pérdidas en vacío, reducción en la generación de calor y por lo tanto un incremento en la eficiencia del transformador.

1.5 Aportaciones

Se presenta un modelo completo en 2D para las simulaciones en condiciones electrostáticas y se compara con un modelo en 3D aprovechando la simetría del problema, con el fin de reducir el tiempo y recursos de cómputo para la solución en este tipo de problemas.

Se utiliza un arreglo punta-plano en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco para demostrar como los soportes utilizados entre las bobinas de media tensión y los herrajes del núcleo afectan los valores de tensión de ruptura para distintos gaps.

Se demuestra, mediante pruebas en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco en un arreglo punta-plano, el efecto de las altas temperaturas presentes en la operación normal de los transformadores secos sobre los valores de tensión de ruptura.

Se proponen nuevos perfiles mediante simulaciones y se demuestra su comportamiento adecuado a través de pruebas en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco. Los perfiles propuestos no incrementan la posibilidad de ruptura y permiten reducir la longitud axial de los apoyos actuales.

1.6 Limitaciones y alcances

Limitaciones

- Los modelos son aplicables únicamente a transformadores tipo seco de devanados abiertos.
- Este trabajo no incluye los transformadores secos encapsulados en resina epóxica.

Alcances

- Se obtienen modelos implementados en software comercial basado en el método del elemento finito que permite simular la distribución del campo eléctrico en los soportes mecánicos entre las bobinas de media tensión y los herrajes de sujeción del núcleo.
- Se desarrollan modelos en 2D y 3D con resultados muy similares, lo cual permite comparar ambos modelos.
- Se desarrollan pruebas en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco mediante un arreglo punta-plano que permiten comparar los modelos.
- Se comprueba mediante ensayos en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco la influencia de los soportes sólidos en la tensión de ruptura.
- Se demuestra la influencia de las altas temperaturas en la tensión de ruptura mediante pruebas en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco.
- Se proponen nuevos perfiles (Capítulo 3) que permiten reducir costos de manufactura sin incrementar la posibilidad de falla a través de los soportes.

1.7 Estructura de la tesis

El Capítulo 1 está conformado por una introducción general, la justificación de la tesis y los antecedentes de los transformadores tipo seco.

El Capítulo 2 presenta conceptos generales de los transformadores tipo seco de devanados abiertos en media tensión, ventajas y desventajas, además de una comparación con los transformadores sumergidos en líquido aislante.

En el Capítulo 3 aborda el diseño de los apoyos aislantes utilizados en los transformadores secos mediante simulación usando un programa computacional basado en el método del elemento finito (COMSOL Multiphysics®).

En el Capítulo 4 se describen los experimentos desarrollado en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco con tres distintas configuraciones de electrodos a temperatura ambiente y en alta temperatura con diferentes perfiles de los apoyos utilizados en los transformadores secos para comprobar las simulaciones del Capítulo 3.

El Capítulo 5 contiene las conclusiones generales de esta tesis y algunas recomendaciones para trabajos futuros.

CAPITULO 2 Transformador tipo seco en media tensión.

2.1 Introducción

En los transformadores de media tensión, según su aplicación, el sistema aislante puede estar compuesto por diferentes materiales. Los dos materiales que predominan para el aislamiento y refrigeración son el aire y distintos líquidos refrigerantes tales como aceite mineral, FR3, BETA Fluid, Silicona, etc. [11, 21].

El sistema aislante y refrigerante de los transformadores tipo seco de devanados abiertos depende principalmente del aire. Las pérdidas de energía de un transformador se transforman en calor en el núcleo y en las bobinas. Este calor debe ser disipado antes de que los devanados alcancen una temperatura que acelere el deterioro de los materiales aislantes noautorrecuperables.

La refrigeración del conjunto núcleo-bobina se debe a la circulación natural o forzada del aire. El transformador que no está inmerso en aceite mineral o cualquier otro líquido aislante/refrigerante se calienta más que si lo estuviera, por lo cual los transformadores secos deben de ser construidos con materiales aislantes capaces de soportar altas temperaturas. En los primeros diseños de transformadores secos existían sólo dos clases de materiales aislantes, ambos materiales de origen natural:

1. Materiales de origen animal o vegetal (orgánico) como algodón, madera, lino, hule, seda, laca, etc.
2. Materiales de origen mineral (inorgánico) como vidrio, porcelana, mica, asbesto, etc.

Los materiales orgánicos comienzan a descomponerse a temperaturas ligeramente superiores a los 100°C; los materiales inorgánicos se transforman en conductores parciales o pierden agua de cristalización solamente a temperaturas superiores a los 200°C. Actualmente existe una gran cantidad de materiales sintéticos. Se han inventado nuevas mezclas, como el barniz pigmentado con polvo de mica, que muestran notable resistencia,

Capítulo 2

tanto a la oxidación como a la descomposición a temperaturas superiores a los 100°C [18].

El desarrollo de los aislamientos sólidos en las últimas décadas ha producido un progreso rápido en el diseño de transformadores secos. Los nuevos materiales proporcionan propiedades tales como alta resistencia a corrientes de corto circuito, a sobretensiones y a la humedad [3,4]. Los transformadores secos modernos presentan un bajo nivel de ruido y soportan temperaturas altas durante su operación normal, permitiendo tener diseños más compactos. Los nuevos transformadores secos reducen el riesgo de incendio y explosión además de ser considerados ecológicos por no generar gases tóxicos [2,19]. En la actualidad los transformadores secos tienen un amplio campo de aplicación ya sea para uso interior o exterior tales como: distribución, sistemas de tracción, petroquímica y minería [14,20]. En algunas aplicaciones los transformadores secos son más adecuados que los sumergidos en líquido aislante (aceite mineral, Beta Fluid, FR3, silicona) [11,21]. Los transformadores tipo seco permiten reducir costos en conductores de distribución a baja tensión debido a que se pueden instalar próximos a las cargas al contrario de los transformadores sumergidos en líquido aislante [22]. Otra ventaja de los transformadores secos es que, debido a su menor peso, los costos de instalación son menores. Los costos directos e indirectos por concepto de mantenimiento también se reducen ya que no se requiere inspección periódica de las propiedades eléctricas y físico-químicas del líquido aislante (rigidez dieléctrica, color, factor de potencia, cromatografía de gases, etc.).

Sin embargo, su principal desventaja es la inversión inicial elevada. Dependiendo de la capacidad y tensión, el precio inicial de un transformador seco puede llegar a elevarse hasta en 70% [10, 23, 25]. Los costos de manufactura más elevados se deben a que los criterios de diseño son diferentes a los transformadores en aislante líquido. Uno de los criterios especiales durante el diseño es la determinación de las distancias dieléctricas seguras. A pesar de que los transformadores secos cumplen con los valores normalizados durante las pruebas dieléctricas de rutina, una vez en operación se han presentado fallas. Una medida para evitar las fallas durante la operación normal de los equipos ha sido el sobredimensionamiento de las distancias en aire para evitar la ruptura entre las bobinas de media tensión y las partes metálicas que conforman los herrajes de sujeción del núcleo

magnético. El sobredimensionamiento de las distancias en aire produce incremento en las dimensiones del núcleo adicionando costos por materia prima. Un diseño de los soportes mecánicos que mantenga las bobinas de media tensión a compresión y que permite una reducción de la longitud axial del núcleo generará varios beneficios debido a la reducción de acero al silicio, pérdidas en vacío y menor generación de calor, lo cual se traducirá en un incremento de la eficiencia del transformador y un menor costo del núcleo, lo cual se debe lograr sin aumentar el riesgo de ruptura dieléctrica.

2.2.1 Construcción del núcleo de transformador tipo seco

En los diseños del núcleo para transformadores secos se utiliza acero al silicio de grano orientado rolado en frío. Debido a la baja conductividad térmica del aire se utilizan un gran número de ductos para el enfriamiento del conjunto núcleo-bobina con mayores dimensiones comparado con los usados en los transformadores en líquido. Por las dimensiones de los ductos de enfriamiento se requiere de un incremento en el tamaño de los yugos y ventanas del núcleo, incrementando las dimensiones generales del transformador. Las mayores dimensiones del núcleo generan incremento en la reactancia de dispersión. Para resolver el problema de mantener una reactancia de dispersión baja, se diseña con valores bajos de volts/vuelta (o flujo magnético) en comparación con los diseños de transformadores en líquido. La máxima densidad de flujo magnético para transformadores secos se considera entre 1.5 a 1.6 Teslas para mantener el mismo nivel de ruido, pérdidas y reactancia de dispersión, comparado con los 1.8 Teslas para transformadores en líquido [14].

2.2.2 Construcción de bobinas de transformador tipo seco

En el diseño de transformadores de distribución las bobinas de baja tensión se colocan próximas a las piernas o columnas del núcleo; ésta es la configuración común para poder tener derivaciones accesibles para regulación en las bobinas de media tensión. Además, con este arreglo resulta fácil aislar la baja tensión del núcleo aterrizado. Las bobinas de media tensión se colocan alrededor de las bobinas de baja tensión en forma concéntrica para tener acceso a las derivaciones. La mayoría de transformadores secos utilizan bobinas circulares

concéntricas. Sin embargo, las bobinas se pueden fabricar con lámina, en secciones o en espiral [14].

Las bobinas se pueden fabricar de cobre o aluminio y la selección depende de varios factores. Entre las características que determinan la decisión del material a utilizar, las tres más importantes incluyen la resistividad eléctrica (o conductividad), el coeficiente de expansión/contracción térmica debido a las variaciones de temperatura y el costo del material. El cobre y el aluminio son materiales que ofrecen ventajas y desventajas; ambos son ampliamente utilizados entre los fabricantes de transformadores secos y la decisión se realiza comúnmente por el usuario basado en los costos.

2.2.3 Aislamientos de transformador tipo seco

El sistema aislante se puede clasificar en aislamientos menores y mayores. Los aislamientos menores consisten básicamente en el aislamiento entre vueltas y entre capas. El aislamiento mayor está formado por el aislamiento entre devanados, el aislamiento de bobinas al núcleo y el aislamiento entre guías y cualquier elemento a tierra [23].

Los materiales aislantes utilizados en transformadores secos son resistentes a altas temperaturas y son ignífugos, lo cual ha permitido reducir la cantidad de materiales para el núcleo y las bobinas que se requerirían para un incremento en las temperaturas de operación normal. La reducción en la cantidad de materiales, derivada de las mejores propiedades de los aislamientos, ha reducido los costos de los transformadores secos y cada vez son más competitivos con los precios de aquellos sumergidos en líquido aislante. La principal desventaja de los transformadores secos es que su principal aislante externo es el aire. El aire del ambiente afecta al sistema aislante interno de los devanados. Las propiedades dieléctricas del aire son afectadas por la contaminación (principalmente en forma de humedad), lo cual los hace propensos a fallas en ambientes contaminados, especialmente en rangos de media tensión. Se han desarrollado medidas para solucionar el problema. Los transformadores secos convencionales modernos consisten de un sistema aislante coordinado a elevadas temperaturas (220°C); los materiales son impregnados con barnices resistentes a la temperatura y la humedad. El proceso de impregnación del barniz

se puede hacer a la presión atmosférica o al vacío (VPI). Los transformadores secos se han empleado exitosamente en aplicaciones residenciales, comerciales e industriales por encima de la clase 15kV con una vida útil de más de 30 años [11].

Inicialmente se afirmaba que los barnices impedirían la entrada de humedad al aislamiento; ahora se comprende perfectamente que ninguna cubierta superficial puede ser una barrera contra la humedad. Una capa de barniz retardará la entrada de humedad, pero no impedirá la penetración con el tiempo. La impregnación al vacío de bobinas con barniz es mejor que una capa superficial para retardar la entrada de humedad, principalmente porque cubre un mayor volumen del espacio situado dentro de la bobina. La impregnación con barniz aumenta la resistencia mecánica de las bobinas, que son devanadas con varias capas de alambre delgado. Sin embargo, cualquier barniz que contenga un solvente evaporable, al secarse forma burbujas finas o vacíos dentro de la bobina por lo que la situación exacta dentro de la bobina es incierta.

2.2.4 Apoyos aislantes de transformador tipo seco

Los apoyos inferiores y superiores ilustrados en la Figura 2.1 [41] mantienen a compresión los devanados de media tensión. Se colocan entre las bobinas de media tensión y los herrajes de sujeción del núcleo. Tiene la función de sujetar las bobinas para soportar las fuerzas internas producidas por la vibración durante la operación normal y las fuerzas electromagnéticas causadas por fallas externas [53]. Una de las condiciones más severas que estresa los devanados son las corrientes de corto circuito que son capaces de generar fuerzas internas elevadas que pueden dañar al transformador. Para contrarrestar esas fuerzas electromagnéticas es importante la correcta selección y diseño de las estructuras aislantes.

En los apoyos se han observado fallas ya con el transformador en operación, a pesar de acreditar las pruebas dieléctricas de rutina (tensión inducida, tensión aplicada). Para evitar estas fallas se han adoptado sobredimensiones en las distancias en aire entre las bobinas de media tensión y los herrajes, sin realizar un estudio sobre las causas para optimizar la solución, lo cual ha elevado los costos por la mayor longitud de las columnas del núcleo. Esto produce una mayor inversión inicial comparada con aquellos equipos sumergidos en

líquido aislante. Como se mencionó anteriormente, una reducción en la longitud axial de los soportes que se utilizan entre las bobinas de media tensión y los herrajes resultaría en una reducción de costos en el núcleo y un aumento en la eficiencia; sin embargo, esto se debe lograr manteniendo el mismo nivel de seguridad que en los diseños actuales.

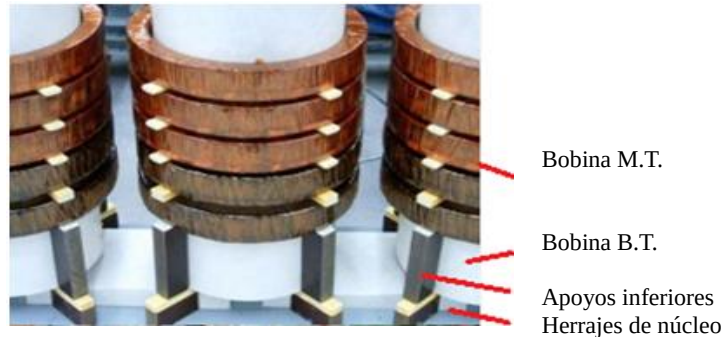


Figura 2.1 Apoyos mecánicos entre bobinas de media tensión y herrajes de núcleo [41].

2.3 Aplicación de los transformadores tipo seco

La aplicación de este tipo de transformador se debe en gran medida a las características especiales que posee [2, 4, 5, 11, 14, 17]; enseguida se listan las más importantes:

- A. La impregnación con barnices aislantes reduce considerablemente la penetración de la contaminación atmosférica en las bobinas primarias y secundarias.
- B. Son ignífugos, ya que el papel que usan para la fabricación de las bobinas no se inflama ante la presencia de arcos eléctricos.
- C. Pueden ser instalados en lugares donde la temperatura ambiente varía considerablemente según las estaciones climáticas.
- D. Pueden instalarse cerca de los centros de carga para mantener una menor longitud de los conductores a nivel de distribución.
- E. No requieren de un sistema de preservación para el líquido en caso de fuga o derrame.
- F. El mantenimiento es menor comparado con aquellos equipos sumergidos en líquido aislante, ya que no se requiere implementar programas de mantenimiento periódico para verificar la calidad del líquido aislante.
- G. Utilizan una menor cantidad de accesorios ya que no requieren indicadores de nivel de líquido y de temperatura de líquido o manovacuómetro.

2.4 Comparativo entre el transformador tipo seco y otros tipos de transformadores

A continuación se presenta una comparación general con otro tipo de transformadores ilustrados en la Figura 2.2 [41, 42]. Entre la gran variedad de transformadores disponibles en el mercado tenemos:

1. Transformadores sumergidos en aceite mineral
2. Transformadores con aislante liquido de alta temperatura de inflamabilidad (R-Temp, FR3, BETA Fluid)
3. Transformador con aislamiento de silicón
4. Transformador encapsulado en resina epóxica



a)



b)



c)

Figura 2.2 Tipos de transformadores; a) tipo seco de devanados abiertos, b) tipo seco encapsulado en resina epóxica y c) sumergido en líquido aislante.

El tipo de transformador a elegir dependerá de su aplicación. Para realizar la comparación se analizará el comportamiento de los transformadores, tomando en cuenta algunas características como son:

Capítulo 2

- A. Voltaje del primario: Algunos transformadores no están disponibles para ciertos niveles de tensión como lo muestra la Tabla 2.1 [24-38].
- B. Temperatura de inflamabilidad: Existen aplicaciones que requieren de unidades que no presenten riesgos de inflamarse ver Tabla 2.2 [24-38].
- C. Clase de aislamiento: Los materiales aislantes se dividen en clases de aislamiento como A, B, F, H. Cada una de estas clases de aislamiento tienen una temperatura a la que puede ser expuesta sin que disminuya su vida útil. La temperatura máxima a la que puede operar un conductor sin causar una disminución en la vida útil del aislamiento se denomina temperatura pico, mientras que la temperatura máxima que se puede alcanzar en un punto del conductor sin causar disminución en la vida útil del aislamiento es llamada temperatura del punto más caliente.

En la Tabla 2.3 se resume los valores de temperatura máxima que pueden soportar las distintas clases de aislamiento [34].

Tabla 2.1 Nivel de tensión en transformadores de media tensión

Medio aislante	Clase de tensión en kV							
	1,2	2,5	5	8,7	15	18	25	34,5
Seco	X	X	X	X	X	X	X	X
Aceite			X	X	X	X	X	X
LAATI			X	X	X	X	X	X
Silicón			X	X	X	X	X	X
Encapsulado			X	X	X	X	X	X
LAATI: Liquido Aislante de Alta Temperatura de Inflamabilidad								

Tabla 2.2 Combustibilidad de transformadores con diferente medio aislante

Medio aislante		Temperatura de Inflamabilidad en °C
Seco		No inflamable
Aceite		165
LATI	R-TEMP	276
	FR-3	360
	BETA FLUID	308
Silicón		371
Encapsulado		No inflamable

Capítulo 2

Tabla 2.3 Valores de temperatura de los aislamientos

Clase de aislamiento en °C	Temperatura ambiente en °C	Temperatura pico del conductor en °C	Gradiente de temperatura en el punto más caliente en °C	Temperatura total permitida en °C
A	40	55	10	105
B	40	80	30	150
F	40	115	30	185
H	40	150	30	220

2.5 Comparativo entre el transformador tipo seco y sumergido en aceite mineral

Los transformadores secos funcionan a un nivel de ruido bajo y trabajan a temperaturas elevadas lo cual permite un diseño compacto, además de utilizar aislamiento de temperatura de inflamabilidad alta. Sin embargo, las ventajas por sí mismas no tienen sentido si no se les compara con los transformadores sumergidos en aceite mineral como lo muestra la Tabla 2.4 [11, 14].

Tabla 2.4 Comparación entre transformadores tipo seco y en aceite

	Aceite mineral	Tipo seco
Bajo nivel de descargas parciales	X	X
Resistencia al corto circuito	X	X
Resistencia al impulso de tensión	X	X
Insensible a la humedad	X	X
Nivel bajo de ruido	X	X
Diseño compacto	Parcial	X
Aislamiento no inflamable		X

La Tabla 2.4 muestra que los transformadores tipo seco no sólo se comparan con los sumergidos en aceite, sino que los sobrepasan en cuanto a seguridad por ser no inflamables.

Confiabilidad

Un elemento clave para la confiabilidad de este tipo de transformadores es su alta resistencia a la humedad. El control de los diseños de transformadores tipo seco y su calidad incluye con frecuencia pruebas de ciclos de envejecimiento térmico, humedad y pruebas dieléctricas en condiciones húmedas. Además de tales procedimientos aplicados frecuentemente para pruebas de inestabilidad a la humedad de los transformadores modernos, también se han llevado a cabo experimentos más severos [52].

Debido a la resistencia a la humedad, no hay necesidad de gabinetes que ofrezcan una protección especial; sin embargo, se debe proteger al personal debido al riesgo de contacto con las partes energizadas. Los transformadores secos se deben instalar en lugares que permitan una corriente de aire libre para la refrigeración. La experiencia ha demostrado que los transformadores secos de devanados abiertos trabajan sin fallas en ambientes adversos y si las condiciones son realmente severas, la solución más económica es un transformador tipo seco y sellado herméticamente por un gabinete.

Este alto grado de confiabilidad requiere un mínimo de mantenimiento. Una inspección visual periódica y limpieza es suficiente (en un transformador tipo seco es preferible la limpieza por aspiración, no por soplado, un método que puede introducir suciedad en lugares indeseables). La experiencia en transformadores secos ha demostrado que aun trabajando en una atmósfera contaminada los transformadores permanecerán relativamente limpios. Una razón para esto es que el aire que se levanta del núcleo y bobinas da pocas posibilidades al polvo de acumularse.

Seguridad

Los riesgos de incendio son mínimos en transformadores secos. Puesto que los materiales utilizados son ignífugos, la propagación de fuego es improbable en atmósfera normal. Las propiedades de los materiales del sistema de aislamiento hacen improbable una explosión [11, 14]. Otra ventaja de los materiales aislantes es una resistencia mecánica superior debido a que son contruidos con materiales sólidos pegados entre sí a elevadas temperaturas mediante barniz de alta resistencia o resina epóxica.

Costos

Los componentes del costo son el transformador, la instalación, así como la red de cables. Los transformadores en aceite mineral tienen un precio muy inferior al de los demás tipos, y este comportamiento continuará probablemente. Sin embargo, en donde se requiere una seguridad o protección particular contra incendio o del medio, los transformadores secos de

devanados abiertos aportan la solución más económica [39].

2.6 Alta temperatura de funcionamiento comparada con la eficiencia

El medio para disminuir el costo del transformador seco consiste en diseñarlo para que opere a temperaturas más altas. Esta solución permite disminuir el tamaño, el cual a su vez le da la posibilidad al diseñador usar menor cantidad de acero al silicio y menor conductor.

El diseñador del transformador debe mantener en equilibrio la potencia y los costos de manufactura. Para determinar los efectos de la temperatura en la eficiencia, se consideran transformadores de costo mínimo, con elevaciones nominales de temperatura de 80°C, 115°C y 150°C de 500kVA. Las Tablas 2.5 y 2.6 muestran que la eficiencia de las unidades decrece con el incremento de la temperatura [11]. Estos diseños y especialmente el de 150°C son representativos de los construidos a bajo costo sin tener en cuenta la eficiencia.

Una elevación de temperatura y menor costo de la unidad no es sinónimo de ineficiencia. Obsérvese que los ahorros de los materiales son menores cuando la eficiencia se iguala, pero las unidades de mayor elevación de temperatura aun tienen menor costo de materiales que la unidad de 80°C de costo mínimo.

Tabla 2.5 Diseños de costo mínimo

Elevación de temperatura	80°C	115°C	150°C
Eficiencia (%)	98,49	98,36	98,20
Pérdidas totales (W)	7666	8340	9156
Pérdidas del núcleo (W)	1571	1409	1426
Costo del material (%)	100	91,3	90,7
Ahorros del costo referidos a 80°C (%)	----	8,7	9,3

Tabla 2.6 Diseños manteniendo una misma eficiencia

Elevación de temperatura	80°C	115°C	150°C
Eficiencia (%)	98,49	98,52	98,49
Pérdidas totales (W)	7666	7505	9642
Pérdidas del núcleo (W)	1571	1565	1454
Costo del material (%)	100	99,4	96,5
Ahorros del costo referidos a 80°C (%)	----	0,6	3,5

CAPITULO 3 Diseño de apoyos aislantes para transformadores secos

3.1 Introducción

Los aislamientos deben diseñarse no sólo para soportar las tensiones de operación normal sino para resistir los efectos de descargas atmosféricas, sobretensiones por maniobras y otras perturbaciones de los sistemas eléctricos. Con el fin de evaluar la calidad de los aislamientos es necesario tener cierta comprensión de los procesos de degradación de los aislamientos sólidos utilizados en los transformadores tipo seco. Para complementar el conocimiento en esta área es necesario considerar algunas tendencias y relaciones basadas en información experimental. El uso de esta información más la experiencia acumulada han derivado en reglas de diseño, cuya principal justificación es que funcionan en la práctica en la mayoría de los casos. También es necesario contar con herramientas de cálculo para la distribución de potencial y esfuerzo eléctrico que se presentan durante la operación normal y especialmente durante condiciones anormales como lo es una descarga de rayo. De estos cálculos se pueden obtener diferencias de potencial y esfuerzos eléctricos (campo eléctrico) que se comparan con los límites de ruptura eléctrica. Las pruebas de calidad del transformador se efectúan cuando el equipo se ha fabricado para validarlo mediante una serie de pruebas eléctricas y dieléctricas que simulan condiciones anormales [23, 44].

Las sobretensiones por conmutación durante las maniobras en el sistema eléctrico pueden ser limitadas por dispositivos de protección tales como apartarrayos; sin embargo estos dispositivos se ajustan para proteger a niveles de tensión muy por encima de la tensión alterna normal de operación [44]. Afortunadamente el aislamiento del transformador puede soportar mayores tensiones por periodos de tiempo cortos, lo cual es una característica de las ondas de rayo o sobretensiones por maniobra.

El diseño del aislamiento es comúnmente un proceso iterativo. Para el caso de las bobinas se elige un tipo de devanado, tal como: en capas, continuo o en disco para cada uno de los devanados del transformador. Los devanados deben tener el número correcto de vueltas

para producir la tensión deseada y cumplir con los requerimientos térmicos, mecánicos y de impedancia requeridos. Después, la distribución de tensión a través de los devanados es calculada mediante un modelo adecuado para la precisión requerida junto a una entrada adecuada, tal como una excitación por impulso de rayo. Se calculan las diferencias de potencial y/o campos eléctricos para determinar si son lo suficientemente elevados para causar la falla, de acuerdo a algunos procesos de ruptura a través de la estructura aislante considerada. Algunas veces se usan procedimientos más complicados para determinar la tensión de ruptura. Si los criterios de tensión de ruptura son excedidos en algún punto, se rediseña el aislamiento y el proceso se repite hasta que el criterio de ruptura se logra mantener por debajo de los valores críticos. El rediseño del aislamiento puede realizarse agregando capas de papel, incrementando el tamaño de los ductos de aire o recurriendo a la interpolación de conductores.

A pesar de que las tensiones y los campos eléctricos se pueden calcular con suficiente precisión, suponiendo que se conocen muy bien las propiedades de los materiales, no se puede decir lo mismo para la ruptura en sólidos o líquidos. La teoría de los mecanismos de ruptura en gases es razonablemente bien establecida, pero en sólidos y líquidos dicha teoría está aún en desarrollo. Por estas razones las reglas de diseño se han desarrollado sobre la base de la experiencia. Con márgenes adecuados estas reglas generalmente generan diseños exitosos. El éxito es validado mediante una serie de pruebas dieléctricas según las normas aplicables usando una forma de onda de impulso por rayo, o tensiones a la frecuencia del sistema durante periodos de tiempo normalizados sin producir la ruptura o descarga corona excesiva [43-45].

3.2 Principios de tensión de ruptura

En el transformador tipo seco el esfuerzo eléctrico más elevado tiende a presentarse en el aire debido a la mayor constante dieléctrica de los aislamientos sólidos. En gases la ruptura ocurre por la avalancha de electrones; este proceso básico es también llamado mecanismo de Townsend. En este proceso el campo eléctrico da suficiente energía a los electrones entre colisiones con los átomos o moléculas neutras del gas que liberan o ionizan electrones adicionales en colisiones posteriores. Estos electrones adicionales, a su vez, adquieren la

Capítulo 3

energía suficiente entre colisiones para liberar más electrones generando un proceso de avalancha. El proceso de colisión depende del gas en específico. Este proceso ha sido medido para una gran variedad de gases. En un principio la ruptura puede ser calculada a partir del conocimiento de las colisiones junto a correcciones debidas a iones positivos, fotoionización, etc. En la práctica esta teoría ha servido para explicar la dependencia paramétrica del proceso de ruptura e incluso cuantitativamente para gases específicos [43, 45].

Uno de los mayores resultados de la teoría de ruptura en gases es que la tensión de ruptura a través de un espacio interelectrónico uniforme depende del producto de la presión y el espesor del espacio o, en forma más general, del producto de la densidad del gas y el espesor del espacio entre electrodos. Esta relación es llamada la curva de Paschen, como se muestra la Figura 3.1 [43]. Una característica muy común en esta curva es la existencia de un mínimo. Así, para un espacio de distancia determinada, asumiendo estar a la derecha del mínimo, la tensión de ruptura reducirá y al pasar por el mínimo se incrementará nuevamente conforme la presión decrezca. En el proceso de diseño de distancias en aire se debe tener cuidado de que el producto presión distancia sea diferente al valor mínimo para así evitar la ruptura. Para un gas con una presión determinada o más aun con densidad dada la tensión de ruptura dependerá solamente de la distancia del espacio entre electrodos.

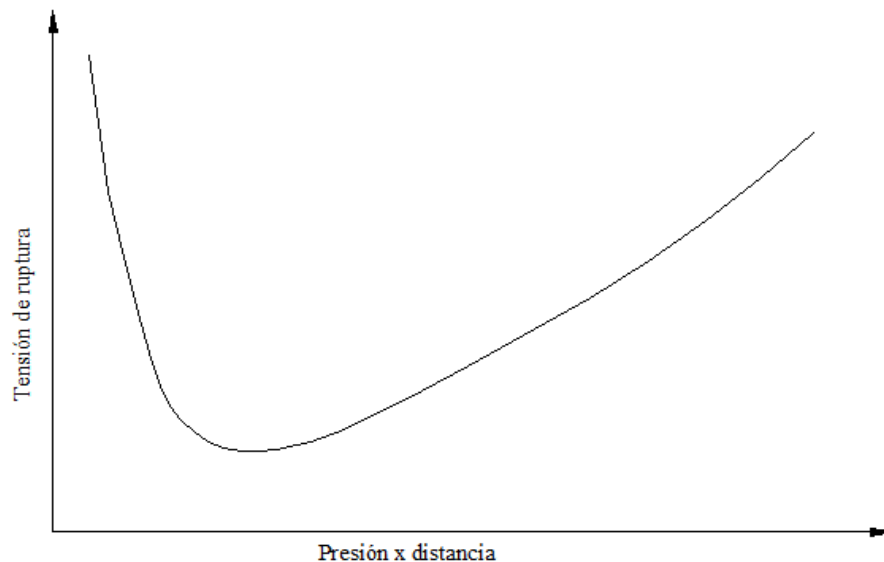


Figura 3.1 Curva de Paschen.

Capítulo 3

Durante el proceso de avalancha, debido a que los electrones con carga negativa se mueven con mayor rapidez que los iones con carga positiva y que son atraídos hacia electrodos con carga opuesta, se produce una separación de cargas en el gas. Cuando el exceso de carga es lo suficientemente grande se puede desarrollar un proceso de avalancha para espacios interelectródicos de gran distancia o en presencia de altos valores de presión por distancia. El campo eléctrico es producido por el exceso de carga espacial que se aproxima al campo aplicado. Cuando esto ocurre, la ruptura mediante el mecanismo de Townsend da paso a una ruptura por streamer. En este proceso, las trayectorias secundarias de ruptura o canales de plasma se generan en la parte delantera de la avalancha, lo que lleva a una ruptura más rápida que si simplemente se presentara el mecanismo de “Townsend” [57]. En sólidos, donde la distancia entre colisiones es mucho menor, los electrones tienen mayor dificultad para adquirir la energía suficiente para producir una avalancha; por lo tanto se considera que el mecanismo de Townsend no puede operar. Un tipo de mecanismo por “streamer” es considerado mucho más probable pero la teoría aún no es madura [44].

En los sólidos, la tensión de ruptura no es estrictamente una función de la longitud del espacio entre electrodos, sino que también depende del área de los electrodos o del volumen del material bajo esfuerzo. Este es un argumento en contra de ruptura por mecanismo de Townsend debido a que por la densidad constante de los sólidos, la ruptura dependería simplemente de la distancia del espacio. Cabe señalar, sin embargo, que la evidencia experimental es contradictoria.

La teoría de que la ruptura depende del área o volumen del electrodo se explica por medio de una teoría más débil. De acuerdo a esta teoría existe algún punto débil, impureza o un mecanismo basado en la presencia de impurezas que producen la falla. Por lo tanto, conforme el tamaño de la muestra crezca, existen más puntos débiles o mayor probabilidad de imperfecciones por lo que la falla se puede presentar con un menor esfuerzo eléctrico. Ciertamente apoyo para este tipo de mecanismos de falla proviene del estudio de las estadísticas de ruptura. La evidencia experimental muestra que la probabilidad de ruptura sigue una distribución de valores extremos, en particular la distribución de Weibull. De hecho Weibull la propuso para considerar las estadísticas de fallas en la mecánica de fractura que se puede asociar a los defectos del material [44].

La función de densidad es, en general, asimétrica sobre la moda o valor más probable y la asimetría es generalmente tomada como evidencia de que se trata con una distribución de valores extremos en contraste con una función de densidad Gaussiana que es simétrica, con un eje de simetría dado por la media. Como la ruptura depende del área de los electrodos, una protuberancia en la superficie de los electrodos produce un punto con campo más intenso o puede ser una sección de mayor emisividad de electrones en la superficie.

3.3 Ruptura superficial

Los sistemas de aislamiento en equipo eléctrico comúnmente están compuestos por diferentes medios aislantes. Las interfaces entre diferentes tipos de aislamiento son susceptibles a sufrir ruptura cuando la componente tangencial del campo eléctrico es elevada. La ruptura de un medio sobre una superficie aislante en capas es conocida como ruptura superficial (creepage). La naturaleza del material sólido tiene alguna influencia sobre la dirección del campo electrostático, y por lo tanto de la componente tangencial [18].

Se pueden acumular depósitos semiconductores sobre la superficie de un aislamiento expuesto al aire en que pueden estar suspendidos en grados variables de concentración. Estos contaminantes se acumulan sobre la superficie aislante de varias formas, las cuales dependen no sólo de la naturaleza de la superficie aislante, su tersura, su dureza, su resistencia a la humedad sino también de la temperatura de la superficie con relación al aire y de su potencial eléctrico con relación a las partículas del contaminante que flotan en el aire. Después de que comienza la acumulación del contaminante, su sola presencia sobre la superficie modifica el campo eléctrico que rodea las partes energizadas, de modo que puede ser modificada la futura acumulación de contaminantes. Si el contaminante forma una capa suficientemente conductora entre las partes vivas para que puedan fluir cantidades significativas de corriente, el calor desarrollado, generalmente adyacente a las partes vivas donde la corriente está más concentrada, puede ser suficiente para quemar el material a base de celulosa, con formación de carbón, lo que conducirá a una ruptura completa.

3.4 Ruptura del aislamiento a tensión alterna

La ruptura en tensión alterna se complica por la existencia de carga espacial al final del medio ciclo de tensión. Esta carga espacial debe cambiar su posición en respuesta al siguiente medio ciclo de tensión, que es de polaridad opuesta. La primera cresta de tensión produce un movimiento de portadores de carga, que acerca la mayor parte de las cargas positivas al electrodo negativo, y las cargas negativas al electrodo positivo. Cuando se invierte la tensión, las cargas deben cambiar sus posiciones. Las cargas tienden a redistribuirse tan pronto como pasa la cresta de tensión y comienza a decrecer. A frecuencia del sistema el efecto es sólo apreciable para estructuras combinadas de dieléctrico sólido y fluido, cuando las superficies sólidas pueden adquirir cargas apreciables [18].

3.5 Aplicación de la teoría al aislamiento de transformadores

La revisión de la información existente de diferentes arreglos o estructuras aislantes muestra que cualquier arreglo real de electrodos y aislamiento es muy complicado. Un análisis matemático exacto del campo eléctrico en tales geometrías es prácticamente imposible. Los problemas generalmente se tratan con modelos de dos dimensiones, mientras que los problemas reales en los transformadores son tridimensionales. Otro elemento que complica el estudio es que no se conoce la distribución de potencial en los devanados. Por lo tanto el aislamiento se puede diseñar basándose en los principios generales ya mencionados. Todas las partes que corresponden a electrodos metálicos se diseñan tan grandes y redondeadas como sea posible, cubiertas de material aislante con alta rigidez dieléctrica y alta constante dieléctrica. Los diseñadores utilizan información de los datos obtenidos durante pruebas de prototipos para realizar sus diseños finales.

El recurso de redondear las puntas agudas y cubrirlas con aislamiento sólido, aumenta la tensión a la cual comienza la ionización en el aire y limita el flujo de corriente por streamers, limitando sus efectos destructivos. La tensión de ruptura se incrementa, debido al retraso en los mecanismos de formación de streamers.

Capítulo 3

Los efectos destructivos de la descarga corona no se pueden eliminar por completo. La ionización en las superficies metálicas es inevitable aun estando adecuadamente aisladas. Se creará carga espacial que no tiene a donde ir porque no existe algún electrodo que pueda absorberla. Esta ionización puede producir una pequeña corriente de desplazamiento que es difícil de medir aun por los dispositivos más sensibles [50].

3.6 Definición de Campo electrostático

Tal vez el área más estudiada del electromagnetismo es aquella en que los campos son invariantes en el tiempo. Los campos electrostáticos ocurren en regiones donde las únicas fuentes son cargas eléctricas.

Las ecuaciones de Maxwell para el campo electrostático en forma de ecuaciones diferenciales son:

$$\nabla \times \vec{E} = 0 \quad (\text{Ley de Faraday}) \quad (3.1)$$

$$\nabla \cdot \vec{D} = \rho \quad (\text{Ley de Gauss}) \quad (3.2)$$

En forma de ecuaciones integrales son:

$$\oint_C \vec{E} \cdot d\vec{l} = 0 \quad (3.3)$$

$$\oint_A \vec{D} \cdot d\vec{A} = \int_V \rho \, dV \quad (3.4)$$

Y la ecuación constitutiva ligando las variables presentes en las ecuaciones es:

$$\vec{D} = \epsilon \vec{E} \quad (3.5)$$

3.7 Solución mediante Potenciales de campos electrostáticos

Para calcular el campo eléctrico $\vec{E}$ se pueden utilizar las Leyes de Coulomb o de Gauss cuando la distribución de carga es conocida y la definición $\vec{E} = -\nabla V$ cuando el potencial escalar eléctrico V es conocido en toda la región [55, 56]. Sin embargo, no es común que se conozcan ni la distribución de carga ni la distribución de potenciales escalares eléctricos.

Capítulo 3

Del análisis vectorial se tiene que $\nabla \times \nabla V = 0$, entonces si V es el potencial escalar eléctrico y $\vec{E} = -\nabla V$ es el gradiente de potencial, podemos sustituir en la Ley de Faraday la ecuación (3.1) sin alterar el resultado [55, 56].

$$\nabla \times (-\nabla V) = 0 \quad (3.6)$$

El signo negativo se ha usado para dar el significado físico al potencial como el trabajo realizado en contra del campo eléctrico. Entonces, sustituyendo en la ecuación (3.5) en la ecuación (3.2)

$$\nabla \cdot \epsilon \vec{E} = \rho \quad (3.7)$$

de donde

$$\nabla \cdot \epsilon (-\nabla V) = \rho \quad (3.8)$$

y si el medio es lineal, homogéneo e isotrópico se tiene

$$-\nabla^2 V = \frac{\rho}{\epsilon} \quad (3.9)$$

La ecuación anterior se conoce como la ecuación de Poisson para el potencial eléctrico. Debe notarse que ahora la ecuación es escalar, por lo tanto es más fácil de resolver que el caso vectorial. Una vez que se conoce el potencial eléctrico V el campo eléctrico se puede obtener aplicando directamente el gradiente al potencial:

$$\vec{E} = -\nabla V \quad (3.10)$$

En el caso donde no hay carga, $\rho = 0$, se tiene que:

$$\nabla^2 V = 0 \quad (3.11)$$

que se conoce como la ecuación de Laplace.

Las ecuaciones (3.9) y (3.11) permiten resolver el problema con mayor facilidad. Las ecuaciones de Laplace y Poisson tienen soluciones analíticas conocidas para ciertos arreglos geométricos. Sin embargo, para geometrías generales no es fácil obtener una solución analítica, por lo cual se recurre a métodos numéricos para su solución, tales como diferencias finitas o elemento finito [43, 44, 55, 56].

La principal función de calcular el potencial escalar eléctrico V en campos electrostáticos es utilizarlo como herramienta para el cálculo del campo eléctrico. Las ecuaciones basadas en potenciales están sujetas a condiciones de frontera que pueden ser de Dirichlet, Newmann o mixta.

1. Dirichlet si el potencial es especificado en la frontera $\varphi_F(x, y, z)$
2. Newmann si el gradiente del potencial es especificado en la frontera $\frac{\partial}{\partial n} \varphi_F(x, y, z)$
3. Mixta cuando en secciones de la frontera se especifica el potencial y en otras secciones se especifica el gradiente.

3.8 Análisis Computacional

Para calcular la distribución de campo eléctrico en transformadores es común utilizar métodos numéricos, ya que por sus configuraciones complejas, los métodos analíticos generalmente no arrojan resultados suficientemente precisos. Los programas modernos basados en el método del elemento finito (COMSOL Multiphysics®) proporcionan un conjunto de herramientas de dibujo que permiten a los usuarios generar geometrías con el detalle requerido para la solución del problema. Versiones sofisticadas incluso permiten parametrizar las entradas para no iniciar la geometría desde cero cuando se requiere hacer pequeños cambios. Existen versiones en 2 y 3 dimensiones, aunque los problemas en 3 dimensiones son más complicados [43, 45]. Para muchos problemas pueden obtenerse resultados muy próximos a las configuraciones reales mediante geometrías en 2 dimensiones, aprovechando las simetrías existentes en la geometría.

Se requiere de un buen conocimiento del fenómeno para ingresar los valores de entrada. Con frecuencia, un modelo detallado no es necesario para determinar las intensidades de campo en las regiones críticas. El usuario debe saber cuándo es razonable ignorar ciertos detalles de la geometría que no son relevantes para el problema específico. Las simplificaciones no sólo ahorran trabajo en la elaboración del dibujo de entrada, sino que también se reduce la memoria y el tiempo de cómputo.

Los programas de elemento finito (COMSOL Multiphysics®) requieren que el usuario ingrese las fuentes y las condiciones de frontera conocidas [43, 45]. Para el cálculo de potenciales eléctricos las fuentes son cargas eléctricas y las condiciones de frontera incluyen especificar los potenciales en una o varias superficies. Comúnmente existen superficies de objetos metálicos y por lo tanto tienen un potencial constante, por lo que no es necesario modelar su interior. Normalmente los programas (COMSOL Multiphysics®) permiten declarar a los objetos metálicos como inexistentes de tal forma que su interior no se considere durante las soluciones. Sin embargo, sus superficies se incluyen como superficies equipotenciales.

3.9 Simulaciones de campo eléctrico en dos dimensiones de transformador tipo seco en media tensión.

Modelar la estructura completa del transformador para analizar el esfuerzo eléctrico al que se encuentran sometidos los apoyos superiores e inferiores entre la media tensión y los herrajes es un proceso complejo que consumiría tiempo en la elaboración del modelo y en los requerimientos de memoria y tiempo de cómputo para la solución. No obstante, un modelo detallado no es necesario para obtener resultados satisfactorios. El problema es electrostático y se resolverá con un programa comercial basado en el método del elemento finito (COMSOL Multiphysics®) [61]. La geometría del transformador completo no es axial-simétrica, entonces para el modelo en dos dimensiones se utilizará una sección transversal de una fase del transformador, como se muestra en la Figura 3.2. El modelo simplificado considera los elementos mencionados a continuación:

- Apoyos superiores e inferiores
- Herrajes del núcleo
- Bobina de baja tensión
- Bobina de media tensión
- Núcleo magnético
- Aislamiento entre baja y media tensión.

Capítulo 3

Las simulaciones de la distribución del campo eléctrico se basan en el modelo de un transformador de 1000kVA trifásico con relación de transformación 13200-220Y/127V, conexión delta-estrella tipo seco de devanados abiertos impregnado en barniz. Los datos geométricos y eléctricos considerados en la construcción de la geometría se resumen en la Tabla 3.1 (ver Apéndice A). Se realizaron las simulaciones considerando como condiciones de frontera el nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI 60kV, ver Apéndice B) para transformadores secos en la bobina de media tensión por ser la condición más severa a la que se someten los aislamientos [34].

Tabla 3.1 Características de transformador tipo seco de 1000kVA

Tensión primaria	13200	Volts (delta)
Tensión secundaria	127Y/220	Volts (estrella)
NBAI primario	60	kV
Frecuencia	60	Hz
Núcleo		
Sección transversal	290	cm ²
Altura columna	144	cm
Ancho columna	19.4	cm
Primario (delta)		
Longitud axial	75.3	cm
Longitud radial	39	cm
Secundario (estrella)		
Longitud axial	94	cm
Longitud radial	5.7	cm
Espacio B.T. vs M.T		
Longitud radial.	1.5	cm
Altura gabinete	160	cm
Ancho gabinete	80	cm

Las simulaciones obtenidas mediante el método del elemento finito muestran una simetría en la distribución de líneas equipotenciales en los apoyos actuales de 180mm de altura (sobredimensionados) superiores e inferiores en la sección derecha de la Figura 3.2.

Los resultados indican que el esfuerzo mayor en los apoyos es en la zona cercana a la bobina de media tensión donde las líneas equipotenciales se concentran. Otra característica del modelo es la simetría de los resultados en los apoyos superiores e inferiores.

En la Figura 3.3 se muestra un detalle de la trayectoria más corta existente sobre la superficie de los apoyos entre las bobinas de M.T. (Media Tensión) y los herrajes de

Capítulo 3

sujeción del núcleo. Sobre la superficie del apoyo a lo largo de la trayectoria mostrada se graficó el campo eléctrico tangencial en el diseño actual. Durante el proceso de modelado se tuvo que definir cuál era el mallado suficiente para encontrar una solución que no se modificara, por errores numéricos, al refinar el mallado en la trayectoria indicada por la Figura 3.3. El criterio fue refinar el mallado sobre la trayectoria de la Figura 3.4 hasta llegar a un error relativo menor a 0.2% [61].

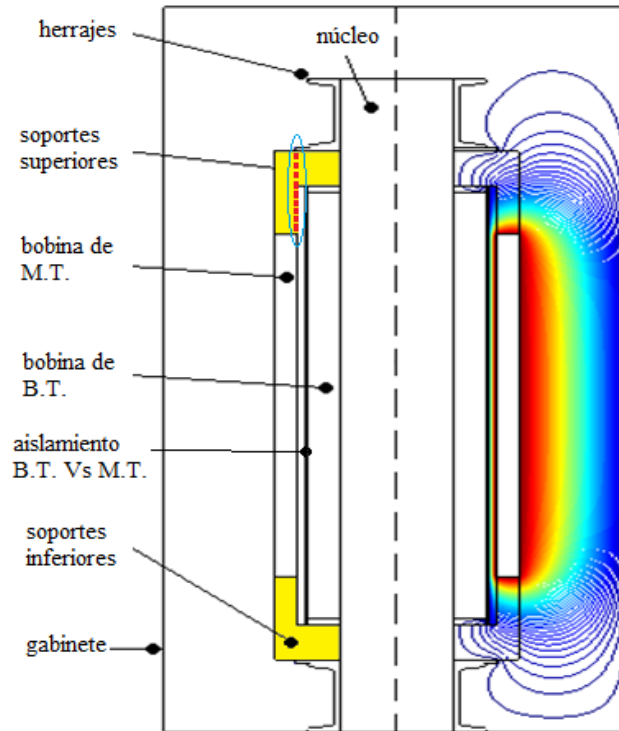


Figura 3.2 Geometría de transformador en 2D y distribución de líneas equipotenciales.

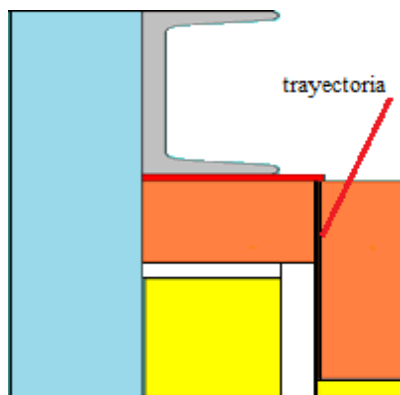


Figura 3.3 Detalle de trayectoria en la superficie de apoyo entre bobina de M.T. y herrajes.

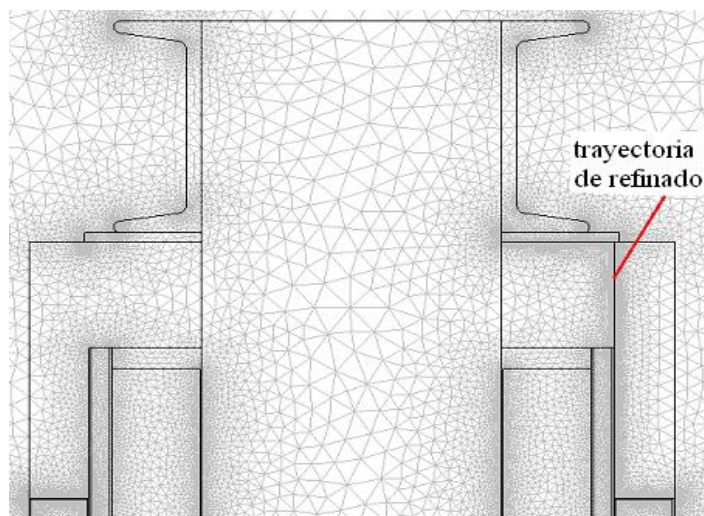


Figura 3.4 Refinado de mallado en la superficie de apoyos.

En la Figura 3.5 (b) se muestra el campo eléctrico en una de las superficies del espaciador en forma de vectores. La componente normal a la superficie del campo se muestra en la Figura 3.5 (b) mientras que la componente tangencial a la superficie se presenta en la Figura 3.5 (c). En este trabajo la componente tangencial se considera como la de mayor influencia en la ruptura superficial sobre el espaciador, por lo que es la componente que se analiza de aquí en adelante.

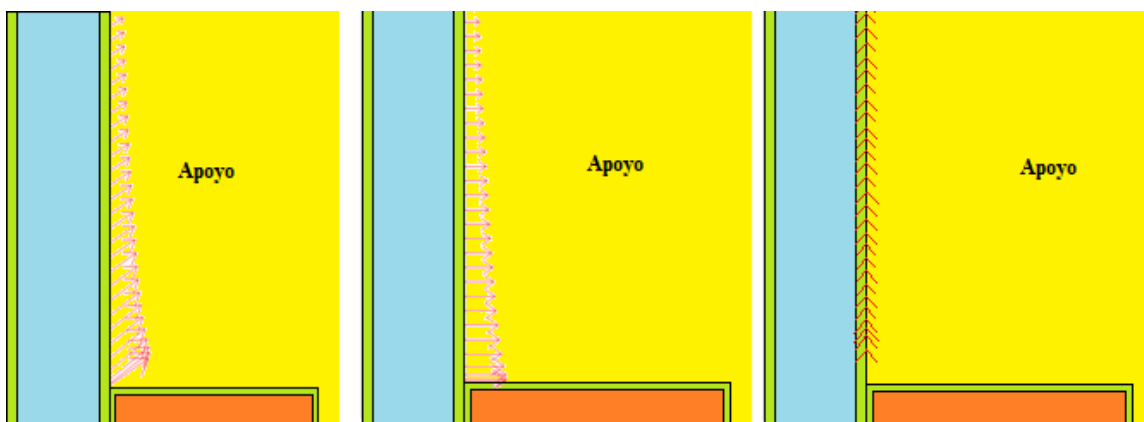


Figura 3.5 (a) Campo eléctrico en la superficie de una sección del espaciador, (b) Componente normal a la superficie del campo eléctrico, (c) Componente tangencial a la superficie del campo eléctrico.

La Tabla 3.2 resume el proceso de refinado y el cálculo del error relativo correspondiente a cada refinamiento del mallado.

Capítulo 3

Tabla 3.2 Error relativo de mallado

Máximo tamaño de los elementos en la trayectoria (m)	Máximo Campo eléctrico tangencial (MV/m)	Error relativo (%)
Predeterminado	1.266	
0.001	1.2585	0.5924
0.0005	1.2311	0.2177
0.0004	1.2287	0.1949
0.0003	1.2282	0.0406
0.0002	1.2281	0.0081
0.0001	1.2274	0.057

Bajo el criterio mencionado arriba y con los datos de la Tabla 3.2 se definió que el tamaño máximo de los elementos sería de 0.0004m para las simulaciones en 2D. Una vez definido el mallado se obtuvo la solución y se graficó el campo eléctrico tangencial sobre la superficie de apoyo actual en la trayectoria de la Figura 3.3. La solución se ilustra en la Figura 3.6 donde se obtuvo un valor máximo de 1.23MV/m. Esta es una primera solución del modelo, pues como se ha mencionado el problema es en realidad tridimensional.

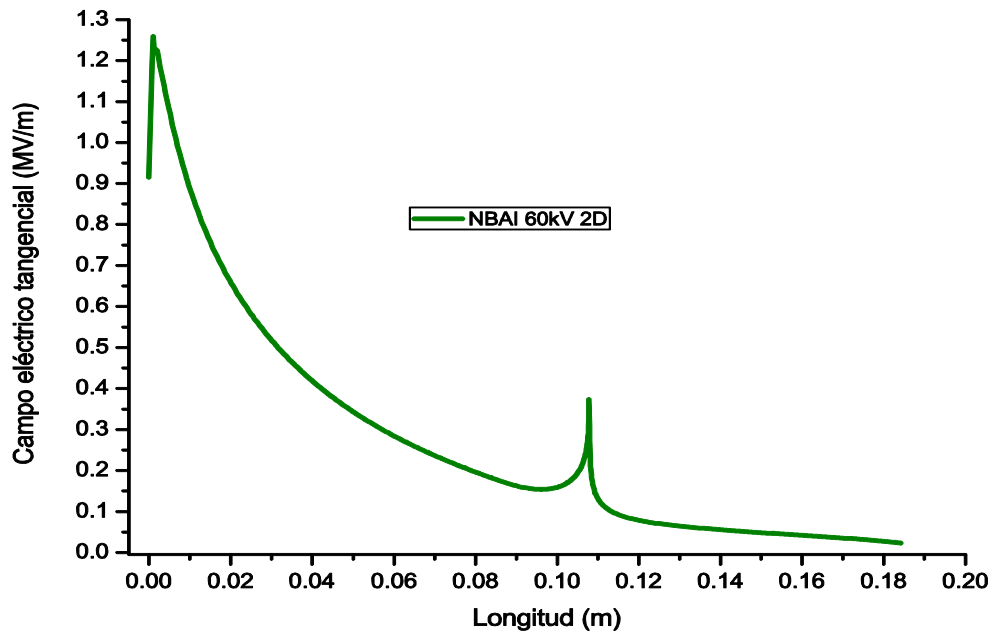


Figura 3.6 Campo eléctrico tangencial en la superficie del apoyo actual en 2D.

Una de las consideraciones para el modelo en 2D fue que el apoyo está en contacto con el núcleo y el aislamiento entre baja tensión y media tensión. Esa consideración no es real, como lo muestra una vista de elevación de una de las fases del transformador en la Figura

Capítulo 3

3.7. La vista de elevación muestra que la posición del apoyo no es ortogonal con respecto al núcleo o a los herrajes.

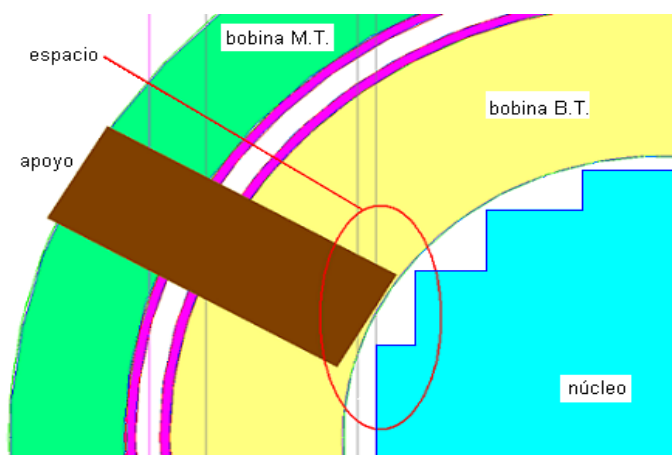


Figura 3.7 Vista de elevación de la posición real del apoyo.

Para introducir al modelo de 2D el espacio de aire existente y poder replicar con mejor precisión la física del problema, se colocó una distancia en aire de 3mm como lo muestra la Figura 3.8.

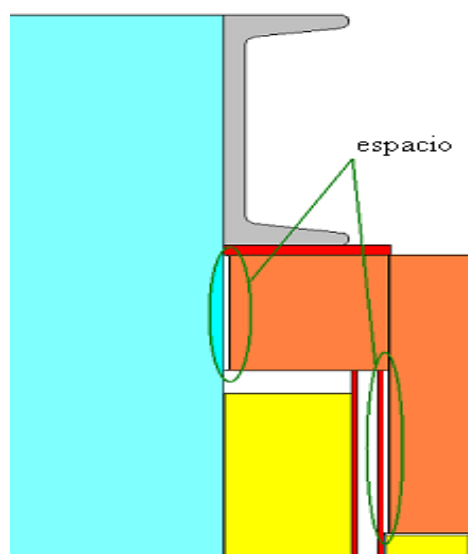


Figura 3.8 Modelo con espacio entre los apoyos, el núcleo y aislamiento.

Una vez agregado el espacio de aire en la Figura 3.8, se obtuvo la solución y se graficó el campo eléctrico tangencial sobre la superficie del apoyo actual en la misma trayectoria de

Capítulo 3

la Figura 3.4. La Figura 3.9 muestra dos gráficas correspondientes a 4 condiciones de frontera en las bobinas de media tensión: NBAI, tensión de inducido, tensión de aplicado y tensión nominal. Para transformadores clase 15kV los valores de NBAI utilizados para la simulación son los especificados en [34].

La Figura 3.9 muestra que la modificación de la geometría del modelo inicial de la Figura 3.3 a la Figura 3.8, donde se agrega la distancia en aire a los apoyos, eleva el valor de campo eléctrico tangencial de 1.230MV/m a 2.174MV/m. También se puede observar que el mayor esfuerzo eléctrico, como es de esperarse, se presenta cuando el valor de la frontera de la bobina de media tensión es el NBAI del transformador para clase 15kV y que el esfuerzo durante la tensión nominal es 0.399MV/m, un valor mucho menor. Los valores máximos para el caso de la tensión de potencial inducido y aplicado son 1.385MV/m y 1.626MV/m, respectivamente.

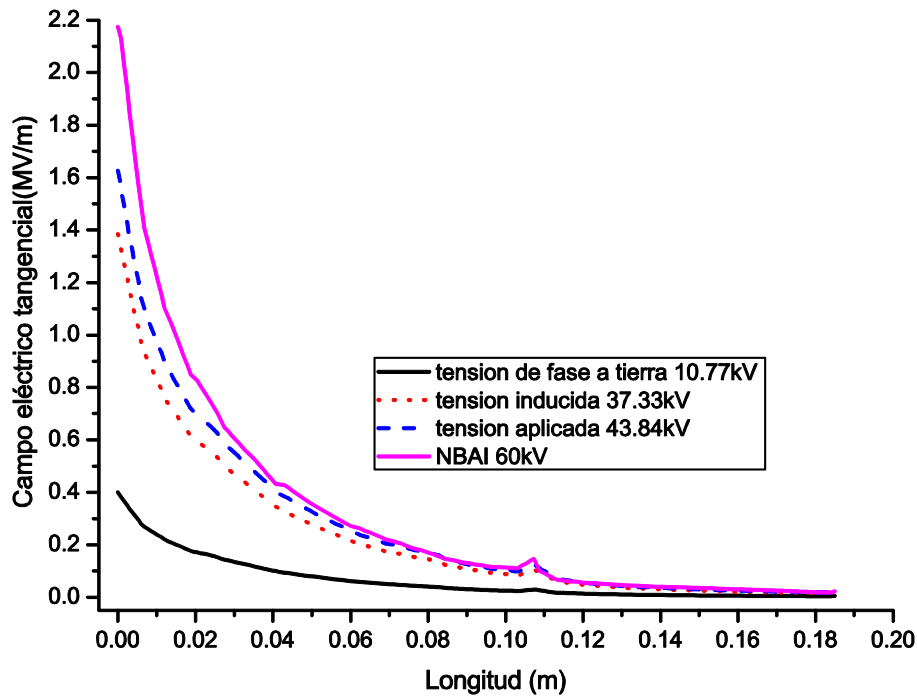


Figura 3.9 Campo eléctrico tangencial en la superficie del apoyo actual en 2D considerando espacios de la Figura 3.7.

3.10 Simulaciones de campo eléctrico en tres dimensiones de transformador tipo seco en media tensión.

Hasta este punto es difícil asegurar cuál de los dos modelos se aproxima con mayor precisión a la solución. Sin embargo, es de esperarse que el modelo en 3D sea más adecuado por aproximarse a la física del problema real. La manera de verificar la suposición anterior es hacer un modelado en 3 dimensiones.

La Figura 3.10 muestra la geometría completa en 3D del transformador tipo seco con las dimensiones de la Tabla 3.1. Simular la geometría completa en 3D requiere mucha memoria y tiempo de cómputo para la solución (para nuestro caso 6 veces más en segundos). Por lo anterior, de la misma forma que para el caso en 2D, se aprovecha la simetría del problema para simplificar la geometría del modelo y se incluyen solamente los apoyos superiores de una fase como se ve en la Figura 3.11.

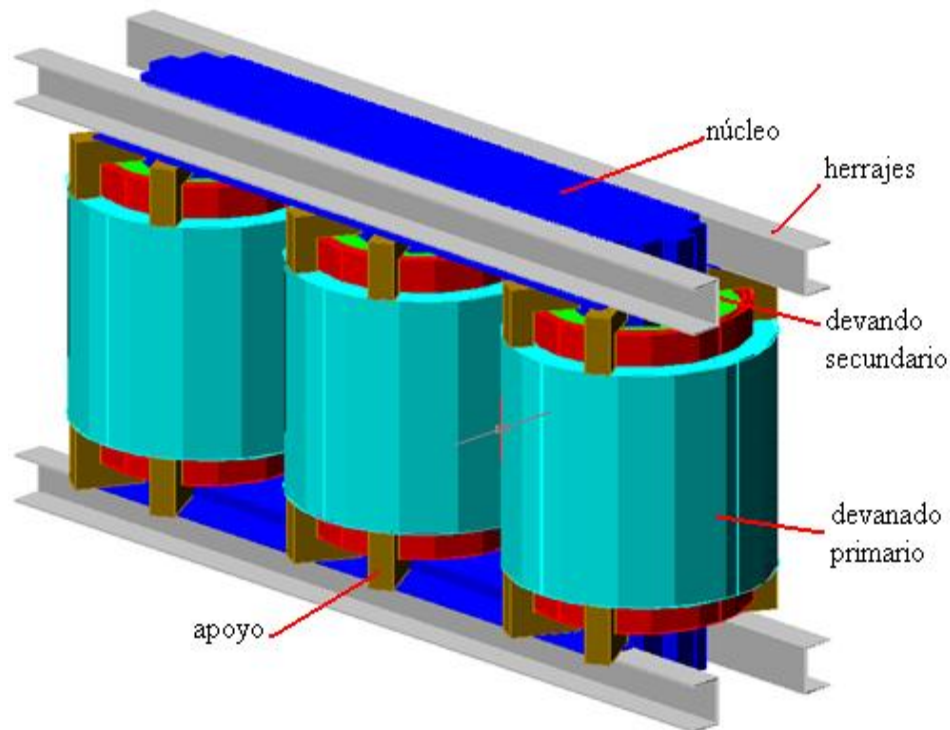


Figura 3.10 Geometría del transformador tipo seco en 3D.

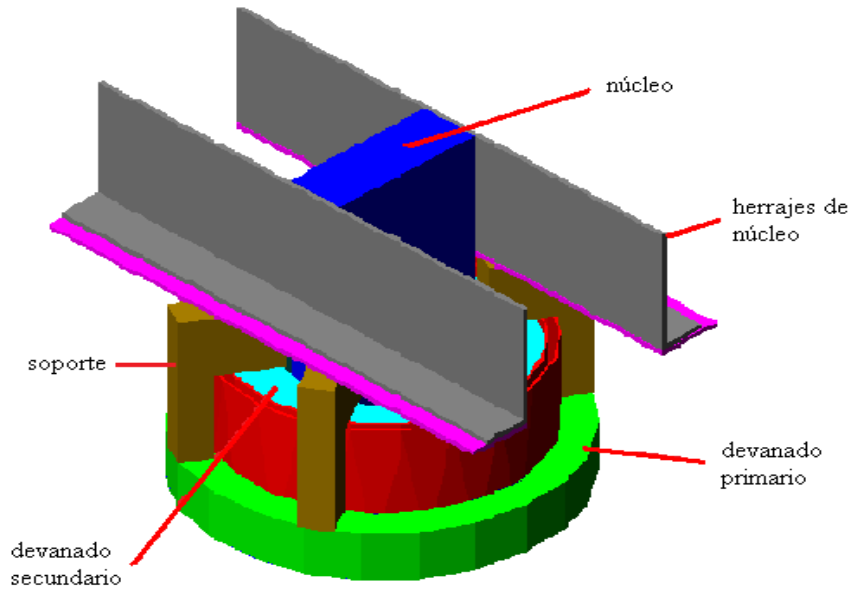


Figura 3.11 Geometría simplificada del modelo en 3D.

La Figura 3.12 muestra la solución para el potencial eléctrico en 3D sobre la superficie de los apoyos en la misma trayectoria que para la Figura 3.8. La concentración de líneas equipotenciales se presenta cerca de la bobina de media tensión al igual que en la Figura 3.2.

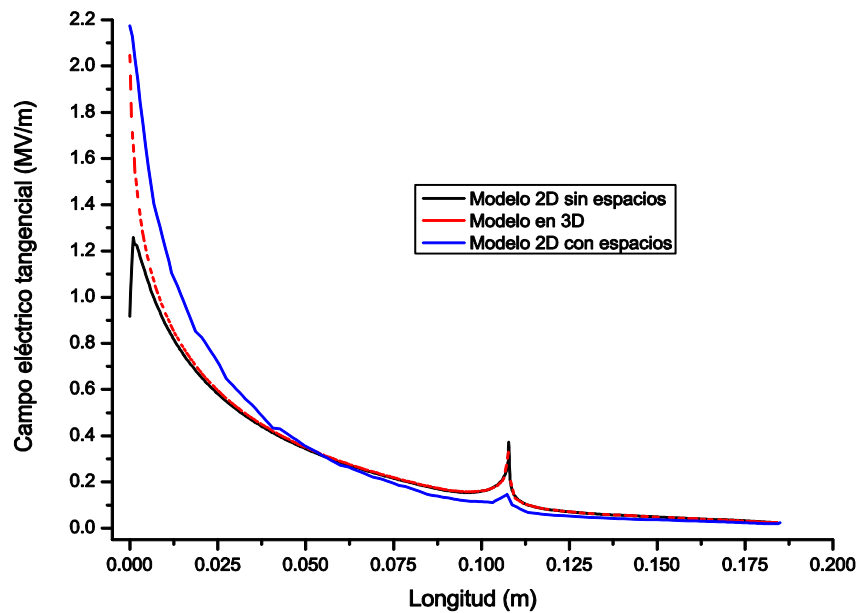


Figura 3.12 Campo eléctrico tangencial de modelos en 2D y 3D en la superficie de apoyos actuales.

En la Figura 3.12 se hace un comparativo entre las dos soluciones en 2D y la obtenida en 3D para definir cuál de los dos modelos en 2D es el más adecuado.

La Figura 3.12 muestra que tanto el modelo en 2D con distancias en aire como el modelo en 3D tienen una distribución similar de campo eléctrico y sus valores máximos son próximos, siendo los valores máximos 2.174MV/m y 2.046MV/m respectivamente. Hasta este punto las simulaciones en 2D y 3D se han realizado con los apoyos actuales con longitud axial de 180mm, denominado en adelante perfil 1. La siguiente fase de las simulaciones consiste en proponer nuevos perfiles.

3.11 Modificación de la geometría de los perfiles.

El perfil 2 tiene básicamente la misma geometría que el perfil 1; la diferencia es su altura que se reduce de 180mm a 140mm. La máxima reducción de altura radial posible es 46mm debido al espacio que se debe considerar entre la bobina de baja tensión y los herrajes de sujeción del núcleo. Este espacio es necesario para la salida de las guías de baja tensión para la conexión estrella y el espacio necesario para la circulación del aire en los ductos entre capas.

Para obtener los valores más aproximados a la realidad en adelante las simulaciones serán en 3D. La Figura 3.13 muestra la distribución del potencial eléctrico del perfil 2 de 140mm de altura obtenido mediante un modelado en 3D sin modificar la forma de los apoyos.

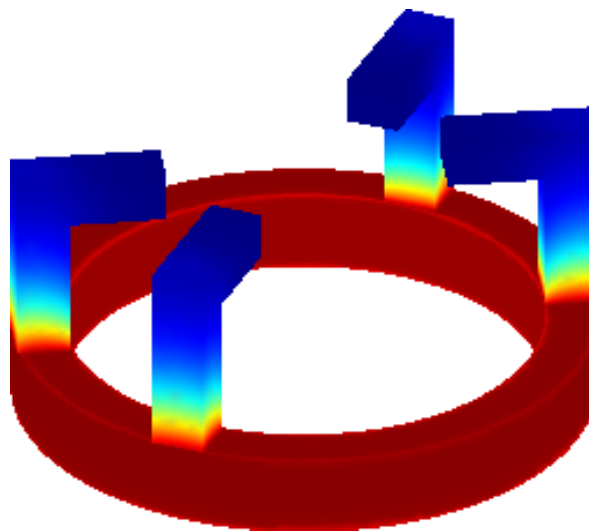


Figura 3.13 Potencial eléctrico sobre la superficie del perfil 2.

Capítulo 3

En la Figura 3.14 se muestra el campo eléctrico tangencial sobre la superficie de los apoyos bajo dos condiciones diferentes de frontera en el devanado de media tensión: con el NBAI del transformador y la tensión nominal. Como se puede observar en la Figura 3.14, el esfuerzo eléctrico en la superficie de los apoyos aumentó de 2.046MV/m a 2.281MV/m para el NBAI y de 0.399MV/m a 0.415MV/m en tensión nominal de fase a tierra. Bajo la condición de tensión nominal, el campo eléctrico tangencial es bajo como para provocar una falla a través de los apoyos. Sin embargo, para la condición del NBAI la probabilidad de falla aumenta. Por lo anterior se requiere un perfil nuevo que mantenga el esfuerzo en niveles de 2.046MV/m.

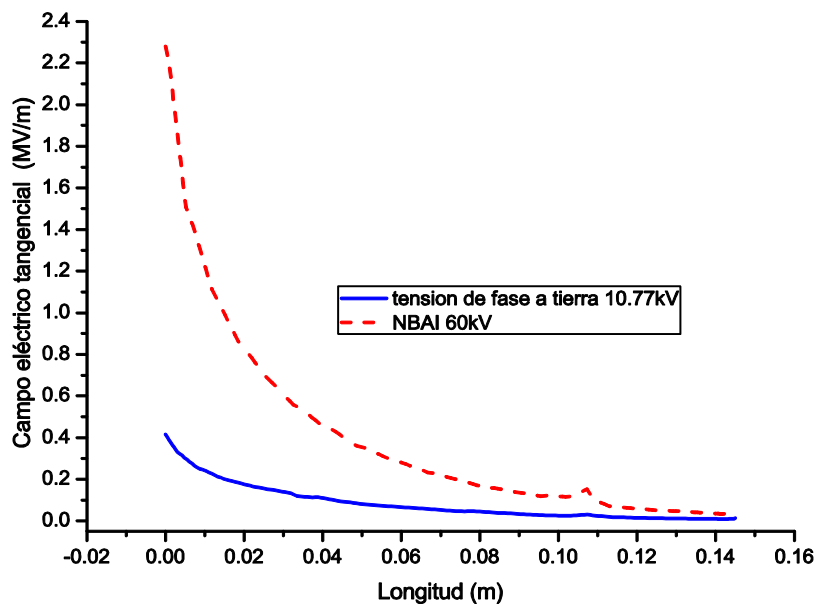


Figura 3.14 Campo eléctrico tangencial sobre la superficie del perfil 2.

Los nuevos perfiles no deben ser tan complicados de fabricar, pues de serlo implicaría un reproceso que probablemente resulte más costoso que los beneficios producidos por la reducción en su altura. Una propuesta para una nueva geometría es pasar de bloques a formas cóncavas. Para el perfil 3 se propuso hacerlo cóncavo en el centro como lo muestra la Figura 3.15. El campo eléctrico tangencial se gráfica en la Figura 3.16 para comparar con los resultados del perfil 2. Aprovechando el fenómeno de refracción dieléctrica se reduce la componente tangencial del campo eléctrico al modificar la orientación de la interfaz de sólido y aire. La forma cóncava suaviza este comportamiento a diferencia de hacerse con líneas rectas que generaría un comportamiento con picos.

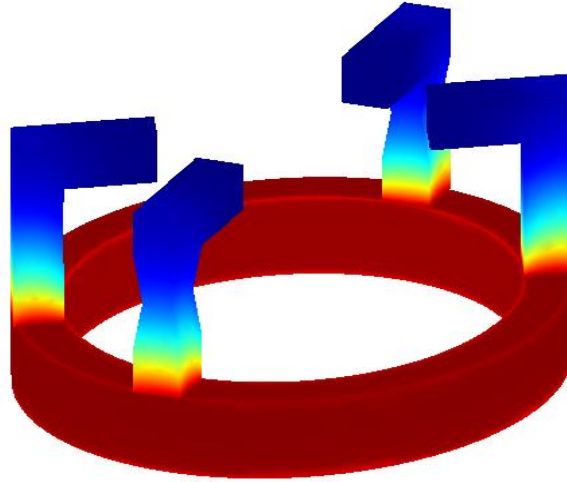


Figura 3.15 Geometría cóncava y potencial eléctrico sobre la superficie del perfil 3.

El campo eléctrico máximo es superior al obtenido por el perfil 1 y al perfil 2. Lo anterior se debe a que, aunque la distancia de arrastre incrementó sobre la superficie del apoyo, el esfuerzo mayor se encuentra cerca de la bobina de media tensión cuya geometría no se modificó en la propuesta de este nuevo perfil y por lo tanto el esfuerzo no se puede reducir.

La Figura 3.16 muestra que para el perfil 3 el comportamiento del campo eléctrico tangencial es menos asintótico en el centro donde está la forma cóncava comparada con el perfil 2; sin embargo, presenta un mayor campo eléctrico tangencial cerca de la bobina, con un valor máximo de 2.392MV/m.

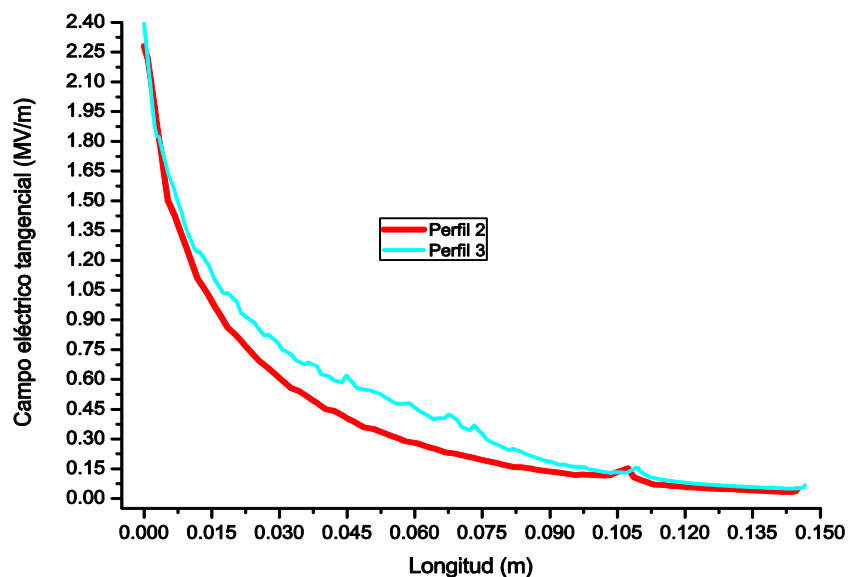


Figura 3.16 Comparación de campo eléctrico tangencial en perfil 2 y perfil 3.

Capítulo 3

Se propuso un nuevo perfil (denominado en adelante perfil 4) con forma cóncava a lo largo de todo el apoyo. La Figura 3.17 muestra la geometría y la distribución de potencial sobre la superficie. En la Figura 3.18 se ilustra el campo eléctrico tangencial y se compara con los valores del perfil 2.

En la Figura 3.18 se puede observar que el perfil 4 tiene un comportamiento parecido al perfil 2 y por tanto al perfil 1, pero presenta un valor de campo eléctrico tangencial máximo de 1.964MV/m, menor que cualquiera de los perfiles previos; más aún, el valor es menor que los 2.046MV/m del apoyo actual, por tanto de implementarse este perfil con una menor altura axial se lograría un menor esfuerzo eléctrico en los apoyos. Su desventaja es la complejidad de su construcción, ya que se requiere precisión en el proceso de su fabricación.

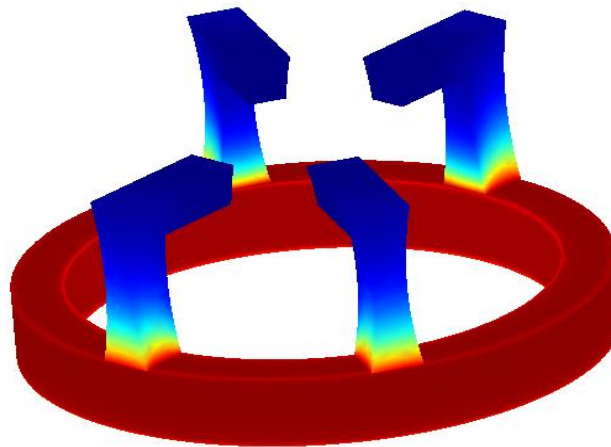


Figura 3.17 Potencial eléctrico sobre la superficie del perfil 4.

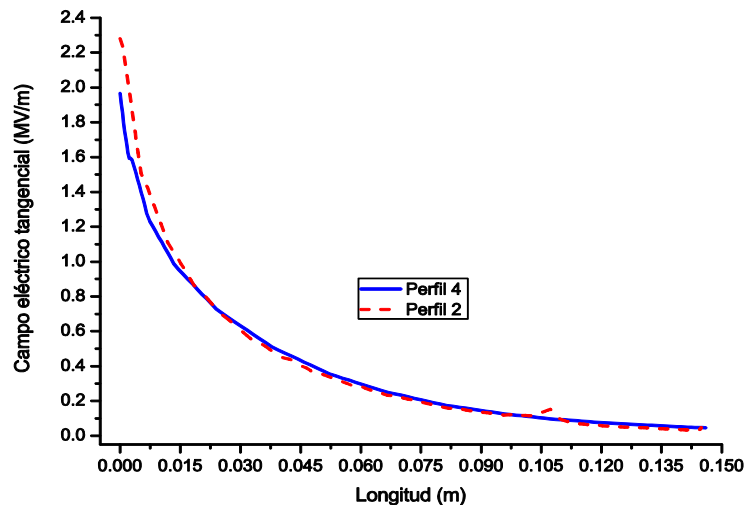


Figura 3.18 Comparación de campo eléctrico tangencial en perfil 2 y perfil 4.

Capítulo 3

Retomando los resultados del perfil 3 y perfil 4, la propuesta de la geometría cóncava produce ventajas siempre y cuando la concavidad se encuentre cerca de la bobina de media tensión. Esto puede aplicarse al bloque vertical del perfil y el bloque horizontal puede quedar recto, como lo muestra la Figura 3.19. Esta nueva geometría se denomina perfil 5.

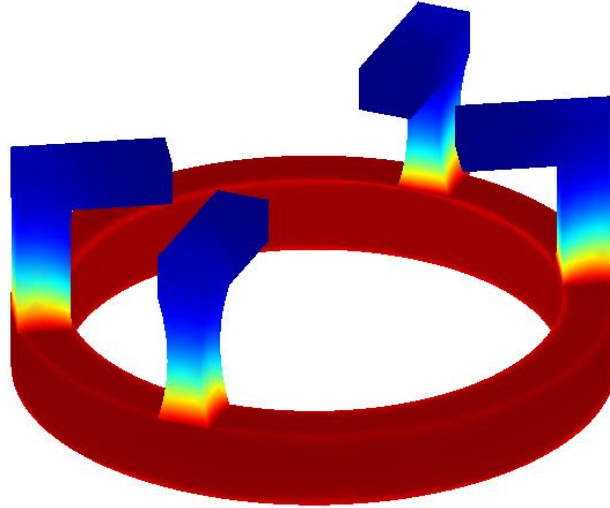


Figura 3.19 Potencial eléctrico sobre la superficie del perfil 5.

El campo eléctrico tangencial se grafica y compara con el perfil 2 en la Figura 3.20. El resultado del máximo esfuerzo en la superficie de los apoyos de 1.866MV/m es menor incluso que el valor encontrado para el perfil 4 de 1.964MV/m. Con el perfil 5 se obtiene la mejor solución y la geometría es factible en la práctica. El comportamiento de la gráfica indica una distribución más lineal en el perfil 5.

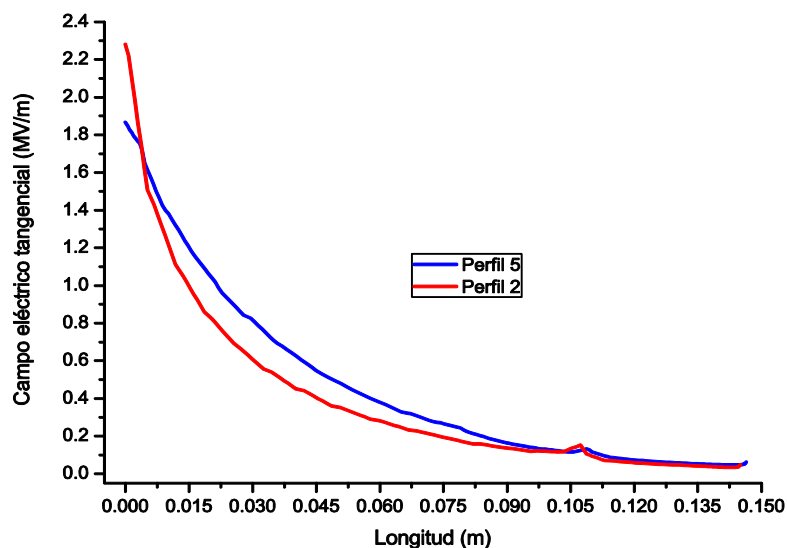


Figura 3.20 Comparación de campo eléctrico tangencial en perfil 2 y perfil 5.

Capítulo 3

En la Figura 3.21 se ilustra el campo eléctrico tangencial sobre la superficie de los apoyos en los perfiles 1 al 5 para comparar los resultados. La Figura 3.22 muestra la geometría de los perfiles 1 al 5 propuestos para los apoyos en transformadores secos.

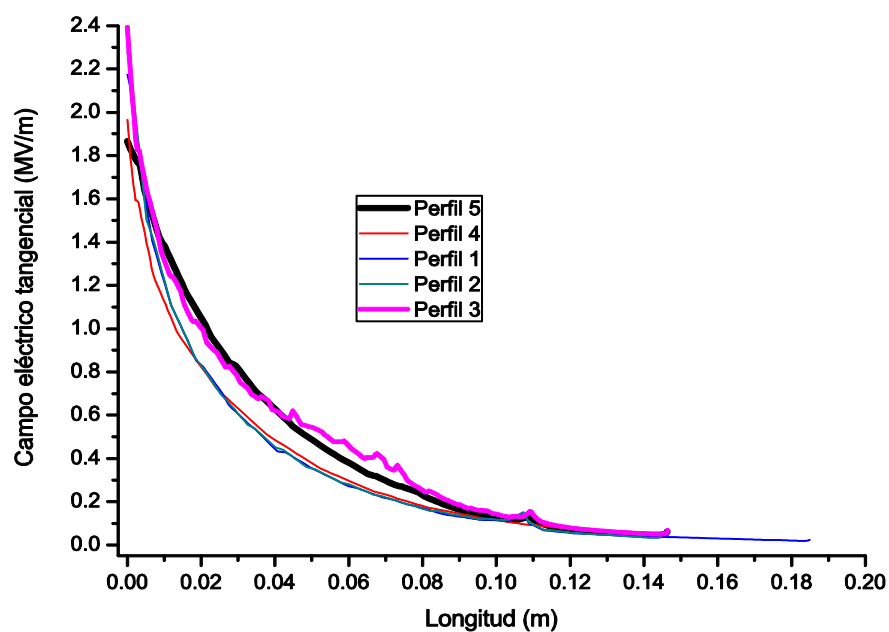


Figura 3.21 Comparación de campo eléctrico tangencial en diferentes perfiles.

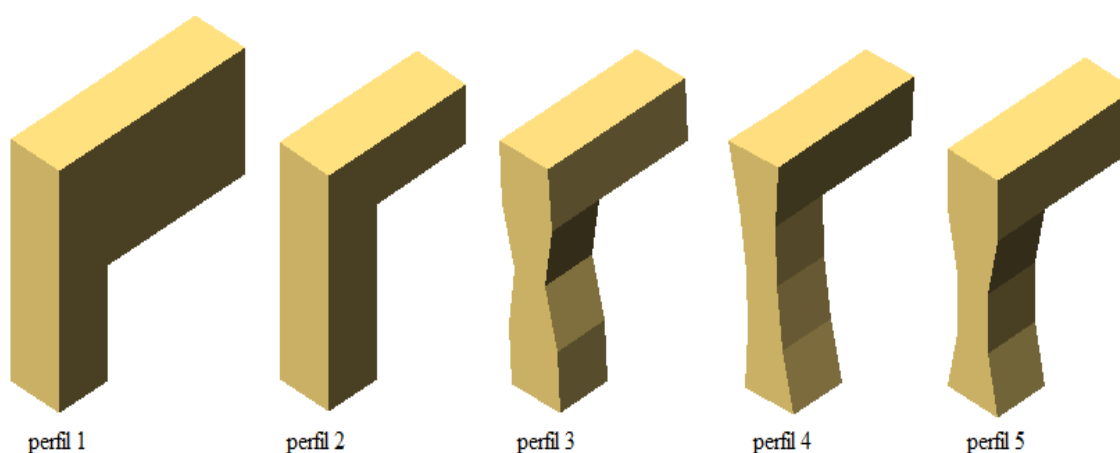


Figura 3.22 Geometría de perfiles propuestos.

3.12 Modificación de permitividad de los materiales.

Para observar el efecto de los materiales en el valor del esfuerzo eléctrico en la superficie de los apoyos, se realizaron simulaciones variando el valor de la permitividad dieléctrica del material aislante. La Tabla 3.3 resume los materiales más utilizados en la fabricación de los apoyos.

Para la primera simulación variando la permitividad del material de los apoyos se utiliza el perfil 2 ya que sólo reduce su altura con respecto al apoyo actual y no requiere modificaciones en el proceso de fabricación. Para la comparación se consideran 3 valores de permitividad: 4.1, 5 y 6.4.

Tabla 3.3 Materiales utilizados en apoyos

Material	Permitividad relativa
Maple	4-5
Baquelita	5
Glastic grade SG-200	4.6
Glastic grade FHT	6.4
Glastic UTR grade 1494	4.1
Perfiles de pultrusion	4-5

La Figura 3.23 ilustra que es posible reducir el esfuerzo en la superficie de los apoyos con materiales de mayor permitividad que el material actual (maple) para una tensión igual al NBAI. Se podría utilizar el perfil 2 de un material de mayor permitividad como el Glastic UTR y los valores de campo eléctrico tangencial serían comparables con el esfuerzo actual del perfil 1 hecho de maple: 2.12MV/m y 2.04MV/m, respectivamente.

En la actualidad existe una gran variedad de materiales aislantes sólidos que poseen excelentes propiedades dieléctricas en altas temperaturas, las cuales han permitido un desarrollo en los transformadores tipo seco de media tensión. Debido a la variedad de los aislamientos el material de los apoyos puede cambiar entre los fabricantes de transformadores.

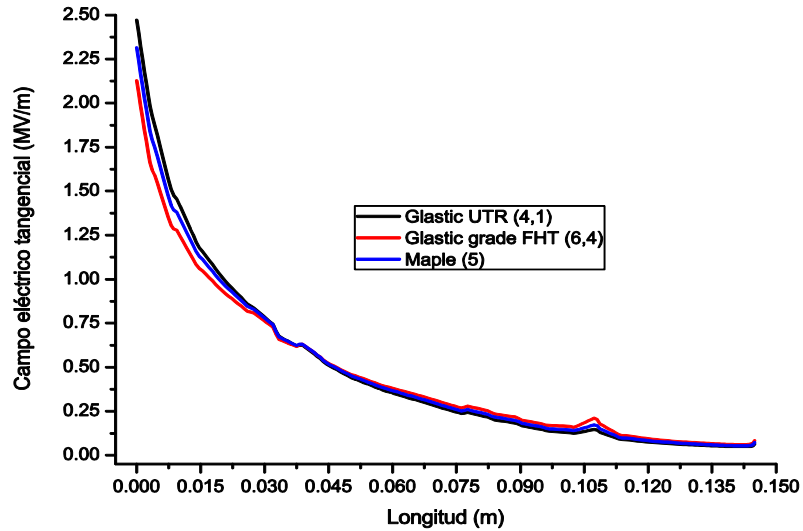


Figura 3.23 Campo eléctrico tangencial para diferentes valores de permitividad en el perfil 2.

Ahora se realiza el mismo procedimiento de modificar la permitividad del material en los apoyos pero considerando el perfil 5. La Figura 3.24 muestra los valores de campo eléctrico tangencial. La mejor combinación es el perfil 5 con un material de permitividad igual a 6.4. El menor esfuerzo es de 1.66MV/m muy por debajo de cualquier otra combinación. No sólo fue posible mantener el esfuerzo del apoyo actual de 2.046MV/m reduciendo la altura sino que también es posible encontrar valores inferiores de esfuerzo en la superficie de los apoyos utilizados en los transformadores tipo seco.

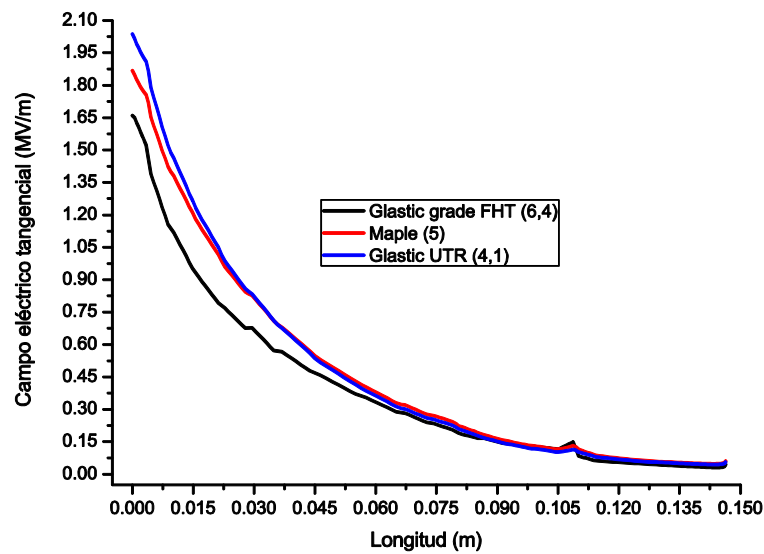


Figura 3.24 Campo eléctrico tangencial para diferentes valores de permitividad en perfil 5.

CAPITULO 4 Pruebas Experimentales

4.1 Introducción

Las simulaciones realizadas determinan el esfuerzo al que están sometidos los apoyos sin considerar el efecto de la temperatura en la tensión de ruptura [13]. Con el fin de analizar el efecto de la temperatura en la ruptura se realizaron pruebas en Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco para determinar primero el perfil de temperatura de los apoyos durante la operación normal del transformador y posteriormente realizar pruebas de ruptura a temperatura ambiente y en alta temperatura.

La rigidez dieléctrica del aire disminuye a medida que se incrementa la altitud. Esto se debe a que la ionización por impacto depende de la trayectoria libre promedio entre moléculas que depende a su vez de la presión; a mayor presión existirá una menor trayectoria libre promedio. Ahora bien, a mayor altitud habrá menor presión, por lo que los iones pueden adquirir suficiente energía cinética para ionizar, por impacto, las partículas neutras del gas. Esto ocasiona que la tensión de ruptura en los aislamientos eléctricos externos sea menor conforme aumenta la altitud [13].

Investigaciones del efecto de la temperatura en la tensión de ruptura en aire bajo campos eléctricos no uniformes a altas temperaturas han tomado como parámetro de referencia la densidad relativa del aire dada por la siguiente ecuación [13]:

$$\delta = \left(\frac{p}{p_0} \right) * \left(\frac{273 + t_0}{273 + t} \right) \quad (4.1)$$

Siendo:

p = presión en el lugar de prueba

p_0 = presión al nivel del mar, 760 mm de Hg

t = temperatura de prueba

t_0 = 20°C

El ajuste por densidad relativa del aire de la tensión de ruptura es realizada por el método establecido en la norma IEC 60-1 1989 [54]; para un arreglo punta-plano en función de los valores de temperatura y presión para un valor dado de V_0 en condiciones estándar utilizando la siguiente relación:

$$V = V_0 \delta^m \quad (4.2)$$

donde m es un exponente dependiente de la geometría del electrodo y de la forma de onda de la tensión aplicada (alterna, impulso, directa). La experiencia ha demostrado que para una onda de impulso m tiene el valor de 1 en un rango de la densidad relativa del aire de $0.9 < \delta < 1.1$ [13]. Sin embargo para densidades relativas menores, correspondientes a grandes altitudes sobre el nivel del mar, estos factores de corrección no han sido especificados en normas.

El campo eléctrico en los extremos de las bobinas es no uniforme; esta distribución puede ser representada por dos tipos de configuraciones de electrodos [15]: punta-punta y punta-plano. Esta última configuración se utilizó para las pruebas en alta temperatura en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco.

4.1.2 Método de arriba-abajo (Up and Down) para determinar la tensión de flameo (U_{50})

El U_{50} es el valor de la tensión con el 50% de probabilidad de originar una ruptura. El método de arriba abajo para determinar el U_{50} consiste básicamente en aplicar un valor estimado de tensión U_k (valor requerido para producir la ruptura), y un incremento ΔU_k . Se aplica un impulso con valor pico U_k a la muestra. Si no ocurre la ruptura el próximo valor pico es $U_k - \Delta U_k$. Si ocurre la ruptura el pico será $U_k + \Delta U_k$. Este proceso continua y el valor pico de cada prueba depende del resultado del disparo previo. Para calcular el U_{50} se utiliza la siguiente ecuación:

$$U_{50} = \frac{\sum n_i U_i}{\sum n_i} \quad (4.3)$$

Donde:

n= número de disparos por nivel

U= valor pico de cada nivel

Una vez calculado el valor de U_{50} podemos calcular el valor U_{10} que es el valor de tensión con 10% de probabilidad de generar una falla. Considerando una distribución normal, el U_{10} se calcula con la siguiente expresión:

$$U_{10} = U_{50} * 0.96 \quad (4.4)$$

4.1.3 Ruptura por propagación de streamers

En un arreglo punta plano la cabeza de un streamer se propagará hacia el electrodo opuesto y lo alcanzará, sólo si la tensión aplicada es lo suficientemente grande para mantener el proceso de propagación del streamer, ver Figura 4.1. A nivel local significa que el frente de la cabeza del streamer deberá satisfacer el criterio de tener una diferencia de potencial suficiente entre ésta y el electrodo hacia el cual se dirige. El valor de tensión mínima (U_w) que permite la propagación del streamer en un campo no homogéneo en un claro en aire puede expresarse aproximadamente (en kV, válido para distancias mayores a 40mm) como:

$$U_w = U_0 + d * E_{st} \quad (4.5)$$

donde:

d= distancia entre electrodos (mm)

U_0 = equivalente al potencial necesario en la cabeza del streamer para generar la ruptura
(20-30kV)

E_{st} = es la intensidad de campo interno a través del streamer (positivo) detrás de la cabeza
(0.5kV/mm aproximadamente)

El valor de E_{st} puede variar en un rango de $\pm 10\%$ -20% dependiendo de varias condiciones como: la humedad (aire seco: 0.4kV/mm), forma de la tensión (bajo corriente alterna 0.45kV/mm: bajo tensión de impulso de rayo 0.54kV/mm), etc. Los streamer negativos requieren una intensidad de campo elevada para la propagación (E_{st} = 1.2kV/mm aproximadamente) [57].

Procesos de excitación y recombinación que toman lugar en las primeras avalanchas pueden llegar a generar procesos de fotoionización que dan inicio a nuevos streamers en otros puntos del espacio entre electrodos dando lugar a lo que se conoce como primera corona, ver Figure 4.0b. Dependiendo de la tensión aplicada y la distancia entre electrodos esta primera corona puede permanecer y no llevar a la ruptura. Por otro lado si los canales de los primeros streamers son alimentados por la corriente debida a la propagación de nuevos streamers, este canal se expande térmicamente dando origen al mecanismo conocido como inyección del líder que básicamente es la expansión del canal [60]. Si un número suficiente de streamers alimentan el canal la expansión térmica se incrementara reduciendo la densidad del gas, esto reduce la intensidad de campo necesaria para reiniciar la ionización creando un canal conductor el cual se vuelve una sección del líder como se puede ver la Figura 4.1 c. El líder es un canal de alta conductividad que se comporta como una extensión del electrodo del cual se originan nuevos streamers, por lo tanto el líder se puede propagar a través de mayores distancias en comparación con los streamers.

La transición a líder en media tensión es típicamente restringida a la propagación de descargas a través de superficies dieléctricas. La intensidad de campo interno (E_{st}) a lo largo del líder es entre 0.1-0.2 kV/mm [57]. Lo anterior puede considerarse como la causa de que la ruptura en superficies sea menor que en distancias en aire.

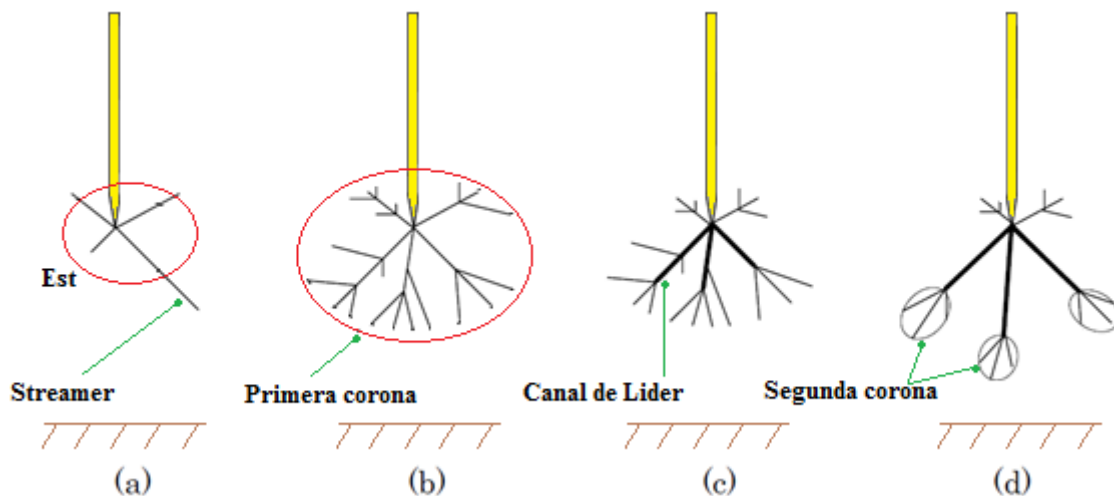


Figura 4.1 Desarrollo del streamer y el líder [60].

4.2 Pruebas de tensión de ruptura a temperatura ambiente con diferentes configuraciones de electrodos bajo tensión alterna.

Antes de determinar el perfil de temperatura de los apoyos durante la operación normal de los transformadores secos y su posible efecto en la tensión de ruptura, se realizaron pruebas en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco para determinar la tensión de ruptura a diferentes espaciamientos en aire y con material aislante sólido entre los electrodos a temperatura ambiente.

Debido a que el campo eléctrico en los extremos de los devanados de los transformadores es no uniforme, se puede representar por dos configuraciones de electrodos; punta-punta, punta-plano [15]. La Figura 4.2 muestra el diagrama esquemático del arreglo para la prueba de tensión de ruptura para diferentes configuraciones de electrodos a temperatura ambiente. Las características del equipo que constituyen el arreglo experimental son las siguientes:

- Divisor de tensión mixto de 400kV, capacitancia nominal de 200pF, resistencia nominal de 1200M Ω , marca Hipotronics (Figura 4.3 (a)).
- Transformador elevador de C.A de alta tensión de 25kVA, 220/100000V, 60Hz, marca Walter (Figura 4.3 (b)).
- Kilovoltímetro (Figura 4.3 (c)).
- Consola de control en la cual se encuentran los interruptores de paro y arranque, regulador de tensión y diferentes escalas de trabajo (Figura 4.3 (c)).
- Pirómetro para medición de temperatura y humedad relativa del aire (Figura 4.3 (d)).
- Configuración de arreglos de electrodos: punta-plano (Figura 4.2), punta-punta (Figura 4.4) y esferas (Figura 4.6).

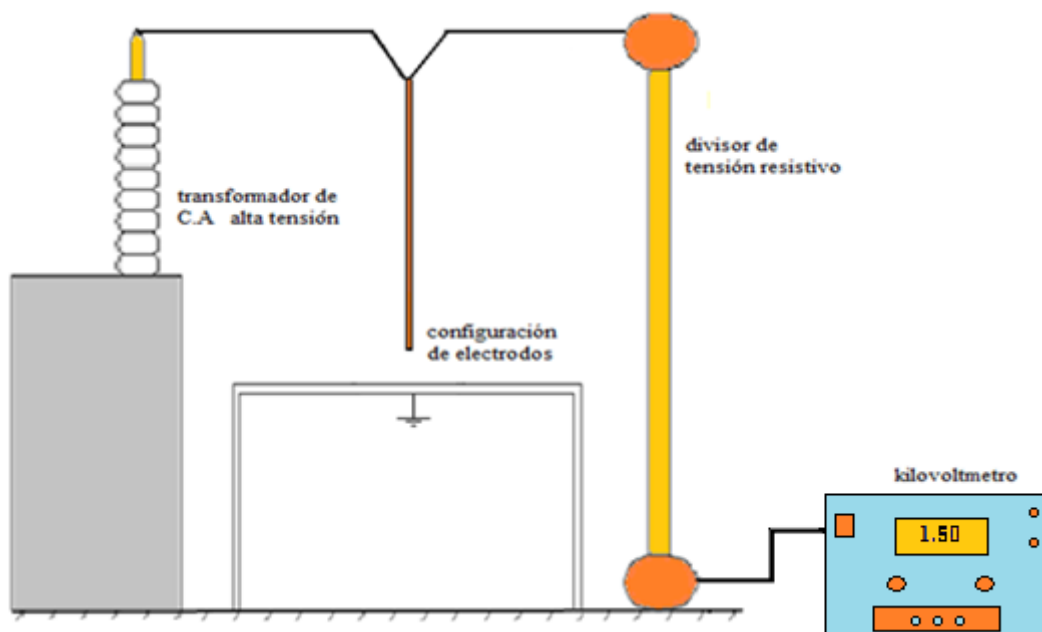


Figura 4.2 Arreglo esquemático para prueba de tensión de ruptura a temperatura ambiente.



a)



b)



c)



d)



e)

Figura 4.3 a) Divisor de tensión b) Transformador de alta tensión c) kilovoltímetro d) Consola de control e) pirómetro

4.2.1 Pruebas de tensión de ruptura a temperatura ambiente, configuración punta-punta.

El primer arreglo de electrodos bajo prueba fue el arreglo de punta- punta que consta de dos varillas de 12.7mm x 12.7mm de cobre como lo muestra la Figura 4.4. Mediante la consola de control la tensión se elevó hasta producir la ruptura, primero para diferentes espacios en aire y posteriormente se colocó un apoyo de diferente altura. Los valores se registraron en la Tabla 4.1. Las pruebas se realizaron a temperatura ambiente de 25°C y con una humedad relativa de 55% en promedio.

Tabla 4.1 Tensión de ruptura en arreglo punta-punta

Longitud de gap o apoyo (m)	Tensión de ruptura con apoyo (kV)	Tensión de ruptura en aire (kV)
0.042	23.83	25.43
0.092	40.53	45.10
0.134	52.46	53.20
0,180 (perfil 1)	69.23	64.36



Figura 4.4 Arreglo configuración punta-punta.

La Figura 4.5 muestra que el comportamiento de la tensión de ruptura es lineal con un aislante sólido entre electrodos en comparación al comportamiento de la tensión de ruptura en aire al menos para distancias de hasta 18cm. Así mismo a distancias menores de 9cm la tensión de ruptura en aire presenta un punto de inflexión a partir del cual la tensión de ruptura en aire presenta una menor pendiente.

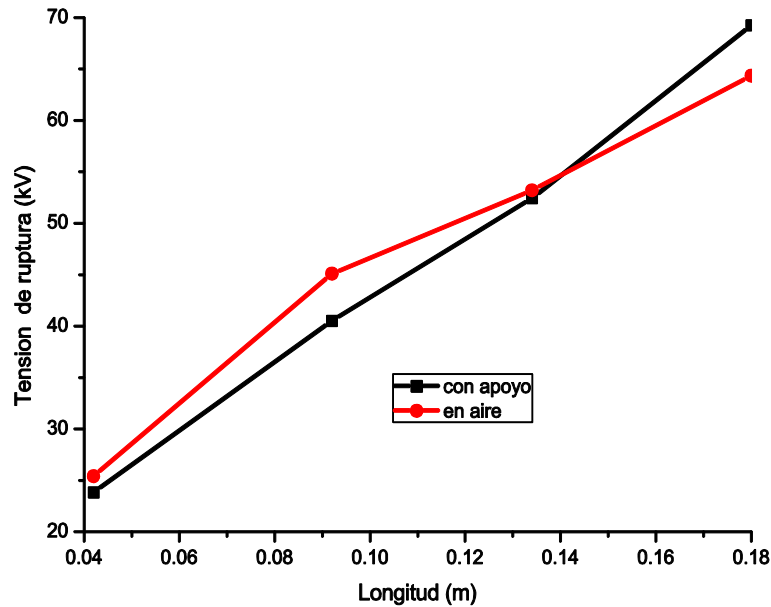


Figura 4.5 Tensión de ruptura en configuración punta-punta.

4.2.2 Pruebas de tensión de ruptura a temperatura ambiente, configuración electrodos esféricos.

El segundo arreglo fue el de electrodos esféricos de 120mm de diámetro. Para esta prueba se utilizó el mismo esquema de la Figura 4.2 cambiando los electrodos por tipo esférico, como se muestra en la Figura 4.6. El procedimiento fue el mismo que para el arreglo anterior: se realizaron las mediciones de la tensión de ruptura en aire y con aislamiento sólido entre las esferas para posteriormente realizar comparaciones.

Los valores medidos durante esta prueba se registraron en la Tabla 4.2 donde se observa que debido a que el campo eléctrico es uniforme para la distancia más corta de 4.2cm se requiere 61kV para llegar a la ruptura por lo que es riesgoso para el equipo de prueba seguir aumentando la distancia entre electrodos pues se requeriría mas de 100kV que es el límite

Capítulo 4

del transformador de alta tensión, mientras que en la Figura 4.7 se graficaron los valores de tensión de ruptura medidos. Los valores promedio de temperatura y humedad relativa del aire registrados durante las pruebas fueron 24°C y 58% respectivamente. Debido a las limitaciones del transformador de tensión máxima (100kV) sólo se pudo registrar la tensión de ruptura para el espacio más pequeño de 4.2cm.

En la Figura 4.7 se muestra que los valores de tensión de ruptura hasta una longitud de 9cm con apoyo son superiores a un arreglo punta-punta debido a que, en el arreglo de esferas, el campo eléctrico es más uniforme que en el de punta-punta, pero a medida que la distancia en aire se incrementa la uniformidad se va perdiendo. Para el caso de ruptura en aire, los valores de tensión requeridos para la ruptura son muy altos comparados con el arreglo anterior. Para el caso de las pruebas con apoyo, el efecto de las esferas, que hacen más uniforme el campo, se hizo más evidente por los valores tan elevados, pues aumentó la tensión de ruptura del arreglo punta-punta a electrodos esféricos de 25.43kV a 61kV respectivamente.

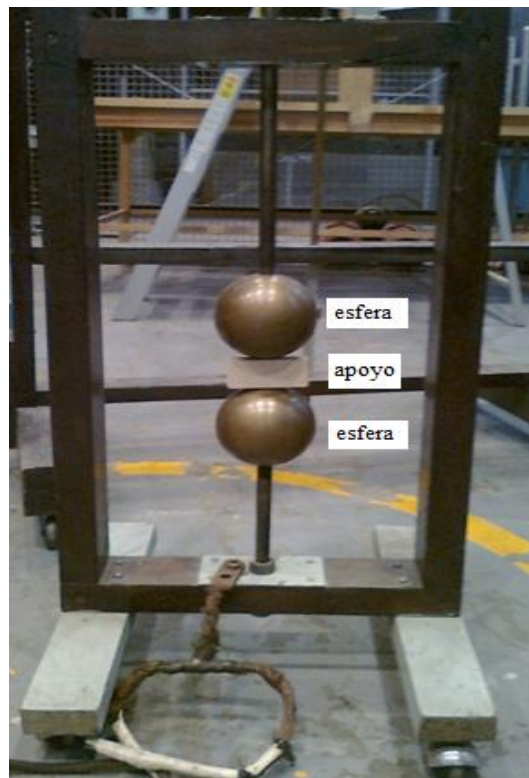


Figura 4.6 Arreglo configuración de electrodos esféricos.

Capítulo 4

Tabla 4.2 Tensión de ruptura en arreglo de esferas

Distancia en aire o apoyo (m)	Tensión de ruptura con apoyo (kV)	Tensión de ruptura en aire (kV)
0.042	25.5	61
0.092	42.2	
0.134	50.3	
0.180 (perfil 1)	64.5	

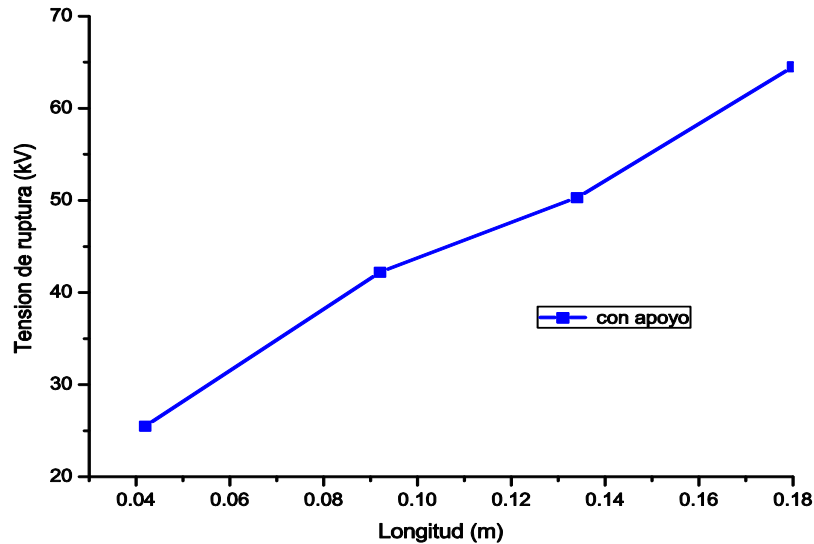


Figura 4.7 Tensión de ruptura en configuración de electrodos esféricos.

4.2.3 Pruebas de tensión de ruptura a temperatura ambiente, configuración punta-plano.

El tercer arreglo es de tipo punta-plano y la configuración utilizada para la prueba es la mostrada en la Figura 4.2. Se utilizó una punta cilíndrica de 2cm de diámetro y el plano de 600mm x600mm de lámina de hierro con espesor de 5mm como lo muestra la Figura 4.8. Se realizaron mediciones de la tensión de ruptura a temperatura ambiente en aire y con apoyo entre los electrodos para diferentes distancias ver Tabla 4.3. La temperatura ambiente y la humedad relativa registradas durante las pruebas fueron de 26°C y 58% respectivamente.

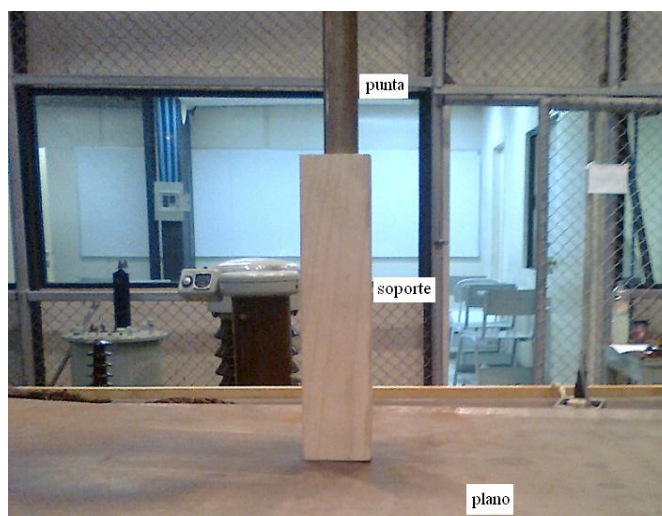


Figura 4.8 Arreglo configuración punta-plano.

En la Tabla 4.3 se resumen las mediciones obtenidas para los diferentes casos. La Figura 4.9 muestra gráficamente los datos obtenidos tanto en aire como con apoyo entre la punta y el plano.

Tabla 4.3 Tensión de ruptura en aire y con apoyo a temperatura ambiente

Longitud de apoyo (m)	Tensión de ruptura con apoyo (kV) rms	Longitud de distancia en aire (m)	Tensión de ruptura en aire (kV) rms
0.042	19.66	0.030	24.53
0.092	32.10	0.042	45.33
0.120	38.30	0.050	50.26
0.134	41.43	0.060	57.13
0.140 (perfil 2)	42.20	0.070	62.08
0.140 (perfil 5)	44.42	0.080	66.42
0.150	45.73	0.092	71.58
0.170	49.75		
0.180 (perfil 1)	52.90		

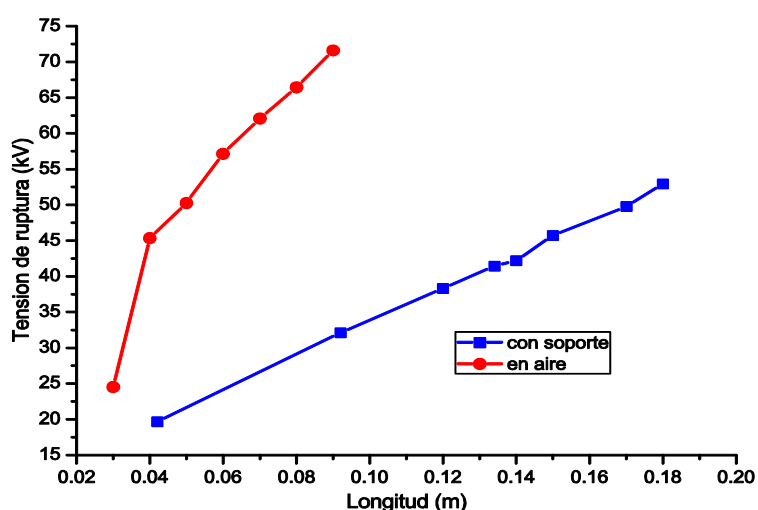


Figura 4.9 Tensión de ruptura en configuración punta-plano.

Capítulo 4

Los valores de la tensión mínima que permite la propagación del líder y la tensión mínima que permite la propagación del streamer basándose en la ecuación (4.5) se muestran en la Tabla 4.4. Las Figuras 4.10 y 4.11 muestran el ajuste de la tensión mínima de ruptura en aire y la ruptura superficial, respectivamente.

Tabla 4.4 Valores de U_0 y E_{st} para los valores experimentales de la Figura 4.9 y Figura 4.10

	U_0 (kV)	E_{st} (kV/mm)
En aire reportados en [57]	20-30	0.45
En superficies reportados en [57]	20-30	0.1-0.2
Distancia en aire experimental	24.3	0.52
Espaciador experimental	9.85	0.23

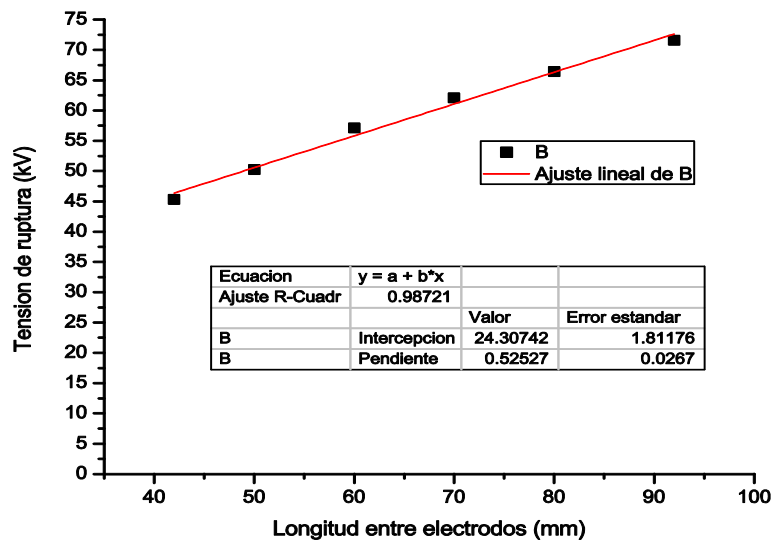


Figura 4.10 Tensión mínima de ruptura en aire

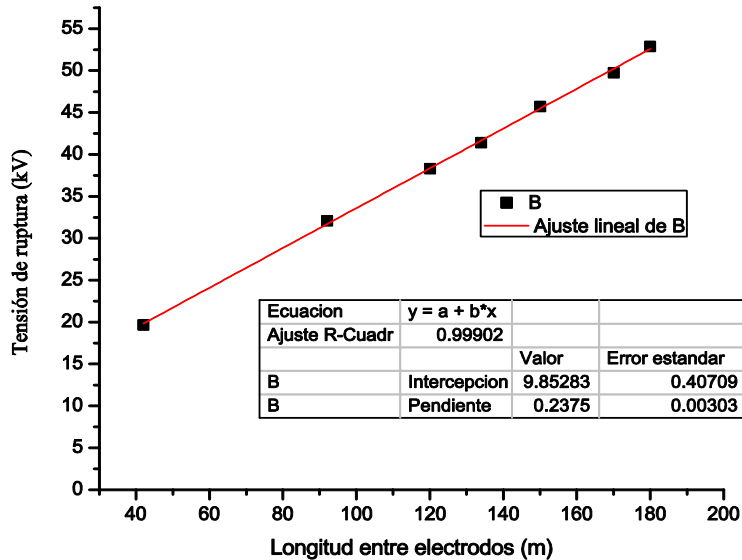


Figura 4.11 Tensión mínima de ruptura superficial

Capítulo 4

Como se puede ver de la Tabla 4.4 el valor de U_0 determinado en las pruebas experimentales cae dentro del rango reportado en [57] (20kV-30kV), mientras que el valor de E_{st} resulta ser un poco mayor que el sugerido en dicha referencia. Por otro lado, para el caso del apoyo se tiene una reducción significativa en U_0 algo que no se reporta en [57] para el caso de ruptura superficies. El valor de E_{st} tiene valores semejantes a los de la referencia.

En esta configuración la tensión de ruptura en aire es muy elevada comparada con el caso en el cual se coloca material aislante sólido entre la punta y el plano. Los únicos puntos que se pueden comparar en forma directa son para las distancias de 4.2cm y 9.2cm. Para tener mayor cantidad de puntos y poder graficar la tensión de ruptura en aire se tomaron distancias intermedias menores a 9cm. Nuevamente el comportamiento de la ruptura con material aislante sólido es más lineal que la ruptura en aire. También se puede notar que para la ruptura en aire se presenta un punto de inflexión a una distancia de 4 cm y en la Figura 4.5 a 9cm aproximadamente.

La Figura 4.12 muestra un comparativo del comportamiento de la tensión de ruptura con apoyo entre los electrodos a temperatura ambiente para los tres arreglos bajo prueba. Basándose en la gráfica, el arreglo que presenta la condición más severa de riesgo de ruptura es la configuración punta-plano con un reducción del 30% de tensión de ruptura para una longitud de 18cm y 14cm correspondientes a los perfiles 1 y 2 comparando con el arreglo punta-punta.

En la Figura 4.13 es claro que para la ruptura en aire los electrodos esféricos presentan el valor más alto de tensión de ruptura; por limitaciones de la fuente alterna sólo se tiene un punto para este arreglo de electrodos. Comparando los arreglos punta-punta y punta-plano para la ruptura en aire, la configuración con mayor riesgo de ruptura es la de punta-punta. Por lo tanto, para determinar el arreglo de electrodos para las pruebas en alta temperatura se hizo una comparación de los casos de mayor riesgo de ruptura en aire y con apoyo.

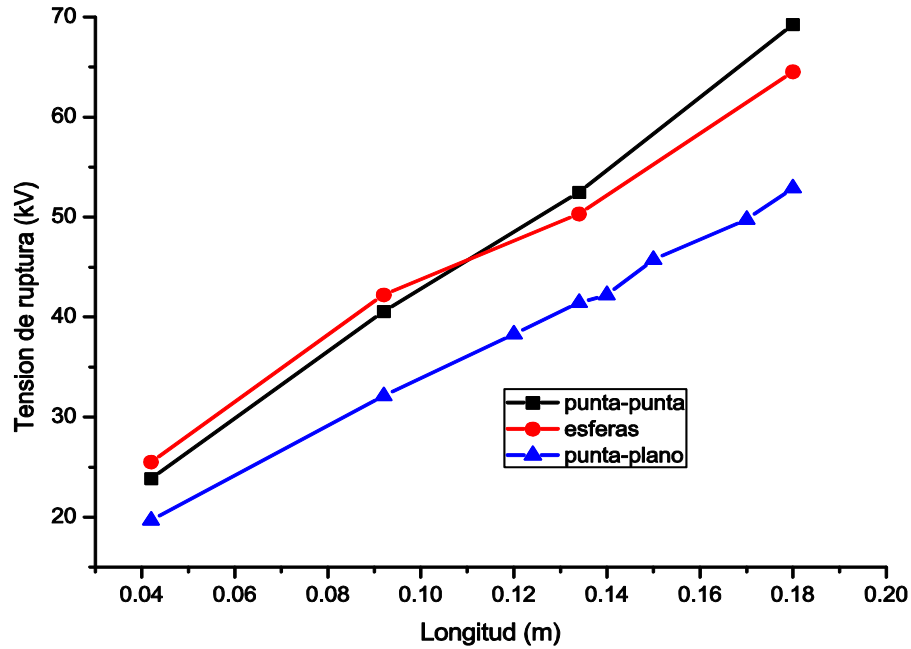


Figura 4.12 Tensión de ruptura con apoyo a temperatura ambiente con diferentes configuraciones de electrodos.

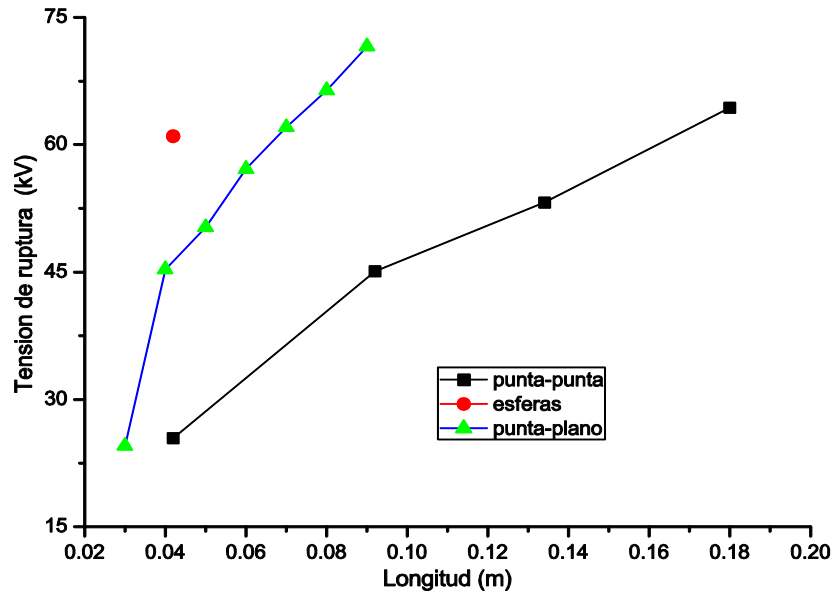


Figura 4.13 Tensión de ruptura en aire a temperatura ambiente con diferentes configuraciones de electrodos.

En la Figura 4.14 se muestra la ruptura en aire con el arreglo punta-punta y la ruptura con apoyo con la configuración punta-plano. Estos arreglos corresponden a los dos casos con menor tensión de ruptura, siendo el caso de apoyo entre los electrodos en un arreglo punta-plano el de menor tensión de ruptura.

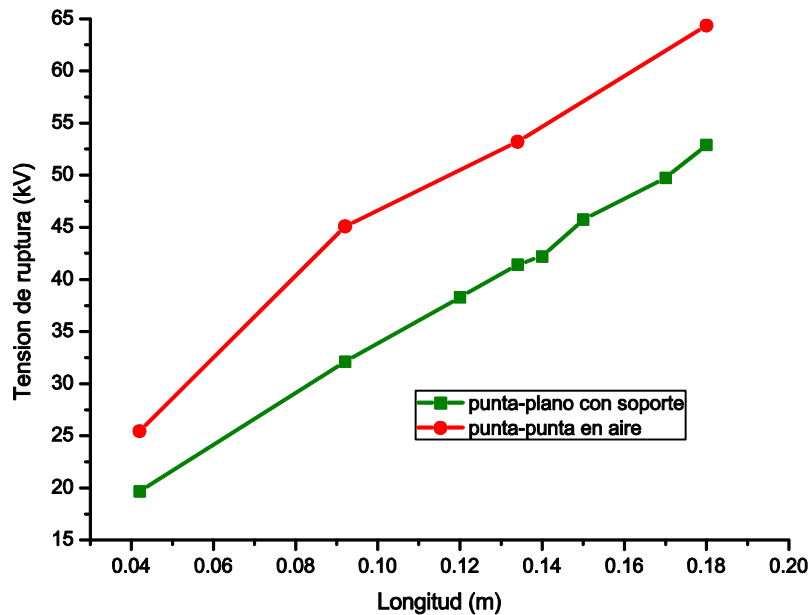


Figura 4.14 Comparativo de menor tensión de ruptura en aire y con apoyo a temperatura ambiente.

En base a las gráficas anteriores se decidió que el arreglo de electrodos punta-plano es el más adecuado para las pruebas de ruptura en aire y con apoyo en altas temperaturas.

4.3 Efecto de la temperatura en la tensión de ruptura en los apoyos.

Se menciona al principio de este capítulo que la ruptura del aire bajo campos eléctricos no uniformes se ve afectada por la temperatura debido a la variación de la densidad relativa del aire. También se ha mencionado en capítulos previos que los transformadores secos operan con altas temperaturas. Por lo tanto, es necesario investigar, a través de pruebas en Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco, la temperatura de los apoyos durante la operación normal del transformador seco, así como el efecto de dichas temperaturas en los valores de tensión de ruptura tanto en aire como con aislamiento sólido entre los electrodos.

4.3.1 Determinación de perfiles de temperatura en apoyos de transformador seco

En esta investigación, con la finalidad de reproducir condiciones similares a las del transformador tipo seco durante su operación normal, se realizó una prueba para elevar la temperatura de los devanados y así conocer el perfil de temperatura en la superficie de los apoyos generada por el calentamiento según su elevación de temperatura (150°C para este caso).

La Figura 4.15 muestra el diagrama eléctrico y conexión para la prueba de impedancia de cortocircuito realizada para simular la operación a plena carga de un transformador tipo seco en media tensión y conocer el perfil de temperatura en los apoyos. El transformador utilizado en esta prueba no tiene las mismas características eléctricas de potencia y tensión que el transformador usado para las simulaciones, pero si corresponde a la misma elevación de temperatura (150°C) y por lo tanto los perfiles de temperatura en ambos equipos se considera que son muy similares.

Las características del equipo que constituyen el arreglo experimental son las siguientes:

- Transformador tipo seco trifásico de 25kVA en 4160V-220Y/127V, elevación de 150°C, impedancia de 3.4%, con 4 derivaciones de $\pm 2,5\%$.
- Fuente trifásica de corriente alterna de 20kVA con regulación de tensión de 8V hasta 440V y frecuencia de 60Hz. La fuente consta de una consola de control en donde se encuentran los interruptores de paro y arranque, un regulador de tensión y las diferentes escalas de trabajo, según se muestra en la Figura 4.16.
- Cámara infrarroja marca FLIR modelo SC 660.
- Multímetro digital
- ThermaCAM Researcher, software para el análisis de las imágenes infrarrojas

La prueba consistió en cortocircuitar el lado de baja tensión como lo indica la Figura 4.17 y alimentar las fases H1, H2 y H3 del devanado primario a la fuente regulada como la muestra la Figura 4.18, basándose en los datos de placa de datos del transformador. La tensión de impedancia de 3.4% equivale a 141V en el primario para que circule la corriente

Capítulo 4

nominal por el primario y secundario del transformador. Con la fuente regulada se incrementó la tensión hasta llegar a 141V en las tres fases del devanado primario. La corriente nominal del primario y el secundario fue de 3.47A y 65.6A respectivamente.

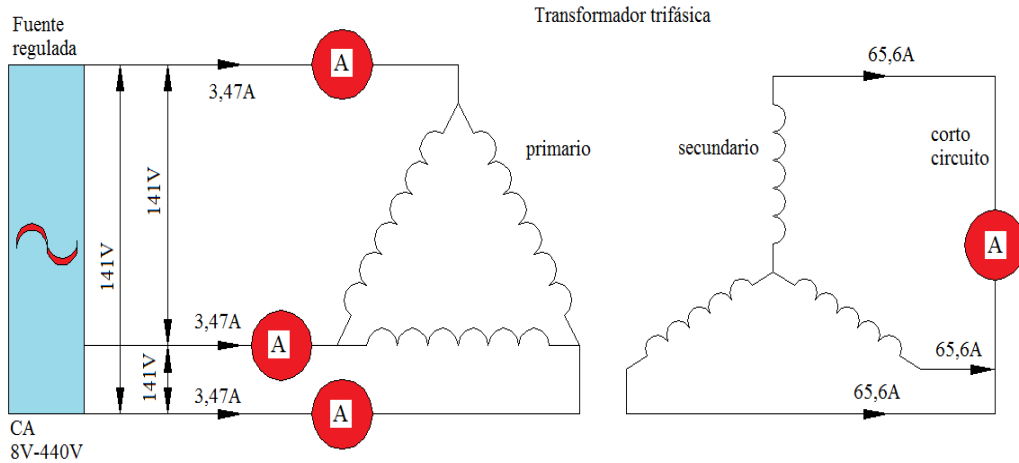


Figura 4.15 Diagrama eléctrico para prueba de tensión de impedancia.

Con este procedimiento se simuló la operación a carga nominal del transformador. Se mantuvo la conexión durante un periodo de 8 horas, hasta lograr una estabilización del incremento de temperatura en los devanados y por tanto en los apoyos.



Figura 4.16 Fuente regulada trifásica para prueba de tensión de impedancia.



Figura 4.17 Corto circuito de la conexión estrella en baja tensión de transformador.

Capítulo 4

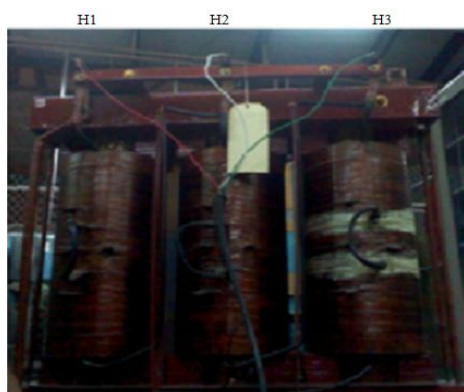


Figura 4.18 Conexión del devanado primario del transformador a la fuente regulada.

Una vez que se estabilizó la temperatura se tomaron imágenes termográficas con la cámara infrarroja para graficar los perfiles de temperatura de los devanados y los apoyos superiores como lo muestran las Figuras 4.19.y 4.20, respectivamente.

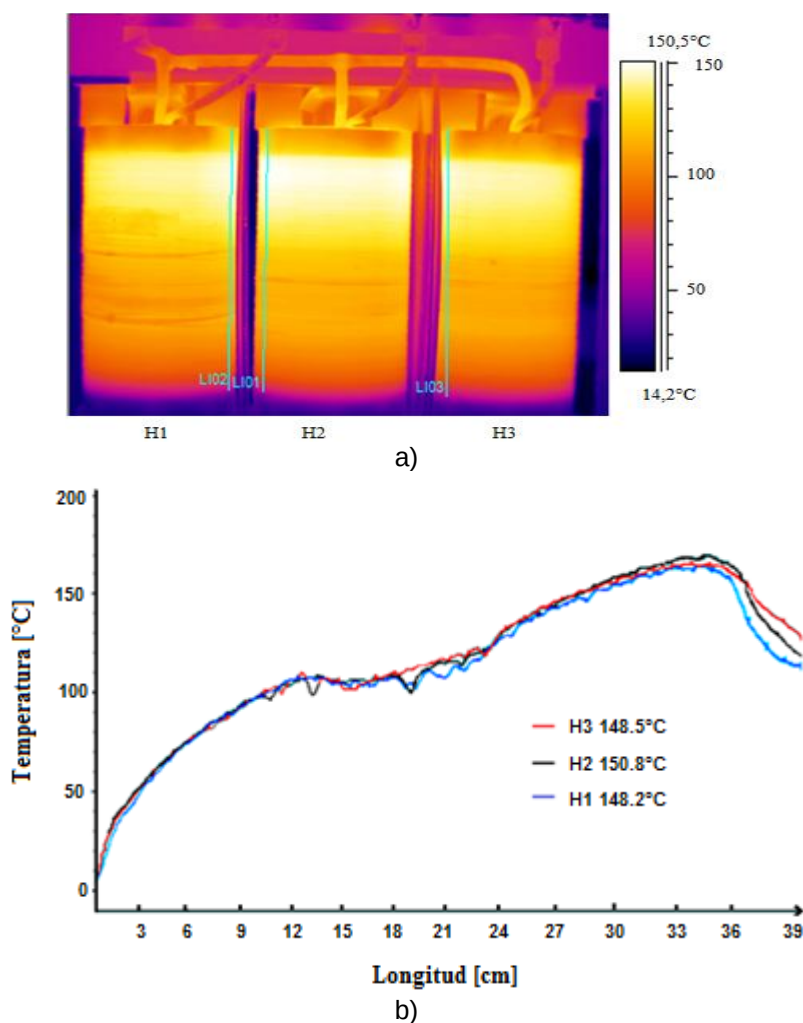


Figura 4.19 a) Imagen infrarroja de transformador seco en media tensión **b)** Perfil de temperatura a lo largo

Capítulo 4

En ambas gráficas es evidente que la fase central H2 tiene mayor temperatura tanto en la bobina como en sus apoyos. Esto se debe a que se colocan barrera de fibra de vidrio entre las bobinas para evitar la falla entre fases, lo cual provoca que se dificulte la circulación natural del aire a través de la fase central y por lo tanto se calienta más que las otras dos fases que están en los extremos. Otra razón del calentamiento de la fase central es por estar entre dos fuentes de calor. Se observa que la temperatura de operación normal de los apoyos es de aproximadamente 120°C bajo carga nominal.

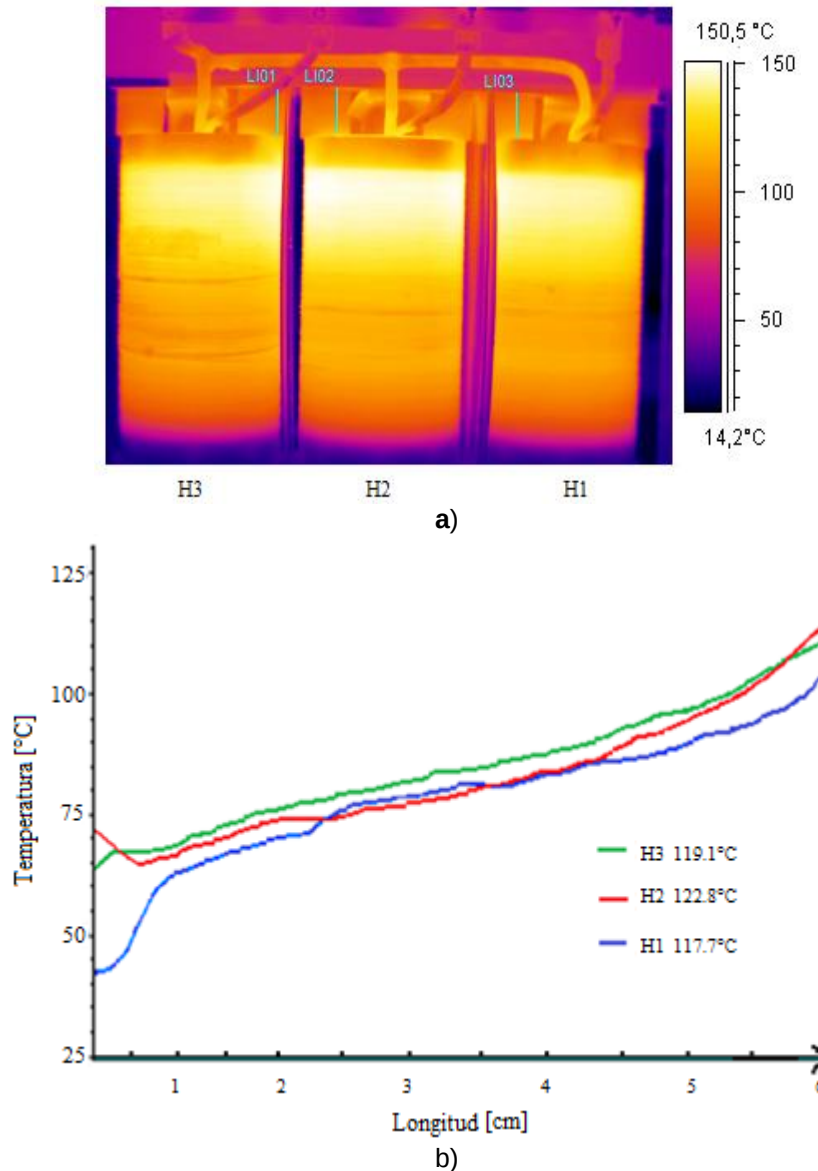


Figura 4.20 a) Imagen infrarroja de apoyos de bobinas b) Perfil de temperatura a lo largo de los apoyos de transformador seco.

Resulta clara la necesidad de investigar el efecto de la alta temperatura en la tensión de ruptura sobre la superficie de los apoyos de los transformadores secos que se utilizan entre las bobinas de media tensión y los herrajes de sujeción del núcleo magnético. Conociendo la temperatura se procedió a realizar las pruebas de ruptura con el arreglo de electrodos punta-plano.

4.4 Pruebas de tensión de ruptura en alta temperatura, configuración punta-plano.

Una vez conocida la temperatura de los apoyos y la configuración de electrodos para las pruebas de tensión de ruptura en alta temperatura se realizaron los experimentos en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco con el arreglo mostrado en la Figura 4.21.

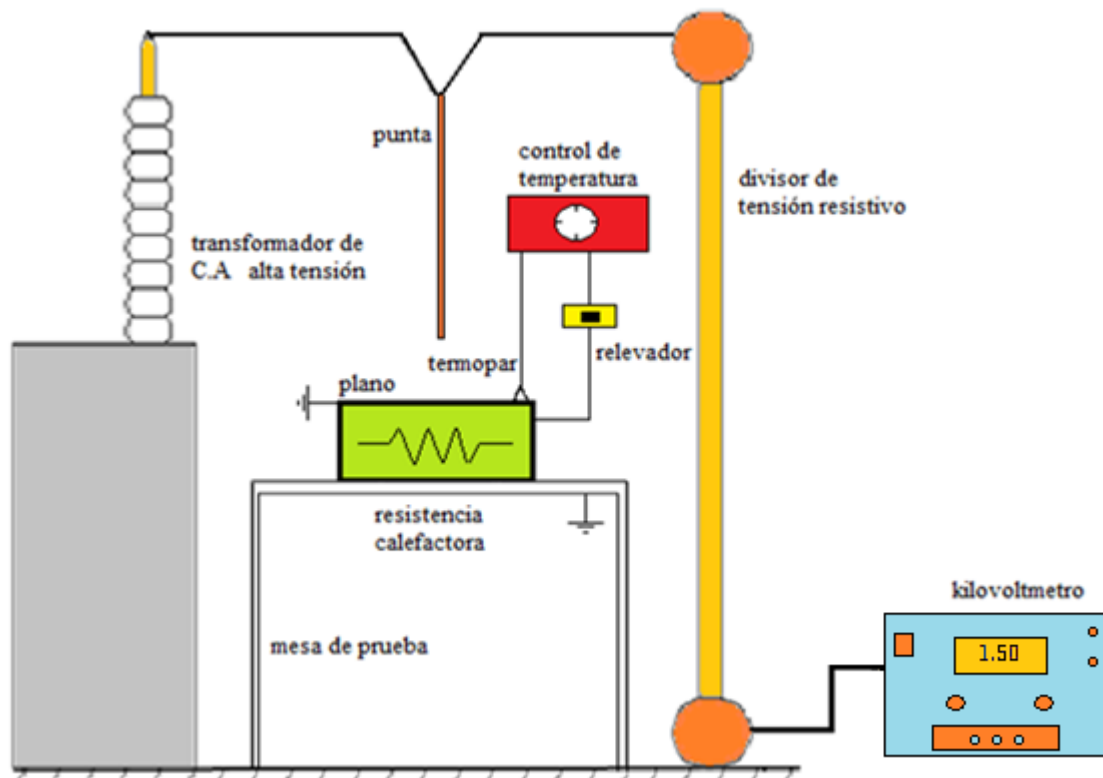


Figura 4.21 Arreglo para prueba de tensión de ruptura en alta temperatura.

Capítulo 4

Se utilizó el mismo equipo que para el arreglo de la Figura 4.2. Adicionalmente se utilizó el equipo mostrado en la Figura 4.22 con las siguientes características:

- Relevador 120/240V, 1 polo, 40A, marca Siemens.
- Controlador de temperatura 120/240V, rango 0°C a 200°C, salida a relevador, marca Tsw serie 901.
- Termopar tipo J.
- Resistencia calefactora 127V, 400°C máximo.
- Horno calefactor de 3.3kW, 3 fases, 220V, 350°C máximo.



Figura 4.22 Equipo a) relevador b) controlador de temperatura c) termopar tipo J d) resistencia calefactora e) horno.

Para reproducir las condiciones de operación del transformador, los apoyos de madera se precalentaron en el horno de la Figura 4.22(e) durante 2 horas a 120°C antes de incluirlos en el arreglo de la Figura 4.21 para lograr una temperatura uniforme en los apoyos y asegurarse que estuvieran completamente secos. Las dimensiones del arreglo punta-plano son las mismas que para el caso de la prueba de tensión de ruptura a temperatura ambiente. Una vez incluidos los apoyos en el plano para mantener la temperatura durante las pruebas se utilizó la resistencia calefactora de la Figura 4.22(d) regulada por el controlador de temperatura, el relevador y el termopar tipo J para mantener una temperatura de 120°C dentro de un rango de $\pm 5^\circ\text{C}$.

4.4.1 Pruebas de tensión de ruptura en alta temperatura con arreglo punta-plano bajo tensión alterna.

Para esta prueba se alimentó la punta con el transformador de alta tensión y se aterrizó el plano. Se realizaron las pruebas en aire y con apoyo entre los electrodos; las mediciones de tensión de ruptura se registran en la Tabla 4.5. Primero se realizó la prueba en aire y la Figura 4.23 muestra gráficamente los datos obtenidos de tensión de ruptura en aire con alta temperatura. La humedad relativa registrada durante la prueba fue de 55%. Durante las pruebas la densidad relativa del aire fue de 0.769 correspondiente a 2200msnm (metros sobre el nivel del mar) y una temperatura ambiente de 20°C. La gráfica muestra que los valores se reducen considerablemente con respecto a los valores obtenidos en la prueba a temperatura ambiente.

Tabla 4.5 Tensión de ruptura en aire y con apoyo en alta temperatura

Longitud de apoyo (m)	Tensión de ruptura con apoyo (kV) rms	Longitud de gap en aire (m)	Tensión de ruptura en aire (kV) rms
0.042	18.13	0.030	16.41
0.092	29.62	0.042	31.16
0.120	36.95	0.050	34.08
0.134	40.02	0.060	36.66
0.140 (perfil 2)	40.82	0.070	39.75
0.150	43.78	0.080	45.55
0.170	48.5	0.092	52.33
0.180 (perfil 1)	50.95		

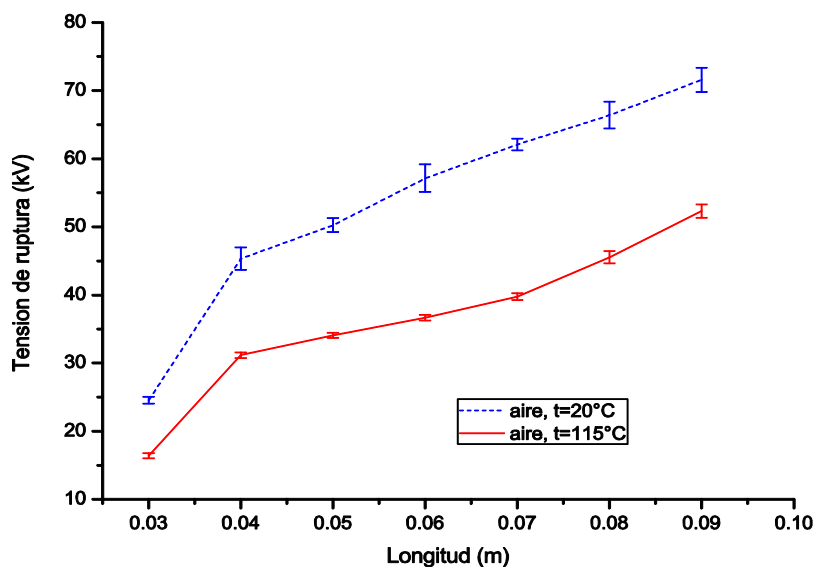


Figura 4.23 Tensión de ruptura en aire con alta temperatura.

Capítulo 4

Para las mismas condiciones ambientales se efectuaron las pruebas con apoyo entre los electrodos y los resultados se graficaron en la Figura 4.24, mientras la Figura 4.25 muestra el comparativo del comportamiento de la tensión de ruptura en aire y con apoyo a temperatura ambiente y en alta temperatura.

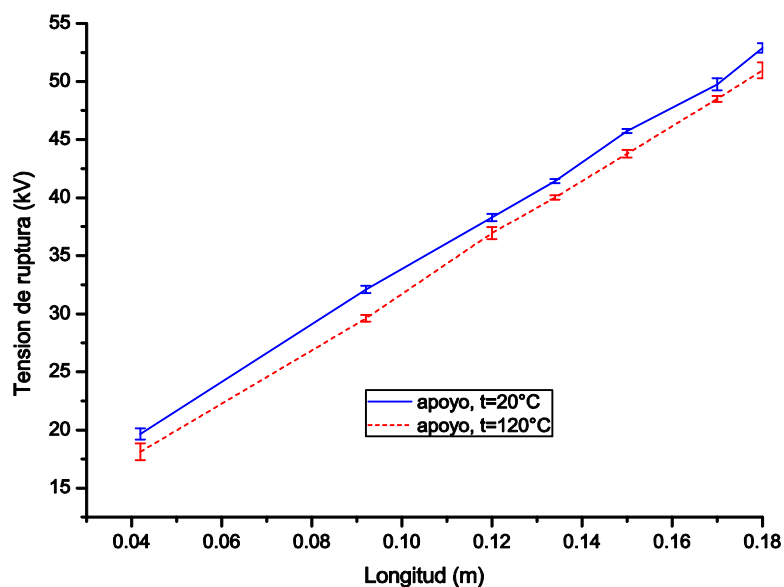


Figura 4.24 Tensión de ruptura con apoyo en alta temperatura.

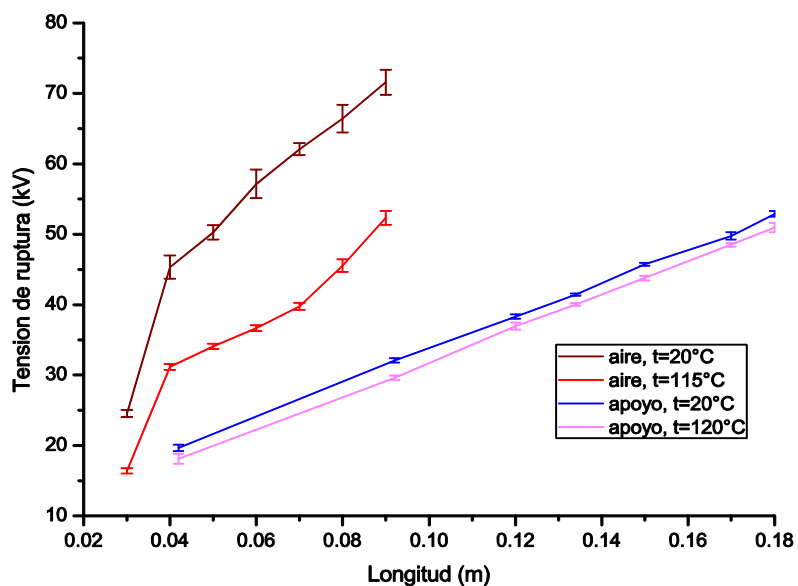


Figura 4.25 Tensión de ruptura en aire y con apoyo en alta temperatura.

Capítulo 4

En la Figura 4.24 se puede observar que la tendencia de la tensión de ruptura a temperatura ambiente y en alta temperatura es la misma pero también existe una reducción en los valores para el segundo caso. La Figura 4.25 muestra claramente que la temperatura afecta más la tensión de ruptura en aire que cuando se tiene apoyo entre los electrodos.

La Figura 4.26 es una imagen infrarroja de la configuración punta-plano tomada durante las pruebas con apoyo entre los electrodos; en ella se muestra la temperatura de cada uno de los elementos.

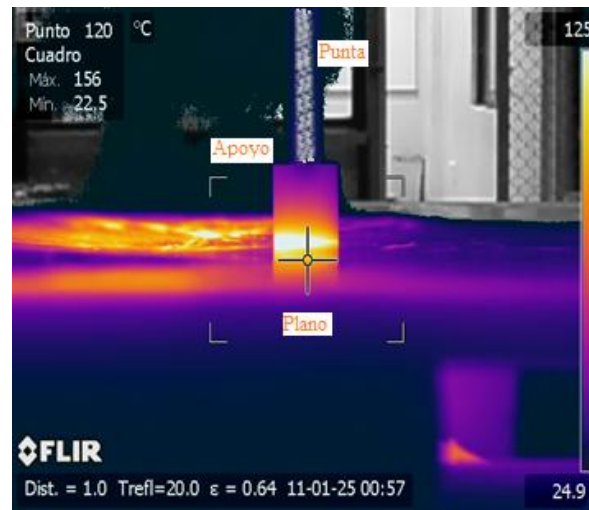


Figura 4.26 Imagen infrarroja del arreglo punta-plano con alta temperatura.

Los valores experimentales obtenidos con alta temperatura en aire y con apoyo se ajustaron a la ecuación 4.5, como se muestra en las Figuras 4.27 y 4.28, respectivamente. Los valores obtenidos de U_0 y E_{st} se presentan en la Tabla 4.6 y se comparan con los obtenidos a temperatura ambiente.

Tabla 4.6 Valores de U_0 y E_{st} para los valores experimentales en alta temperatura comparados con los valores a temperatura ambiente.

Prueba experimental	U_0 (kV)	E_{st} (kV/mm)
Distancia en aire experimental a temperatura ambiente	24.3	0.52
Espaciador experimental a temperatura ambiente	9.85	0.23
Distancia en aire experimental alta temperatura	12.83	0.412
Espaciador experimental alta temperatura	8	0.23

Capítulo 4

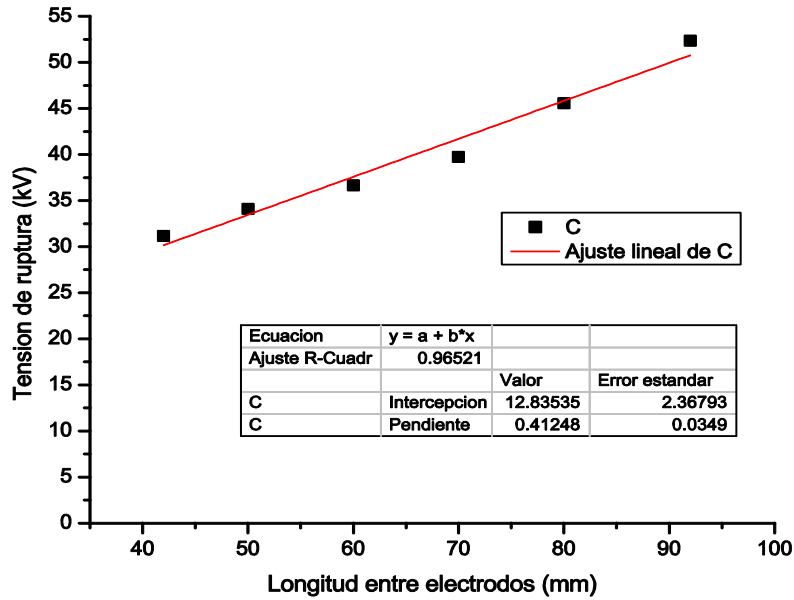


Figura 4.27 Tensión mínima de ruptura en aire alta temperatura

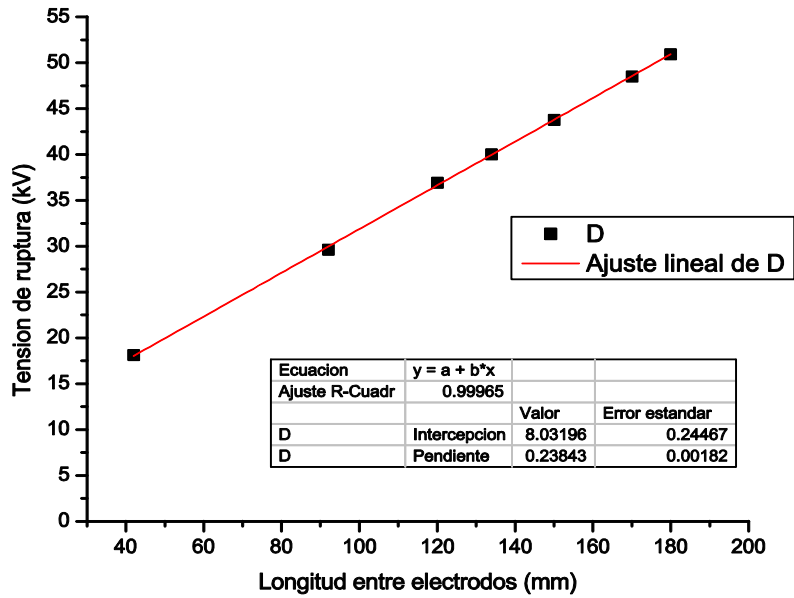


Figura 4.28 Tensión mínima de ruptura superficial alta temperatura

Como se puede ver de la Tabla 4.6, el incremento en temperatura reduce considerablemente el valor de U_0 en aire. Para el apoyo también hay una reducción en U_0 aunque es menor. El valor de E_{st} sólo cambia para el caso de la distancia en aire y para el apoyo permanece constante.

4.4.2 Pruebas de tensión de ruptura en alta temperatura con arreglo punta-plano bajo tensión de impulso de rayo.

Se utilizó el método de arriba-bajo (Up and Down) para la determinación de la tensión de flameo U_{50} . Se realizaron 20 disparos para la determinación de la tensión de flameo por cada muestra. En la Figura 4.29 se presenta el diagrama esquemático del arreglo para la prueba de tensión de ruptura bajo tensión de impulso de rayo.

Para esta prueba se alimenta la punta con un generador de impulso tipo Marx de 8 etapas, las cuales están constituidas por capacitores de $0.14\mu\text{F}$ y 55kV (en condiciones estándar). El generador es capaz de producir impulsos normalizados de $1.2\mu\text{s}$ y una energía máxima almacenada de 1.7kJ y además consta de los siguientes elementos:

- Consola de control con botones de polaridad, disparo, velocidad, control de distancia entre esferas y tensión entre esferas.
- Divisor de tensión capacitivo de 400pF , 550kV , marca Ferranti

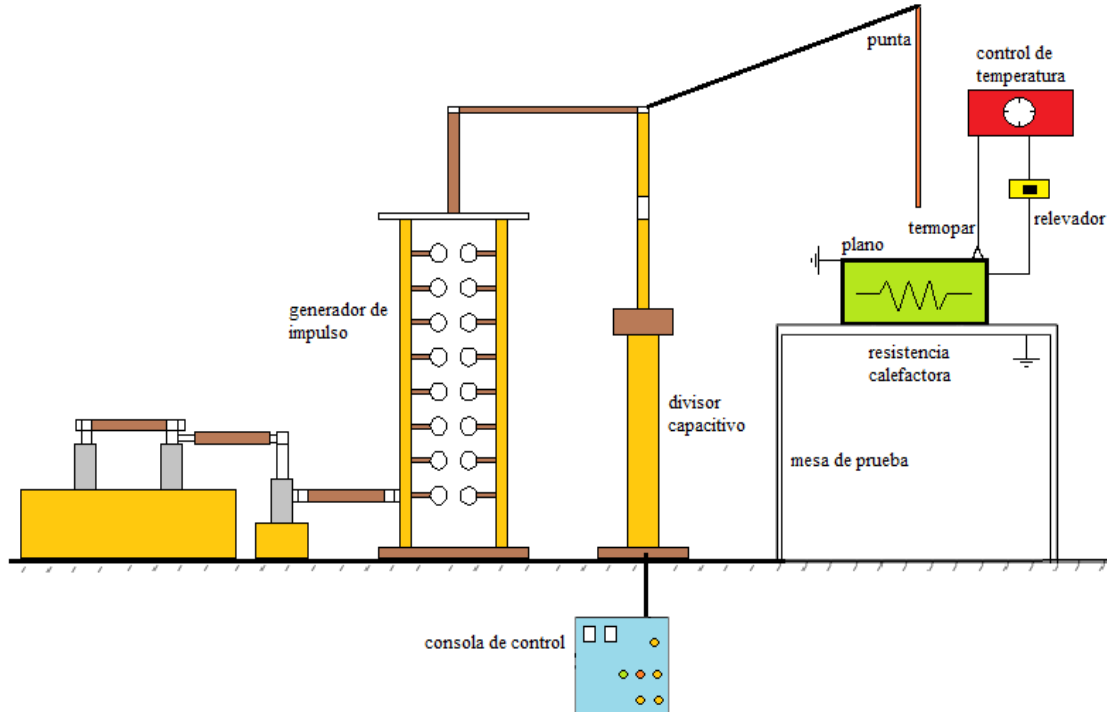


Figura 4.29 Arreglo experimental para prueba de tensión de flameo

Capítulo 4

La Figura 4.30 muestra los elementos que conforman el generador de impulso utilizado durante las pruebas de determinación de tensión de flameo U_{50} .

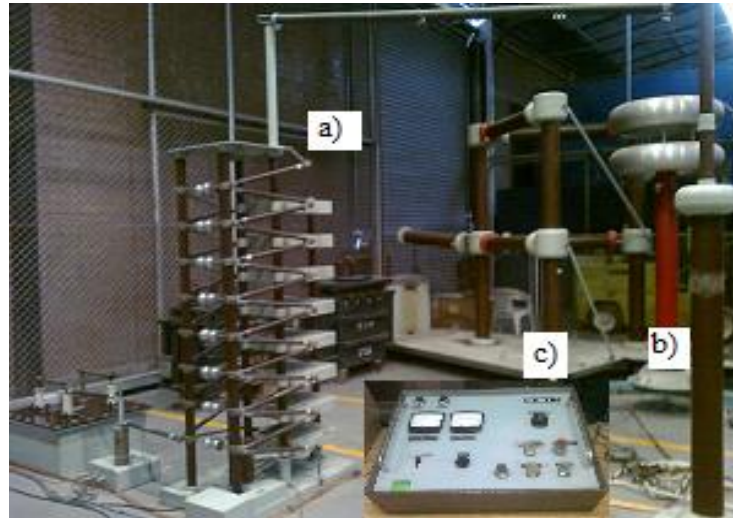


Figura 4.30 a) generador de impulso b) divisor capacitivo c) consola de control

En este experimento sólo se realizó la prueba a los perfiles número 1 (actual) y número 5 (reducido) definidos en el capítulo anterior, debido a que se requieren como mínimo 20 disparos por muestra para obtener una estimación del U_{50} con buena exactitud. La Figura 4.31 muestra la forma de onda de los impulsos aplicados durante las pruebas en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco para determinar el U_{50} y U_{10} de los apoyos a temperatura ambiente y alta temperatura. La Tabla 4.7 muestra los resultados de las mediciones para el perfil 1 a temperatura ambiente.

Tabla 4.7 Mediciones para determinación de U_{50} en perfil 1 a temperatura ambiente.

kV/paso	Número de etapas en el generador de impulso	Tensión pico kV	n_i	$\sum n_i U_i$
31	4	124	1	124
30	4	120	4	480
29	4	116	7	812
28	4	112	6	672
27	4	108	3	324
26	4	104	2	208
25	4	100	1	100
		$\sum n_i$	20	2720
			U_{50}	113.33

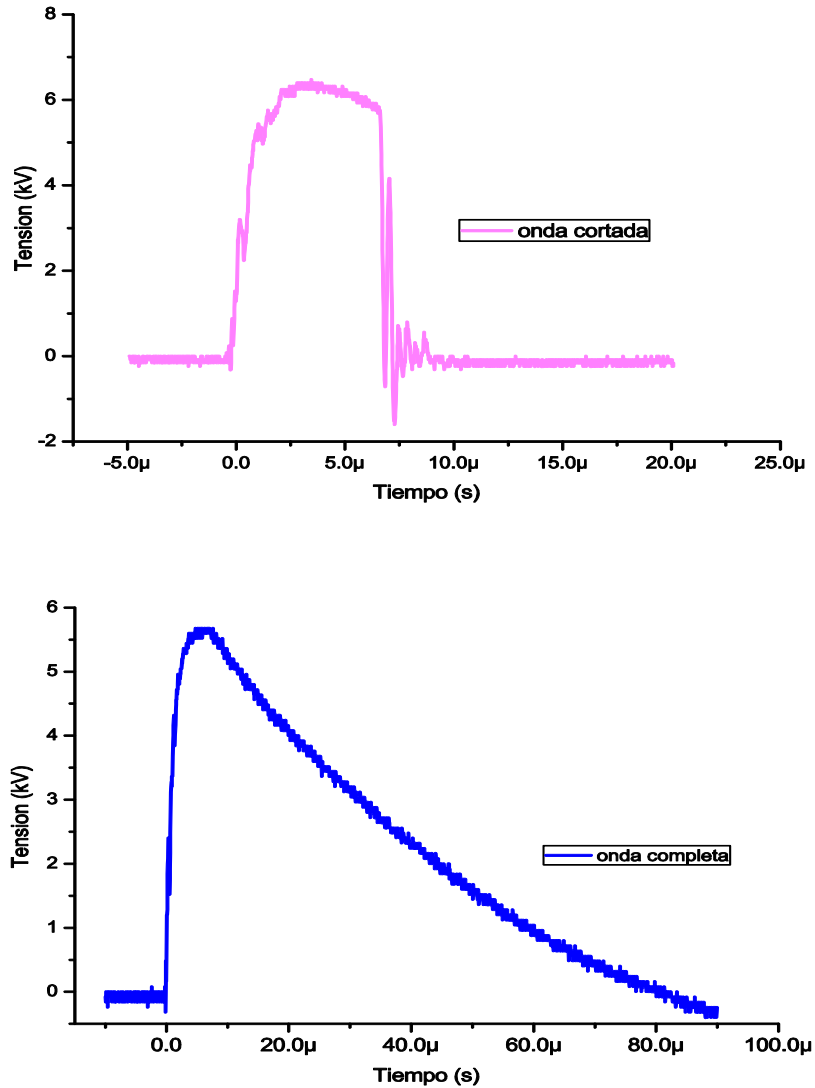


Figura 4.31 Ondas de impulso aplicadas durante las prueba de determinación de U_{50}

La Tabla 4.8 muestra los resultados de las mediciones para el perfil 1 en alta temperatura, mientras que las Tablas 4.9 y 4.10 muestran los resultados de las mediciones para el perfil 5 a temperatura ambiente y en alta temperatura, respectivamente. Con los resultados de las Tablas 4.7 a la 4.10 y con la fórmula (4.4) se calculó el U_{10} para ambos perfiles. Los resultados se resumen en la Tabla 4.11 y es claro que el U_{50} también se reduce debido a la alta temperatura como en el caso de tensión alterna. Considerando el perfil 5, que es el caso más severo por tener la menor altura, el valor del U_{10} (72.26kV) es mayor que el nivel básico de aislamiento por impulso de rayo del transformador tipo seco (60kV), lo que comprueba que el perfil 5 es seguro.

Capítulo 4

Tabla 4.8 Mediciones para determinación de U_{50} en perfil 1 en alta temperatura.

kV/paso	Número de etapas en el generador de impulso	Tensión pico kV	n_i	$\sum n_i U_i$
26	4	104	2	208
25	4	100	7	700
24	4	96	8	768
23	4	92	3	276
		$\sum n_i$	20	1952
			U_{50}	97.6

Tabla 4.9 Mediciones para determinación de U_{50} en perfil 5 a temperatura ambiente.

kV/paso	Número de etapas	Tensión pico kV	n_i	$\sum n_i U_i$
24	4	96	1	96
23	4	92	10	920
22	4	88	9	792
		$\sum n_i$	20	1808
			U_{50}	90.4

Tabla 4.10 Mediciones para determinación de U_{50} en perfil 5 en alta temperatura.

kV/paso	Número de etapas	Tensión picokV	n_i	$\sum n_i U_i$
20	4	80	2	160
19	4	76	10	760
18	4	72	8	576
		$\sum n_i$	20	1496
			U_{50}	74.8

Tabla 4.11 Cálculo de U_{10} bajo impulso positivo 1.2/50 μ s.

Perfil 1 (18cm)	
Tensión U_{50} a temperatura ambiente (kV)	113.33
Tensión U_{50} en alta temperatura (kV)	97.6
Tensión U_{10} a temperatura ambiente (kV)	109.48
Tensión U_{10} en alta temperatura (kV)	94.29
Perfil 5 (14cm)	
Tensión U_{50} en alta temperatura (kV)	74.8
Tensión U_{10} en alta temperatura (kV)	72.26

4.5 Simulaciones de prueba de tensión de ruptura en arreglo punta-plano bajo tensión alterna.

Para encontrar una relación entre el modelo del transformador simulado en el capítulo anterior y las pruebas desarrolladas en el capítulo actual se realizaron simulaciones del arreglo punta-plano en 3D. Se utilizó una punta cilíndrica de 2cm de diámetro con 50cm de largo y el plano de 600mm x600mm con espesor de 5mm como lo muestra la Figura 4.32.

Capítulo 4

Se realizaron simulaciones para los apoyos descritos en la Tabla 4.12. El potencial de la varilla durante la simulación fue la tensión de ruptura medida durante las pruebas de tensión de ruptura a temperatura ambiente de la Tabla 4.3. La Tabla 4.12 muestra el máximo campo eléctrico tangencial registrado en la superficie de los apoyos debido a la tensión de ruptura experimental.

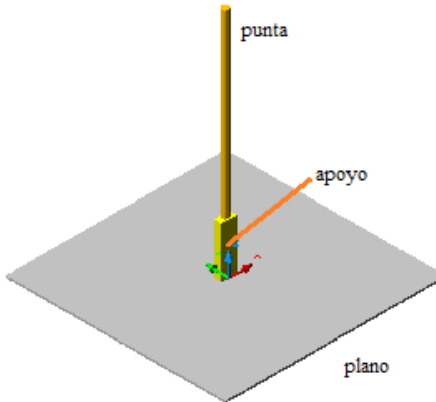


Figura 4.32 Geometría de modelo en 3D

Tabla 4.12 Campo eléctrico tangencial en superficie de apoyos en arreglo punta-plano bajo tensión alterna

Longitud de apoyo (m)	Tensión de ruptura con apoyo (kV) rms	Campo eléctrico tangencial máximo calculado mediante MEF (MV/m)
0.092	32.10	2.1
0.120	38.30	2.36
0.134	41.43	2.39
0.140 (perfil 2)	42.20	2.52
0.140 (perfil 5)	44.42	2.15
0.150	45.73	2.6
0.170	49.75	2.7
0.180 (perfil 1)	52.90	2.44

En la Figura 4.33 se muestra el refinado del mallado en la trayectoria donde se graficó el campo eléctrico tangencial sobre la superficie de los apoyos durante las simulaciones del arreglo punta-plano para los diferentes casos de la Tabla 4.12. En la Figura 4.34 se muestra la distribución de potencial en 3D de tres perfiles para su comparación. La Figura 4.35 ilustra el comportamiento del campo eléctrico tangencial sobre la superficie de los apoyos para los perfiles 1, 2 y 5. Los resultados muestran la misma tendencia que para las simulaciones del transformador seco con los mismos perfiles del capítulo anterior. El perfil 1 con altura de 18cm (apoyo actual) presenta un campo eléctrico tangencial máximo de 2.44MV/m. El perfil 2, que tiene 4cm menos que el perfil anterior, tiene un esfuerzo de 2.52MV/m. Finalmente, el perfil 5 con geometría cóncava presenta el menor campo

Capítulo 4

eléctrico tangencial (2.15MV/m) al igual que para las simulaciones del transformador tipo seco.

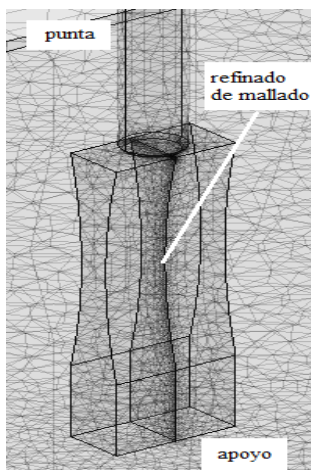


Figura 4.33 Mallado de arreglo punta-plano.

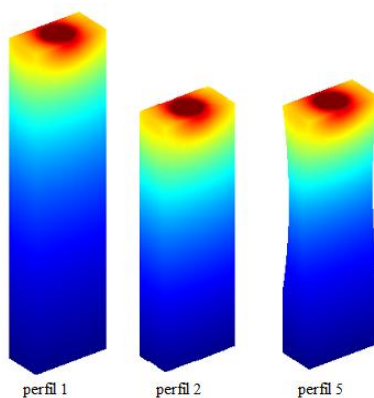


Figura 4.34 Potencial eléctrico sobre la superficie de apoyos.

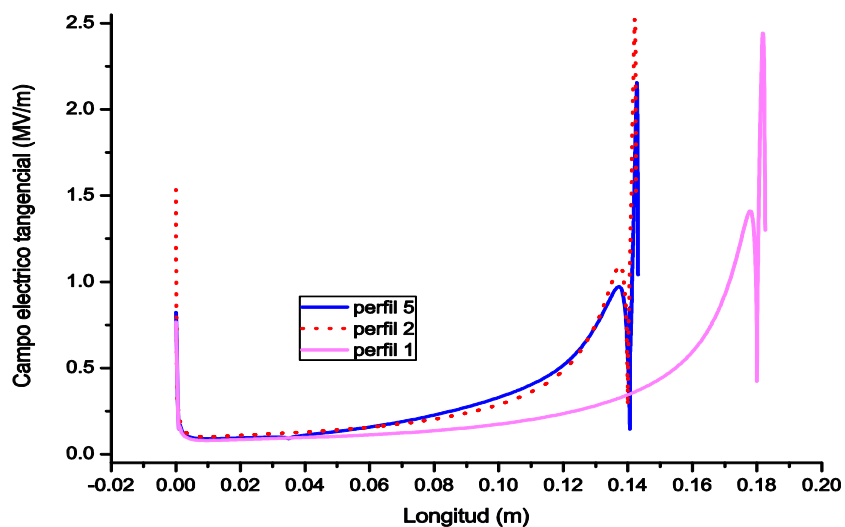


Figura 4.35 Campo eléctrico tangencial sobre la superficie de apoyos bajo tensión alterna.

4.6 Simulaciones de prueba de tensión de ruptura en arreglo punta-plano bajo tensión de impulso de rayo.

En esta sección se presentan las simulaciones del arreglo punta-plano bajo impulso con los valores de U_{50} y U_{10} en alta temperatura por ser los casos más severos. Los perfiles simulados son 1 y 5 con la tensión de ruptura de la Tabla 4.9. En la Tabla 4.13 se muestran los resultados del esfuerzo al que ocurrió la ruptura con los valores experimentales.

La Figura 4.36 muestra el comportamiento del campo eléctrico tangencial sobre la superficie de los apoyos para los perfiles 1 y 5. Nuevamente es evidente que el perfil 1 (actual) presenta un mayor esfuerzo eléctrico comparado con el perfil 5. Para las simulaciones del transformador se consideró una capa aislante alrededor de la bobina de media tensión que representa una cinta aislante. Por lo tanto, para el modelo del arreglo punta-plano se agregó una capa aislante sobre el electrodo para simular las mismas condiciones del transformador bajo los 60kV (NBAI). Los resultados de las simulaciones para el máximo campo eléctrico tangencial en los perfiles 1, 2 y 5 se muestran en la Tabla 4.14. En la misma tabla se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones del transformador bajo impulso del capítulo anterior.

Tabla 4.13 Campo eléctrico tangencial en superficie de apoyos en arreglo punta-plano bajo tensión de impulso de rayo en alta temperatura

Longitud de apoyo (m)	con U_{50} (MV/m)	con U_{10} (MV/m)
0.140 (perfil 5)	3.82	3.69
0.180 (perfil 1)	4.5	4.35

Tabla 4.14 Campo eléctrico tangencial en superficie de apoyos en arreglo punta-plano bajo NBAI de transformador (60kV)

Longitud de apoyo (m)	Simulación de punta-plano (MV/m)	Simulación de transformador (MV/m)
0.180 (perfil 1)	1.850	2.046
0.140 (perfil 2)	1.910	2.281
0.140 (perfil 5)	1.575	1.8664

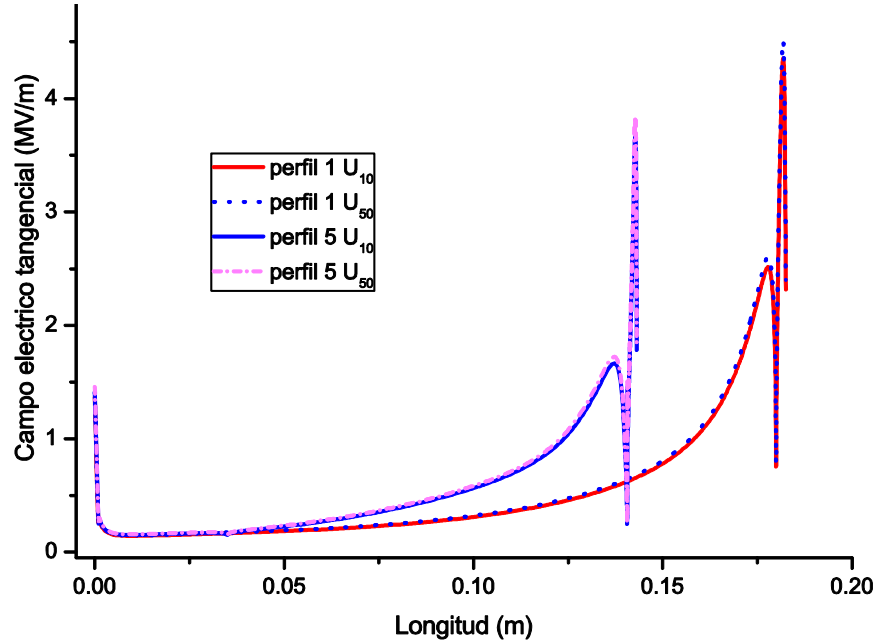


Figura 4.36 Campo eléctrico tangencial sobre la superficie de apoyos bajo tensión de impulso de rayo en arreglo punta-plano.

La Figura 4.37 muestra un comportamiento similar a las simulaciones del transformador donde nuevamente se muestra como el perfil 1 (actual) tiene el mayor esfuerzo. El perfil 2 con una reducción de altura de 4cm muestra un incremento en el valor de campo eléctrico tangencial, mientras que el perfil 5 (cóncavo) presenta el menor esfuerzo con la misma altura que el perfil 2 (14cm).

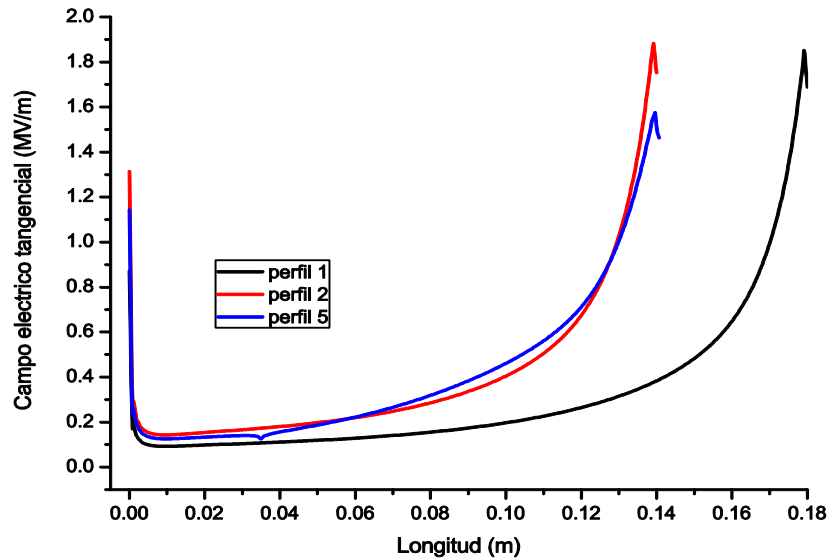


Figura 4.37 Campo eléctrico tangencial sobre la superficie de apoyos bajo NBAI (60kV) en arreglo punta-plano.

CAPITULO 5 Conclusiones

En esta investigación se implementó un modelo en 2 dimensiones de un transformador tipo seco en media tensión el cual permitió calcular, mediante el método del elemento finito, el campo eléctrico tangencial en la superficie de los apoyos de material aislante a fin de proponer un nuevo perfil que permita reducir la longitud axial sin incrementar la posibilidad de flameo.

Tomando en cuenta que en realidad el problema es tridimensional, se realizó también un modelo en 3D para comparar los resultados con el modelo anterior y verificar los resultados de los diseños obtenidos con las simulaciones en 2D. Ambos modelos presentaron valores semejantes para las geometrías más simples de los apoyos presentados en el Capítulo 3.

El modelo en 2D es más simple y requiere menos recursos computacionales que el modelo en 3D, pero sólo puede ser utilizado para proponer diseños preliminares que posteriormente puedan ser simulados como geometrías más complejas en 3D. A pesar de la simetría axial que presentan los devanados, debido a la geometría de los apoyos y a su ubicación física en el transformador, el modelo no puede ser analizado mediante un modelo axial simétrico.

Para determinar los niveles campo eléctrico que se pueden tomar como referencia en el diseño de los apoyos, fue necesario llevar a cabo una serie de pruebas experimentales en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco. Las pruebas demostraron que al incluir el apoyo entre los electrodos que simulan el devanado de alta tensión y el herraje de sujeción la tensión de ruptura se reduce considerablemente. Es decir, la ruptura en los extremos de transformador seco tomará lugar con mayor probabilidad sobre la superficie del apoyo y no en los claros en aire.

También se mostró experimentalmente que debido a las altas temperaturas de operación de este tipo de transformadores (que alcanza hasta 120° en los apoyos), la tensión de ruptura sobre la superficie de los apoyos en esta condición se reduce en 3% en promedio al valor de tensión de ruptura a temperatura ambiente para las diferentes distancias. Y aunque el efecto

Capítulo 5

de las altas temperaturas en la reducción de la tensión de ruptura es más evidente en los claros en aire que en apoyos, estos últimos siguen presentando el nivel de tensión de ruptura más bajo.

La reducción de la tensión de ruptura en la superficie de los apoyos se asocia a un cambio de mecanismo de falla. Se considera que al existir superficies aislantes sólidas entre los electrodos energizados, una transición de ruptura por streamer a ruptura por líder toma lugar a menores distancias. Esto se ve reflejado en una menor tensión de ruptura.

Como se mencionó en el Capítulo 2, entre mayor sea la elevación de temperatura de los devanados menor será el tamaño del transformador; sin embargo, esta ventaja está limitada por la tensión de ruptura en la superficie de los apoyos, de tal forma que al reducir las dimensiones de los apoyos sin aumentar el riesgo de ruptura se podrán diseñar los transformadores secos más compactos, logrando una reducción de costos en la manufactura.

Las simulaciones y pruebas en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco demuestran que es posible reducir la altura de los apoyos manteniendo el esfuerzo eléctrico actual e incluso reduciéndolo. Esto último se puede lograr aprovechando el fenómeno de refracción dieléctrica con un perfil cóncavo ya que es posible reducir la componente tangencial del campo eléctrico al modificar la orientación de la interfaz entre un dieléctrico sólido y el aire. La reducción de la componente tangencial del campo eléctrico actual permite disminuir la altura de los apoyos sin que incremente el riesgo de ruptura.

También durante este trabajo se realizaron simulaciones considerando diferentes materiales (maple, baquelita, fibra de vidrio, Glastic, etc.) en la construcción de los apoyos que por sus propiedades eléctricas permitirían reducir el esfuerzo sobre su superficie a medida de ir aumentando la permitividad.

Con los resultados obtenidos se pueden resumir tres posibles formas de reducir las dimensiones de los soportes sin aumentar el riesgo de ruptura superficial:

Capítulo 5

- 1) Modificar la geometría a una forma cóncava con el mismo material.
- 2) Un apoyo más corto, pero utilizar un material de permitividad relativa de 6 o mayor.
- 3) Una combinación de las dos formas anteriores, es decir, utilizar un perfil cóncavo con material de permitividad relativa de 6 o más.

El cambio en la geometría favorece la reducción de esfuerzo eléctrico en los apoyos más que un material con mayor permitividad.

Durante las simulaciones del Capítulo 3 y las pruebas experimentales del Capítulo 4, encontramos que el perfil 5 (geometría cóncava) es el más adecuado para la reducción de la altura pues pasaría de medir 180mm (actual) a 140 mm y además cumple con el objetivo de mantener el valor de campo eléctrico tangencial en la superficie: de 2.046MV/m (actual) a 1.866MV/m (perfil 5). La aplicación de este nuevo apoyo en la manufactura de los transformadores secos permitiría varios beneficios como los siguientes:

1. Debido a que los transformadores utilizan apoyos superiores e inferiores para la sujeción de las bobinas de media tensión, la reducción de 40mm en los apoyos implicaría una reducción de 80mm en la altura total del núcleo pasando de 1440mm (Tabla 3.1) a 1380mm.
2. Al reducirse la altura de las columnas del núcleo se disminuiría la cantidad de acero al silicio utilizado. Considerando lámina grado MOH que presenta una densidad volumétrica de $7.65 \times 10^{-3} \text{kg/cm}^3$ y la sección transversal de núcleo de la Tabla 3.1, cada mm equivale a 0.216kg/cm. La reducción de 80mm en la altura de cada columna del núcleo equivale a una reducción de 240mm en total por ser trifásico. La reducción total de la masa del núcleo es de 51.84kg, de tal forma que la masa total del núcleo pasa de 1280kg (actual) a 1228.16kg (nuevo diseño).

Se presenta un modelo completo en 2D para las simulaciones en condiciones electrostáticas y se compara con un modelo en 3D aprovechando la simetría del problema, con el fin de reducir el tiempo y recursos de cómputo para la solución en este tipo de problemas.

Capítulo 5

Se utiliza un arreglo punta-plano en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco para demostrar como los soportes utilizados entre las bobinas de media tensión y los herrajes del núcleo afectan los valores de tensión de ruptura para distintos gaps.

Se demuestra, mediante pruebas en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco en un arreglo punta-plano, el efecto de las altas temperaturas presentes en la operación normal de los transformadores secos sobre los valores de tensión de ruptura.

Se proponen nuevos perfiles mediante simulaciones y se demuestra su comportamiento adecuado a través de pruebas en el Laboratorio de Alta Tensión de la ESIME Zacatenco.

5.1 Recomendaciones para trabajos futuros

Tomando como referencia este trabajo se pueden iniciar investigaciones encaminadas al análisis del esfuerzo eléctrico en la superficie de los apoyos en los transformadores secos. Se puede investigar experimentalmente la tensión de ruptura con apoyos de diferentes materiales y con diferentes geometrías.

El cálculo del campo eléctrico en el presente trabajo representa la condición más severa (NBAI) en los devanados del transformador; por lo tanto, se podría investigar la posibilidad de agregar la distribución de potencial a través de los devanados. Otro punto importante a investigar es la obtención de una formula empírica que relacione las dimensiones de los apoyos con cada nivel de tensión para proponer un método confiable, sencillo y reproducible en el diseño de los apoyos. Adicionalmente, pueden analizarse otras técnicas de atenuación del campo eléctrico tangencial en la superficie de los apoyos en los transformadores secos e implementar algún proceso de optimización para encontrar los parámetros geométricos y físicos de los materiales que minimizan dicho campo eléctrico.

Tomando como referencia esta tesis se pueden iniciar investigaciones encaminadas al análisis del esfuerzo eléctrico en los transformadores secos encapsulados en resina epóxica.

REFERENCIAS

- [1] A. R. García Sotelo, “Implicaciones ambientales de aceites aislantes de base parafínica no inhibidos usados en transformadores eléctricos de Luz y Fuerza del Centro”, CIEMAD IPN Centro Interdisciplinario y Estudios sobre Medio Ambiente y Desarrollo. Tesis, Cd. De México, Enero de 2005.
- [2] W. W. Satterlee, “Design and Operating Characteristics of Modern Dry-Type Air-Cooled Transformers”, Transaction of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 6, No. 10, 701-704, October 1944.
- [3] P. L. Bellaschi, “Dielectric Strength and Protection of Modern Dry-Type Air-Cooled Transformers”, Transaction of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 64, No. 11, 759-763, November 1945.
- [4] H. C. Stewart, “Aging Characteristics of Dry- type Transformer Insulation at High Temperature”, Transaction of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 67, No. 2, 1600-1607, 1948.
- [5] H. C. Stewart, “Aging Evaluation of Dry-Type Transformer Insulating Systems”, Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 72, No. 2, 267-272, April 1953.
- [6] T. R. Walters, “A Study of Models for Use in Evaluating Dry-Type Transformer Insulating Systems”, Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 75, No. 3, 520-527, February 1956.
- [7] L. C. Whitman “Co-ordination of Dry-Type Transformer Models with Transformer Geometry”, Power Apparatus and Systems Part III, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 75, No. 3, 328-332, June 1956.

- [8] S. Isobe, N. Ikemoto, Y. Kihara, "Large Capacity Class-H Resin Molded Transformer", IEEE Transaction on Electrical Insulation, Vol. IE-13 No.6, 436-443, December 1978.
- [9] T. J. Lewis, "The Role of Electrodes in Conduction and Breakdown Phenomena in Solid Dielectrics", IEEE Transaction on Electrical Insulation, Vol. IE-19 No.3, 210-216, June 1984.
- [10] H. D. Smith, "Characteristics of Dimension Restrained Dry-Type Transformers", Industry Applications Society Annual Meeting, Vol. 2, 1223-1227, October 1991, Dearborn, MI, USA.
- [11] T. Nunn, "A comparison of liquid-filled and dry-type transformer technologies", Cement Industry Technical Conference IEEE/IAS/PCA, 105-112, May 2000, ABB, USA.
- [12] Z. Dianchun, "Thermal field and hottest spot of the ventilated dry-type transformer", Proceedings of The 6th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Xi'an Jiaotong University, Xi'an, China, Vol. 1, 141-143, June 2000.
- [13] N. L. Allen, D. S. K. Lam, D. A. Greaves: "Tests on the breakdown of air at elevated temperatures in non-uniform electric fields", IEE Proc-Sci. Meas. Technol., Vol. 147, No. 6, 291-295, November 2000.
- [14] P. K. Sen, "Application Guideline for Dry-Type Distribution and Power transformers", Industrial and Commercial Power Systems, Technical Conference, 105-110, May 2003, Div. of Eng., Colorado Sch. of Mines, Golden, CO, USA.
- [15] J. Hong, L. Heyun, X. Zihong: "Three-dimensional Finite Element Analysis of electric Fields at Winding Ends of Dry-Type Transformer", Electrical Machines

and Systems, 2005. ICEMS 2005 Proceedings of the Eighth International Conference on, vol. 3, No., 2136-2139 Vol. 3, 27-29 Sept. 2005.

- [16] J. Smolka, A. J. Nowak: "Shape optimization of coils and cooling ducts in dry-type transformers using CFD and GA", IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 47, No. 6, 1726-1731, June 2010, Inst. of Thermal Technol., Silesian Univ. of Technol., Gliwice, Poland.
- [17] Standard on Dry Type Transformers for General Applications, NEMA ST 20-1992 (R1997).
- [18] R. L. Bean, N. Chackan, H. R. Moore, E. C. Wentz, "Transformers for the Electric Power Industry", Westinghouse Electric Corporation, Power Transformer Division, Mc Graw-Hill, 1959.
- [19] E. W. Tipton, "Sealed Dry-Type Transformers Proved Safe by Test", AIEE Summer General Meeting, Atlantic City, N.J., Vol. 72, No. 2, 843-848, January 1953.
- [20] D. Paul, "Failure Analysis of Dry-Type Power Transformer", IEEE Transactions on Industry Applications Conference 2000, Kaiser Eng., Oakland, CA., Vol. 37, No. 3, 689-695, Oct 2000.
- [21] P. K. Dooley, "A Comparison of Liquid-Filled and Dry-Type Transformers for Industrial Applications", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 34, 108-112, January/February 1998. Virginia Transformer Corp., Roanoke, VA.
- [22] G. A. Monito, L. B. Rademacher, "Sources of High Power Factor in Dry-Type Transformers", AIEE Summer General Meeting, Swampscott, Mass, Vol. 75, No. 3, 566-569, June/July 1955, ASSOCIATE MEMBER AIEE, Westinghouse Electric Corporation, Sharon, Pa.

- [23] S. V. Kulkarni, S. A. Khaparde, “Transformer Engineering Design and Practice”, Indian Institute of Technology Bombay Mumbai, India, MARCEL DEKKER, INC., Vol. 21, No. 4, 55-56, July 2004.
- [24] Standard IEEE C57.98-1993 Guide for impulse tests (ANSI)
- [25] IEEE C57.12.01-1989 Standard general requirements for dry-type distribution and power transformers including with solid cast/or resin encapsulated windings.
- [26] IEEE C57.12.50-1981 (Reaffirmed 1989) Requirements for ventilated dry-type 501 kVA or larger, three phase, with high voltage 601-34500 V, low voltage 208Y/120-4160V.
- [27] IEEE C57.12.51-1981 (Reaffirmed 1989) Requirements for ventilated dry-type power transformers, 501 kVA and larger, three phase, with high voltage 601-34500 V, low voltage 208Y/120-4160V.
- [28] IEEE C57.12.55-1987 conformance standard for transformers used in installation, including unit substations.
- [29] IEEE C57.12.56-1986 (Reaffirmed 1993) standard tests procedure for thermal evaluation of insulation systems for ventilated dry-type power and distribution transformers.
- [30] IEEE C57.12.58-1991 guide for conducting a transient voltage analysis of a dry-type transformer coil.
- [31] IEEE C57.12.91-1979 test code for dry-type distribution and power transformers.
- [32] IEEE C57.12.94-1982 (Reaffirmed 1987) recommended practice dry-type distribution and power for installation, application, operation and maintenance for dry-type general purpose distribution and power transformers.

- [33] IEEE C57.12.96-1989 guide for loading dry-type distribution and power transformers.
- [34] ANT-NMX-J-351-ANCE-2008 Anteproyecto de norma ANCE “Transformadores de distribución y potencia especificaciones”.
- [35] NOM-008-SCFI-1993 Norma Oficial Mexicana “Sistema de unidades de Medida”.
- [36] NOM-002-SEDE-2007 Norma Oficial Mexicana “Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución”.
- [37] NMX-J-169-ANCE-2006 Norma ANCE “Transformadores y Autotransformadores de distribución y potencia métodos de prueba”.
- [38] NMX-J-116-ANCE-2005 Norma ANCE “Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación especificaciones”.
- [39] L. C. Whitman, “The Economics of High-Temperature Dry-Type Transformers”, Power Apparatus and Systems, Part.III, Transaction of the American Institute of Electrical Engineers, January 1952
- [40] Catalogo Papel NOMEX® tipo 410 Características Técnicas, E. I. Du Pont de Nemours and Company, 2001.
- [41] Catalogo Transformadores Secos en Media Tensión, Zetrak S.A. de C.V. Fabricante de Transformadores de distribución y Potencia, 2005.
- [42] Products Dry-type Transformers to 20 MVA 35kV Class, Virginia Transformer Corp, 2006.
- [43] E. Kuffel, W. S. Zaengl, J. Kuffel, “High Voltage Engineering Fundamentals”, Second edition, Newnes, 2000.

- [44] M. Del Vecchio, B. Poulin, P. T. Feghali, D. M. Shah, R. Ahuja, “Transformer Design Principles with Applications to Core-Form Power Transformers”, Boca Raton London New York Washington, D.C., by CRC Press, 2002.
- [45] A. Greenwood, “Electrical Transients in Power Systems”, second edition, by John Wiley & Sons, Inc., 1991.
- [46] S. Whitehead, “Dielectric Breakdown of Solids”, Oxford University Press, 1951.
- [47] F. M. Clark, “Dielectric Properties of Fibrous Insulation as Affected by Repeated Voltage Application”, Trans. AIEE, Vol.71, 1952.
- [48] P. L. Bellaschi, W. L. Teague, “Dielectric Strength of Transformer Insulation”, Trans. AIEE, Vol.56, 1937.
- [49] J. Swiss, “Chemistry of Insulation”, Westinghouse Eng., May 1954.
- [50] H. C. Hall, R. M. Russek, “Discharge Inception in Dielectric Voids”, Proc. Inst. Elec., 1953.
- [51] D. Moreno Miramontes, “Análisis de Campos Eléctricos por medio del Elemento Finito”, ESIME IPN Sección de Estudios de Posgrado e Investigación. Tesis, Cd. De México, Enero de 2002.
- [52] NOMEX® papel Aramida, “Transformadores Modernos de Tipo Seco”, Du Pont de Nemours International S.A. Industrial Fibers Department, Suiza, March 1984.
- [53] A. C. de Azevedo, I. Rezende, A. C. Delaiba, J. C. de Oliveira, B. C. Carvalho, H. S. Bronzeado, “Investigation of Transformer Electromagnetic Forces Caused by External Faults Using FEM”, Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, Aug. 2006.
- [54] Standard IEC 60-1 1989 High voltage test techniques Part 1 General definitions and requirements.

- [55] M. N. O. Sadiku, “Elements of electromagnetics”, Third Edition, Oxford University Press, 2000.
- [56] W. H. Hayt, Jr. “Engineering Electromagnetics”, Sixth Edition, Mc Graw Hill, 2001.
- [57] A. Pedersen, T. Christen, “Streamer inception and propagation models for designing air insulated power devices”, IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Virginia Beach, USA, 19 – 21 Oct 2009.
- [58] M. A. Venegas Vega, “Cálculo de Pérdidas en Tanques de Transformadores Utilizando el Método del Elemento Finito”, ESIME IPN Sección de Estudios de Posgrado e Investigación. Tesis, Cd. De México, Junio de 2007.
- [59] J. A. de León Brito, “Estudio del Efecto de las Tensiones tipo PWM en los Sistemas de Aislamiento de Transformadores de Media Tensión Alimentados por Variadores de Velocidad”, Tesis para obtener el grado de Maestría en Ciencias, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, ESIME-IPN, Cd. De México, Diciembre de 2009.
- [60] J. Deng, “Propagation of Surface Leader Discharge in Atmospheric Air”, Tesis, Universidad de Tokio, 2010.
- [61] COMSOL Multiphysics ®. User’s Guide.

APÉNDICE A

Dimensiones generales de transformador seco 1000kVA 13200-220Y/127V.

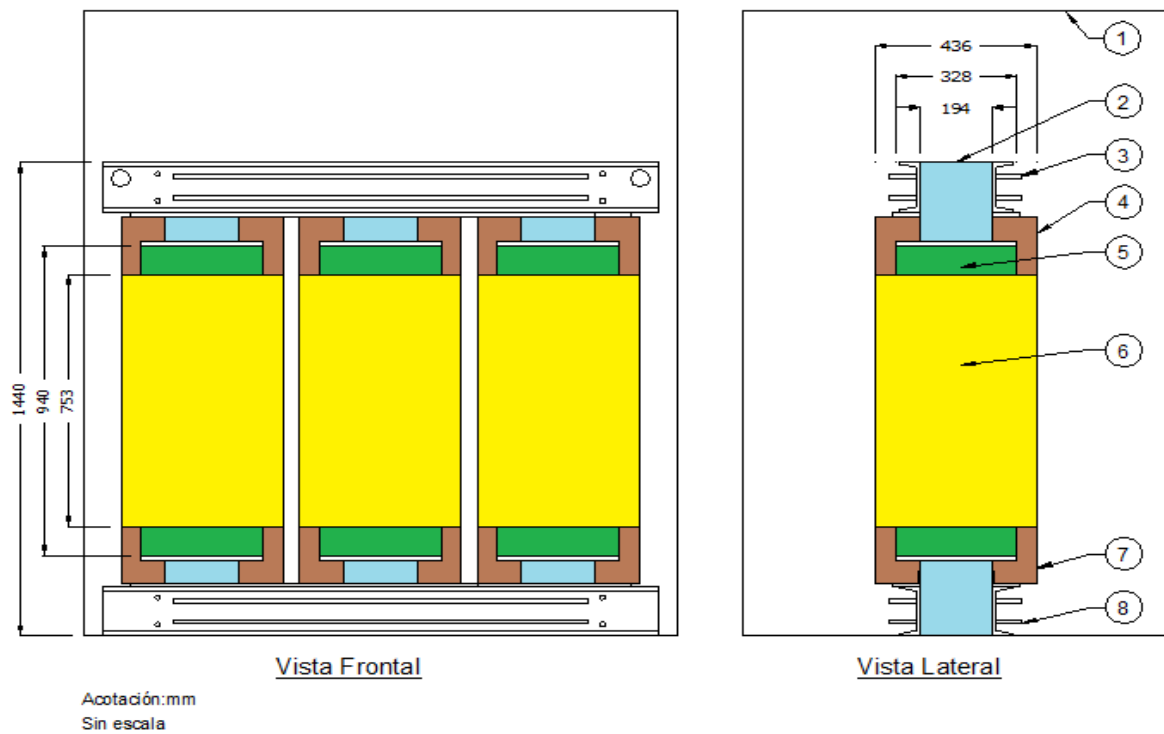


Figura A.1 Dimensiones generales de transformador seco 1000kVA 13200-220Y/127V.

Número	Descripción
1	Gabinete
2	Núcleo
3	Herrajes superiores
4	Apoyos superiores
5	Bobina de baja tensión
6	Bobina de media tensión
7	Apoyos inferiores
8	Herrajes inferiores

APÉNDICE B

Niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores tipo seco.

Tabla B.1 Relaciones de tensión nominal de sistema y sus correspondientes

Tensión nominal del sistema	Niveles básicos de aislamiento al Impulso por rayo (NBAI) comúnmente utilizados (kV cresta)									
kV	10	20	30	45	60	95	110	125	150	200
1.2	S	1	1							
2.5		S	1	1						
5			S	1	1					
8.7				S	1	1				
15					S	1	1			
25						2	S	1	1	
34.5								2	S	1

S Son los valores normalizados.
 1 Son los niveles opcionales para aquellos lugares donde ocurren sobretensiones y se requieren márgenes de protección más elevados.
 2 Son los niveles bajos donde pueden aplicarse dispositivos de protección para sobretensiones.

Tabla B.2 Niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores tipo seco, utilizados en sistemas (60Hz) con NBAI de 200kV y menores [34].

Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (NBAI)	Nivel de aislamiento (Tensión a frecuencia del sistema)	Niveles de Impulso ^{b)}		
		Onda plena 1.2/50 μ s	Onda cortada	Tiempo mínimo de arqueo
(kV)	(kV eficaz ^{a)})	(kV cresta)	(kV cresta)	(μ s)
10	4	10	10	1.0
20	10	20	20	1.0
30	12	30	30	1.0
45	19	45	45	1.25
60	31	60	60	1.5
95	34	95	95	1.6
110	37	110	110	1.8
125	40	125	125	2.0
150	50	150	150	2.25
200	70	200	200	2.70

^{a)} Los niveles de aislamiento a la frecuencia del sistema aplican a los niveles normalizados “S” que se indican en la tabla B.1. El nivel de prueba por tensión de baja frecuencia para devanados con Y-puesta a tierra debe ser 10 kV (excepto para devanados de 1,2 kV y menores, que debe ser de 4 kV).

^{b)} Debe utilizarse una forma de onda de impulso de polaridad positiva.

APÉNDICE C

Publicaciones

Erick González V., Fermín P. Espino Cortés, Pablo Gómez Z., “Design of the Insulating Supports in Medium Voltage Dry-Type Transformers”, 30th Electrical Insulation Conference, Annapolis, MD, USA, 5-8 June 2011.

Erick González V., Fermín P. Espino Cortés, Pablo Gómez Z., “Three-dimensional Finite Element Design of the Insulating Supports in Medium Voltage Dry-Type Transformers”, VI International Conference on Electromechanics and Systems Engineering (VI CIIES), Mexico City, Mexico, November 2011.